

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU
FACULTÉ DU GENIE DE LA CONSTRUCTION
DÉPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



THÈSE

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE

DOCTORAT

en Génie Mécanique

Spécialité : Énergies renouvelables et couplage multiphysique

Intitulée

Étude des performances d'un panneau solaire photovoltaïque orienté et refroidi par air

Présentée par : **Kecili Idir**

Devant le jury composé de :

M. Boutoudj Mohamed Saïd	Professeur	UMMTO	Président
M. Nebbali Rezki	MCA	UMMTO	Directeur de thèse
M. Lamrous Nacer	Professeur	UMMTO	Examineur
M. Sadaoui Djamel	Professeur	U A. Mira Béjaïa	Examineur
M. Boussafeur Kaci	MCA	UMMTO	Examineur
M. Tebbiche Hocine	MCA	UMMTO	Examineur

Soutenue le 05/10/2023

Remerciements

D'abord, je tiens à remercier Dieu Le Miséricordieux pour toutes ses bontés et de m'avoir guidé pour l'accomplissement de ce travail de thèse.

Je suis particulièrement reconnaissant envers mon Directeur de thèse, Monsieur NEBBALI Rezki, Maître de Conférences à l'UMMTO, pour sa remarquable disponibilité, sa patience, son soutien constant, et ses précieux conseils tout au long de ces années de recherche. J'ai été extrêmement chanceux de travailler sous sa direction.

Je remercie également Monsieur BOUTOUDJ Mohamed Saïd, Professeur à l'UMMTO, d'avoir accepté de présider ce jury de soutenance. Mes remerciements vont également aux membres de jury : Monsieur LAMROUS Nacer, Professeur à l'UMMTO, Monsieur SADAOUI Djamel, Professeur à l'U A. Mira Bejaïa, Monsieur BOUSSAFEUR Kaci et Monsieur TEBBICHE Hocine, Maîtres de conférences à l'UMMTO pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail de thèse et pour avoir accepté de faire partie de ce jury.

Ma gratitude va également au Professeur OUIBRAHIM Ahmed pour m'avoir accueilli au sein du Laboratoire d'Energétique Mécanique et Matériaux (LEMM) dans lequel j'ai préparé ma thèse.

Je voudrais également exprimer ma gratitude à mes très chers parents, ma famille, mes proches et mes amis pour leur soutien inconditionnel et leurs encouragements tout au long de cette expérience.

Enfin, j'adresse mes remerciements aux membres du laboratoire LEMM et à tous ceux qui m'ont aidé d'une manière ou d'une autre pour réaliser cette thèse, ainsi que tous ceux qui ont contribué à mon parcours académique.

Je vous remercie tous chaleureusement...

Résumé

Etude des performances d'un panneau solaire photovoltaïque orienté et refroidi par air

Dans ce travail de thèse il est question de proposer des solutions pour améliorer la production électrique et l'efficacité d'un panneau photovoltaïque (PV). Ainsi, on s'intéresse à l'orientation optimale d'un panneau PV commercial de grandes dimensions (1580mm×808mm), pour maximiser, l'énergie solaire incidente. On propose alors, des corrélations évaluant l'angle optimal d'inclinaison du panneau PV pour toute latitude et à différentes périodes de l'année. Par ailleurs, grâce à des ventilateurs, actionnés par le panneau PV lui-même, on souffle de l'air ambiant sur la face arrière du panneau PV pour assurer son refroidissement et améliorer son efficacité électrique. Plusieurs cas de figure sont considérés, à savoir : le refroidissement par un ou deux ventilateurs, associé à des sorties d'air longitudinales ou transversales. À travers des simulations numériques, on détermine la disposition judicieuse des ventilateurs et des sorties d'air, qui assurent un refroidissement homogène du panneau PV. On montre que l'utilisation d'un seul ventilateur, centré à l'arrière du panneau PV, permet d'atteindre des niveaux de refroidissement quasi semblables à ceux fournis par deux ventilateurs. Cependant, un point chaud subsiste sous le stator. Pour pallier à ce dysfonctionnement, des aubes directrices sont disposées sur le ventilateur pour orienter une fraction du flux d'air vers le centre du panneau PV. Ce qui a permis d'améliorer l'efficacité du panneau PV.

Mots clés : *Angle d'inclinaison, CFD, efficacité, modélisation, optimisation, photovoltaïque, refroidissement par air, ventilateur.*

Abstract

Study of the performance of an oriented and air-cooled photovoltaic solar panel

In this work we propose solutions to improve the electricity production and the efficiency of a photovoltaic (PV) panel. First, we are interested in the optimal orientation of a large commercial PV panel (1580mm×808mm), to maximize the incident solar radiation. We then propose correlations evaluating the optimal tilt angle of the PV panel for any latitude and different periods of the year.

Furthermore, by using fans, supplied by the PV panel itself, ambient air is blown onto the rear face of the PV panel to provide cooling and improve its electrical efficiency. Several scenarios are considered: Cooling by one and two fans associated with longitudinal and transverse air outlets. Through numerical simulations, we determine the judicious arrangement of the fans and air outlets, which ensure homogeneous cooling of the PV panel. The use of a single fan, centered below the PV panel, has been shown to achieve almost similar levels of cooling as two fans. However, a hot spot remains under the stator. To overcome this malfunction, guide vanes are placed on the fan to direct the airflow towards the center of the PV panel. Which further improves the efficiency of the PV panel.

Keywords: Air cooling, CFD, efficiency, fan, modeling, optimization, photovoltaic, tilt angle.

TABLE DES MATIERES

Liste des Figures	I
Liste des Tableaux	IV
Nomenclature.....	VI
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Etat de l'art sur les cellules et panneaux photovoltaïques et modes d'améliorations de leurs performances	4
1 Introduction	5
2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire	5
3 Courbe caractéristique d'une cellule solaire	7
4 Modèles électriques.....	9
4.1 Modèle à une seule diode (modèle standard)	9
4.2 Modèle à deux diodes.....	9
5 Paramètres électriques d'une cellule solaire	10
5.1 Courant de court-circuit I_{cc}	10
5.2 Tension de circuit ouvert V_{co} (tension à vide).....	10
5.3 Puissance crête - Point de puissance maximale P_{max} (P_{pm}) :.....	10
5.4 Facteur de forme FF	11
5.5 Rendement électrique ou efficacité η	11
6 Panneau photovoltaïque.....	12
7 Modèles électriques d'un panneau PV	13
8 Matériaux composant les cellules solaires.....	14
9 Méthodes d'amélioration des puissances délivrées par un panneau PV	16
9.1 Orientation optimale.....	16
9.2 Refroidissement.....	19
9.2.1 Refroidissement passif.....	19
9.2.2 Refroidissement actif.....	23
10 Conclusion.....	29
Chapitre II : Angle d'Inclinaison Optimal (AIO).....	30
1 Introduction	31
2 Théorie.....	31
2.1 Gisement Solaire	31
2.1.1 La course du soleil dans le ciel :.....	31
2.1.2 La déclinaison solaire « δ »	33
2.1.3 L'angle horaire ω	33
2.1.4 La hauteur solaire h_s	34
2.1.5 L'azimut solaire « A_z ».....	34

2.1.6	Paramètres du lieu	35
2.1.7	Rayonnement solaire hors atmosphère	36
2.1.8	Rayonnement solaire à la surface du sol	37
2.1.9	Angle d'incidence α	38
2.1.10	Composantes du rayonnement solaire	39
2.2	Angle d'inclinaison optimal (AIO).....	41
	Cas 1 : Angle d'inclinaison optimal annuel (AOA)	41
	Cas 2 : angle d'inclinaison optimal saisonnier (AOS)	42
	Cas 3 : Angle d'inclinaison optimal mensuel (AOM).....	42
3	Algorithme de calcul	43
4	Comparaison entre deux surfaces, l'une inclinée avec un angle optimal et l'autre horizontale....	45
5	Résultats et discussion.....	46
5.1	Angles d'inclinaisons optimaux (AIO).....	46
5.2	Comparaison d'une surface inclinée vs. une surface horizontale.....	51
5.3	Effet de l'ombrage	54
6	Conclusion.....	56
Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards		57
1	Introduction	58
2	Position du problème.....	59
3	Domaine de calculs et maillage.....	61
4	Conditions aux limites.....	63
5	Équations associées	63
5.1	Domaine solide :.....	63
5.2	Domaine fluide :.....	65
6	Résultats	66
6.1	Sensibilité du maillage	66
6.2	Configuration optimale.....	67
6.2.1	Présence de la couche d'aluminium	67
6.2.2	Absence de couche d'aluminium.....	70
6.3	Réponse thermique du panneau PV refroidi au cours de l'année	72
6.3.1	Conditions aux limites.....	73
6.3.2	Équations associées	74
6.3.3	Température d'équilibres du panneau PV	75
6.4	Performances du système de refroidissement sous conditions climatiques réelles	78
6.4.1	Puissance électrique du ventilateur	78
6.4.2	Puissance nette et efficacité du panneau PV refroidi	79
6.4.3	Evolutions de la puissance et de l'efficacité du panneau PV au cours des différentes journées	80
6.4.4	Gains d'énergie	83

6.5	Performances du système de refroidissement en absence de vent.....	85
7	Conclusion.....	87
Chapitre IV : Effet du refroidissement par un ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards		89
1	Introduction	90
2	Refroidissement par deux ventilateurs vs un ventilateur de mêmes dimensions.....	90
2.1	Position du problème.....	90
2.2	Domaine de calcul, maillage et conditions aux limites	91
2.3	Résultats	91
2.3.1	Température du panneau PV	91
2.3.2	Puissance d'activation des ventilateurs	93
3	Refroidissement par un seul ventilateur de grand diamètre	97
3.1	Effet du diamètre	97
3.1.1	Description du domaine de calculs.....	97
3.1.2	Résultats	98
3.2	Entrée d'air éloignée du plan inférieur de la cavité d'air	100
3.3	Ventilateur muni d'aubes directrices	103
4	Application du refroidissement par un seul ventilateur muni d'aubes directrices (Cas– 7).....	105
4.1	Température d'équilibres du panneau PV.....	106
4.2	Réponse électrique du panneau PV refroidi	107
4.3	Gains d'énergie générés par le panneau PV refroidi	109
5	Conclusion.....	111
Conclusion Générale		113
Références bibliographiques.....		116
Annexes		123

Liste des Figures

Figure I—1 : Principe de création de la jonction P – N.....	6
Figure I—2 : Schéma explicatif du comportement de base d'une cellule solaire.....	6
Figure I—3: Courbe caractéristique I – V d'une photodiode pour différentes intensités d'éclairement.....	7
Figure I—4 : Courbe caractéristique I – V d'une cellule solaire pour différentes intensités d'éclairement.....	8
Figure I—5 : Schéma électrique équivalent d'un générateur PV associé au modèle standard.....	8
Figure I—6 : Schéma électrique équivalent d'un générateur PV associé au modèle a deux diodes.....	9
Figure I—7 : Courbes caractéristiques d'un générateur PV.....	11
Figure I—8 : Allure des courbes caractéristiques I – V d'un générateur PV, (a) pour différents éclairagements et pour une température fixée de la cellule, (b) pour différentes températures de la cellule sous un rayonnement fixé.....	12
Figure I—9 : Allure des courbes caractéristiques P – V d'un générateur PV, (a) pour différents éclairagements et pour une température fixée de la cellule, (b) pour différentes températures de la cellule sous un rayonnement fixé.....	12
Figure I—10 : Panneau PV constitué d'un ensemble de cellules connectées en série.....	12
Figure I—11 : Encapsulation de cellules PV connectées en série pour la construction d'un panneau PV.....	13
Figure I—12 : Pourcentage annuel de production de panneaux PV dotés de cellules de 1 ^{ère} et 2 ^{ème} génération.....	14
Figure I—13 : Évolution de la conversion du spectre solaire par une cellule mono-jonction, tandem et triple jonction GaInP/GaAs/Ge.....	16
Figure I—14 : Évolution des efficacités (en laboratoire) des cellules solaires des différentes générations.....	16
Figure I—15 : Refroidissement par ailettes pour différents angles d'inclinaison.....	20
Figure I—16 : Refroidissement par ailettes segmentées.....	20
Figure I—17 : Refroidissement du panneau PV par accélération naturelle du vent.....	21
Figure I—18: Disposition des trous sur le panneau PV perforé.....	21
Figure I—19 : Schéma descriptif du panneau PV pourvu de fentes.....	22
Figure I—20 : Refroidissement par thermosiphon.....	23
Figure I—21 : Illustration du refroidissement d'un panneau PV par pulvérisation d'eau sur ces deux faces.....	24
Figure I—22 : Schéma d'installation du refroidissement intermittent de cinq chaînes de panneaux PV refroidis par ruissellement d'eau sur leurs faces supérieures.....	25
Figure I—23 : Schéma de l'installation de panneaux PV refroidis par eau, couplés à un échangeur de chaleur de type eau – sol.....	25
Figure I—24 : Refroidissement d'un panneau PV par de l'eau circulant, sous sa face arrière, à travers un canal convergent.....	26
Figure I—25 : Les différentes formes d'ailettes disposées dans la cavité d'air du système de refroidissement.....	27
Figure I—26 : Schéma du PVT fonctionnant avec un canal d'air convergent.....	28
Figure II—1: Révolution de la terre.....	33
Figure II—2: Angle horaire.....	34
Figure II—3: Positions du soleil et du capteur par rapport à l'horizon et à la direction nord – sud.....	35
Figure II—4: Repérage d'un point sur la terre par la longitude et la latitude.....	36
Figure II—5: Spectre énergétique du rayonnement solaire.....	37
Figure II—6: Masse atmosphérique (AM0 : rayonnement extraterrestre, AM1 : soleil au zénith $h_s=90^\circ$, AM1.5 : $h \approx 42^\circ$).....	38
Figure II—7: Organigramme de calcul par algorithme génétique.....	44
Figure II—8: Évolution de AOM avec la latitude ϕ du mois d'avril au mois de septembre.....	46
Figure II—9: Évolution de AOM avec la latitude ϕ du mois d'octobre au mois de mars.....	47
Figure II—10: Évolution de AOS avec la latitude ϕ pour les quatre saisons.....	47

Figure II—11: Illustration des AOS déterminés pour cette étude (courbes de tendances) et AOS issus de la littérature (symboles) pour les périodes : janvier – mars (rouge), avril – juin (vert), juillet – septembre (bleu), octobre – décembre (noir).....	48
Figure II—12: Évolution de AOA avec la latitude ϕ , déterminé pour cette étude et ceux fournis par la littérature.	50
Figure II—13: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface inclinée avec AOA par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes	51
Figure II—14: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface inclinée avec AOS par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes	52
Figure II—15: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface inclinée avec AOM par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes.....	52
Figure II—16: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface orientée par un traqueur biaxial par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes.	53
Figure II—17: Taux d'amélioration des quantités d'énergies annuelles interceptées par une surface orientée selon les quatre configurations (AOM, AOS, AOA et traqueur) par rapport à une surface horizontale pour différentes latitudes.	54
Figure II—18: Évolution de β_{opt} avec la latitude ϕ	55
Figure II—19: Evolution de ε avec la latitude ϕ	56
Figure III—1: Illustration du système de refroidissement d'un panneau PV par deux ventilateurs	59
Figure III—2: Illustration des différentes positions des ventilateurs associées aux positions des sorties d'air (transversale ou longitudinale).	60
Figure III—3: Illustration du maillage sur la face inférieure du panneau PV refroidi par deux ventilateurs pour les six cas de figure	62
Figure III—4: Illustration des cellules de maillage sur le plan (XOZ) en absence et en présence de la couche d'aluminium.	62
Figure III—5: Champ de températures ($^{\circ}\text{C}$) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 38\text{mm}$, en présence de la couche d'aluminium.....	68
Figure III—6: Champ de températures ($^{\circ}\text{C}$) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 5\text{mm}$, en présence de la couche d'aluminium.	69
Figure III—7: Champ de températures ($^{\circ}\text{C}$) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 38\text{mm}$, en absence de la couche d'aluminium.	71
Figure III—8: Champ de températures ($^{\circ}\text{C}$) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 5\text{mm}$, en absence de la couche d'aluminium.....	72
Figure III—9: Evolutions de la température de l'air T_{air} , du rayonnement solaire global R_G incident sur le panneau PV et de la vitesse du vent au cours des quatre journées.	73
Figure III—10: Évolutions des températures du panneau PV refroidi et non-refroidi pour les quatre journées.	75
Figure III—11: Évolution de la puissance produite par le panneau refroidi et non-refroidi au cours des quatre journées.	80
Figure III—12: Évolution de l'efficacité nette du panneau refroidi et non-refroidi au cours des quatre journées.	81
Figure III—13: Évolution de l'efficacité relative nette du panneau refroidi par rapport au panneau non-refroidi au cours des quatre journées.	82
Figure III—14: Évolution de l'efficacité relative du panneau refroidi avec l'écart de température entre le panneau non-refroidi et l'air ambiant pour le débit optimal 200g/s	83
Figure III—15: Quantités horaires d'Énergie E_h (Wh) produites par le panneau PV en situations refroidi (avec un débit d'air de 200g/s) et non-refroidi. Ecart de températures entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant.	84
Figure III—16: Évolutions des températures du panneau PV non-refroidi en absence ou en présence du vent, et du panneau PV refroidi avec un débit d'air de 200g/s durant les quatre journées.....	86

Figure IV—1: Illustration du panneau PV refroidi par un et deux ventilateurs.....	91
Figure IV—2: Champ de températures (°C) du panneau PV refroidi par :(a – b). un ventilateur associé à des sorties d’air transversales. (c – d). un ventilateur associé à des sorties d’air longitudinales. (e – f). deux ventilateurs associés à des sorties d’air transversales. délivrant un débit total $Q=200\text{g/s}$. À gauche : en présence de la couche d’aluminium. À droite : en absence de la couche d’aluminium.....	92
Figure IV—3: Puissance d’activation d’un seul ou deux ventilateurs en fonction du diamètre.	94
Figure IV—4: Illustration de la disposition d’un ou deux ventilateurs associés aux sorties d’air transversales.....	95
Figure IV—5: Évolution de l’écart entre la puissance consommée par un seul ventilateur de diamètre D_e et celle consommée par deux ventilateurs de 20cm de diamètres.	96
Figure IV—6: Système de refroidissement d’un panneau PV par un seul ventilateur.....	98
Figure IV—7: Champ de températures (°C) du panneau PV refroidi avec un débit $q=200\text{g/s}$. A gauche : en absence de la couche d’aluminium. A droite : en présence de la couche d’aluminium.....	99
Figure IV—8: Champs des vitesses (m/s) dans la cavité d’air, au voisinage immédiat du panneau PV.....	100
Figure IV—9: Schéma du panneau PV refroidi avec un ventilateur éloigné de 10cm par rapport au plan inférieur de la cavité.....	101
Figure IV—10: Champ de températures (°C) du panneau PV refroidi avec un débit $q=200\text{g/s}$. A gauche : en absence de la couche d’aluminium. A droite : en présence de la couche d’aluminium.....	101
Figure IV—11: Champs de vitesse (m/s) au voisinage immédiat de la face inférieure du panneau PV ($z=5\text{mm}$).....	102
Figure IV—12: Champs de vitesses (m/s) sur le plan ($y=0\text{mm}$) perpendiculaire au panneau PV.....	103
Figure IV—13: Schéma du panneau PV refroidi avec un ventilateur muni d’aubes directrices.	103
Figure IV—14: Champ de températures (°C) du panneau PV refroidi avec un débit $q=200\text{g/s}$. A gauche : en absence de la couche d’aluminium. A droite : en présence de la couche d’aluminium.....	104
Figure IV—15: Champs de vitesse (m/s) au voisinage immédiat de la face inférieure du panneau PV ($z=5\text{mm}$).....	105
Figure IV—16: Champs de vitesse (m/s) sur le plan ($y=0\text{mm}$) perpendiculaire au panneau PV	105
Figure IV—17: Évolutions des températures du panneau PV refroidi et non-refroidi pour les quatre journées.	106
Figure IV—18: Evolution de l’efficacité relative nette du panneau refroidi par rapport au panneau non-refroidi au cours de quatre journées.	108
Figure IV—19: Évolution de l’efficacité relative du panneau refroidi par un seul ventilateur (cas – 7) avec l’écart de température entre le panneau PV non-refroidi et l’air ambiant pour un débit d’air 200g/s	109
Figure IV—20: Taux d’amélioration des gains d’énergie journaliers (E_r) durant les quatre journées.....	110
Figure IV—21: Efficacités relatives maximales (η_r) durant les heures d’ensoleillement maximal pour les quatre journées en absence du vent.	110
Figure IV—22: Gain d’énergie (E_r) obtenu par le panneau PV refroidi durant les quatre journées en absence du vent.....	111

Liste des Tableaux

Tableau I-1: Récapitulatif des différentes générations de cellules solaires.	15
Tableau II-1: Coefficients de trouble du ciel.	39
Tableau II-2: Évolution d'AOM avec ϕ au cours des différents mois de l'année. Comparaison avec les corrélations rapportées dans la littérature.	49
Tableau II-3: Expression généralisée de AOM avec la latitude du lieu.	49
Tableau II-4: Expression généralisée de AOS avec la latitude du lieu.	49
Tableau II-5: Écart type entre les calculs de cette étude et ceux issus de la littérature.	50
Tableau II-6: Taux moyen (%) d'amélioration des quantités d'énergies interceptées par une surface orientée selon les angles AOM, AOM, AOS et traqueur biaxial, entre les latitudes 20-60°, par rapport à une surface horizontale pour les périodes hivernales et estivales des deux hémisphères.	53
Tableau III-1: Caractéristiques du panneau PV de dimensions standards	59
Tableau III-2: Positions des ventilateurs et des sorties d'air (Figure III – 2).	61
Tableau III-3: Propriétés thermo-physiques des différentes couches qui composent le panneau PV et la cavité d'air.	61
Tableau III-4: Equations associées dans le domaine de calculs.	65
Tableau III-5: Températures minimales, maximales et moyennes, du panneau PV refroidi (cas – c sans couche d'aluminium) pour différentes résolutions de maillage. Cas de cavité d'air de 5mm et un débit d'air de 400g/s.	66
Tableau III-6: Nombre de mailles générées pour chaque configuration avec et sans la couche d'aluminium.	66
Tableau III-7: Températures minimale, maximale et moyenne panneau PV pour les six cas de figure en présence de la couche d'aluminium associés aux cavités d'air d'épaisseurs 38 et 5 mm et un débit total d'air de $Q=400\text{g/s}$	67
Tableau III-8: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les six configurations sans couche d'aluminium et pour les deux cas d'épaisseur d'entrefer (débit d'air de $Q=400\text{g/s}$).	70
Tableau III-9: Températures minimale (T_{\min}), maximale (T_{\max}) et moyenne (T_{pv}) du panneau PV refroidi (par différents débits d'air soufflé par les ventilateurs) et non-refroidi, durant les heures d'ensoleillement maximal (midi solaire).	77
Tableau III-10: Caractéristiques du ventilateur.	78
Tableau III-11: Taux d'amélioration des quantités d'énergies électrique produites (E_r) durant les quatre journées	85
Tableau III-12: Améliorations de l'efficacité (η_r) et des quantités d'énergies (E_r) durant les quatre journées, en présence et en absence du vent.	87
Tableau IV-1: Température moyenne et gradient de température maximal (δT_{\max}) du panneau PV refroidi par un ou deux ventilateurs qui soufflent un débit d'air total de 200g/s.	92
Tableau IV-2: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les cas 1, 2 et 3, en présence ou en absence de la couche d'aluminium avec un débit total d'air de 200g/s.	98

Tableau IV-3: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les cas 1, 4 et 5, avec présence ou absence de la couche d'aluminium et un débit total d'air de 200g/s	102
Tableau IV-4: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les cas – 1, 6 et 7, avec présence ou absence de la couche d'aluminium et un débit total d'air de 200g/s	104
Tableau IV-5: Températures minimale (T_{\min}), maximale (T_{\max}) et moyenne du panneau (T_{pv}) refroidi par le système (cas – 7) et non-refroidi, durant les heures d'ensoleillement maximal (midi solaire).....	107

Nomenclature

AIO : Angle d'Inclinaison Optimal

AOA : Angle d'inclinaison Optimal Annuel

AOS : Angle d'inclinaison Optimal Saisonnier

AOM : Angle d'inclinaison Optimal Mensuel

CPV : Concentrateur photovoltaïque

EVA : Ethylene Vinyl Acetate

MPPT: Maximum power point tracking

PV: Photovoltaïque

STC (Standard Test Conditions) : Tests sous les Conditions Standard

TSV : Temps solaire vrai

a : diffusivité thermique (m^2/s)

AM : masse atmosphérique ou trajet optique

A_z : azimut solaire ($^\circ$)

C_r : taux de croisement compris entre 0 et 1

C_p : capacité thermique massique ($J/kg/^\circ C$)

D : Diamètre du ventilateur (m).

E : Eclairage (W/m^2)

E_A : Energie solaire annuelle incidente sur une surface inclinée avec un angle annuel ($Wh/m^2/ann\acute{e}e$)

E_S : Energie solaire saisonnière incidente sur une surface inclinée avec un angle saisonnier AOS ($Wh/m^2/saison$)

E_m : Energie solaire mensuelle incidente sur une surface inclinée avec un angle mensuel ($Wh/m^2/mois$)

E_h : Quantité d'énergie électrique horaire produite par le panneau PV (Wh)

E_r : amélioration de la quantité d'énergie électrique journalière produite par le panneau refroidi (%)

e_v : épaisseur de la couche de verre (m).

e_{si} : épaisseur de la couche du silicium (m).

F : fonctionnelle (fonction fitness) à optimiser par algorithme génétique

Gr : nombre de Grashof

h_s : hauteur solaire ($^\circ$)

h_{conv} : coefficient d'échange convectif avec l'air ambiant ($W/m^2/K$).

i : angle d'inclinaison ($^\circ$)

I_0 : Rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère (W/m^2)

I_D : courant de diode (A).

I_{ph} : photo-courant généré par la cellule PV (A).

I_s : courant de saturation inverse de la diode (A).

Nomenclature

I_{s1} : courant de saturation de la diode 1 (A).

I_{s2} : courant de saturation de la diode 2 (A).

I_{pm} : courant optimal (A).

I_{cc} : courant de court-circuit (A).

$k_B = 1,3806 \times 10^{-23}$ J/K : constante de Boltzmann

MUT : taux de mutation compris entre 0 et 1

N : vitesse de rotation du ventilateur (tr/min)

n : facteur d'idéalité de la diode

n_1, n_2 : facteurs d'idéalités des diodes 1 et 2.

Nu : nombre de Nusselt

Ns : nombre de cellules connectées en série dans le panneau photovoltaïque

N_P : nombre de cellules connectées en parallèle dans le panneau photovoltaïque

P_0 : pression atmosphérique au niveau de la mer (Pa)

P_{atm} : pression atmosphérique (Pa)

P_{max} : Point de puissance maximale ou Puissance crête (W).

P_{opt} : Puissance électrique maximale du panneau PV non refroidi (W).

P_{net} : puissance électrique nette du panneau photovoltaïque refroidi (W).

P_{fan} : puissance électrique du ventilateur (W).

POP_{size} : taille de la population initiale (nombre d'individus)

Pr : nombre de Prandtl

Q : débit massique (kg/s).

Q_A : quantité d'énergie solaire annuelle interceptée par une surface ajustée selon une position (H, AOA, AOS, AOM ou max) (Wh/m²/année)

Q_m : quantité d'énergie solaire mensuelle interceptée par une surface ajustée selon une position (H, AOA, AOS, AOM ou max) (Wh/m²/mois)

q : Charge de l'électron ($q=1,6 \cdot 10^{-19}$ C)

R_{dir} : composante directe du rayonnement solaire incident sur le panneau PV (W/m²)

R_{dif} : composante diffuse du rayonnement solaire incident sur le panneau PV (W/m²)

$R_{réf}$: composante réfléchie du rayonnement solaire incident sur le panneau PV (W/m²)

R_G : Rayonnement solaire global incident sur le panneau PV (W/m²)

$R_{G,STC}$: intensité du rayonnement solaire de référence incident sur le panneau PV. (1000 W/m²)

Ra : nombre de Rayleigh

Re : nombre de Reynolds

R_s : résistance de contacts en série (Ω)

R_{sh} : résistance de contacts en parallèle (shunts). (Ω)

S : Surface de la cellule/panneau PV (m²)

t_{ij} et t_{cj} : heures du lever et du coucher du soleil, respectivement, durant une journée j

Nomenclature

T_{air} : Température de l'air ambiant ($^{\circ}\text{C}$).

T_{pv} : Température du panneau PV ($^{\circ}\text{C}$).

T_{STC} : Température du panneau PV en STC (25°C)

T_{max} : Température maximale du panneau PV ($^{\circ}\text{C}$).

T_{min} : Température minimale du panneau PV ($^{\circ}\text{C}$).

$T_{\text{pv}}^{\text{ref}}$: Température du panneau PV refroidi ($^{\circ}\text{C}$).

$T_{\text{pv}}^{\text{Non-ref}}$: Température du panneau PV non-refroidi ($^{\circ}\text{C}$).

V : tension (V)

V_{vent} : Vitesse du vent (m/s)

V_{pm} : tension au point de puissance maximale (tension optimale) (V)

V_{T} : tension thermique de la cellule PV (V).

V_{min} : valeur minimale de la population initiale

V_{max} : valeur maximale de la population initiale

Caractères grecs

α : angle d'incidence du rayonnement solaire ($^{\circ}$)

α_{v} : absorptivité de la couche du verre

α_{si} : absorptivité de la couche du silicium

β : surface de l'ombre horizontale produite par mètre carré d'un panneau PV incliné.

γ : orientation du panneau PV par rapport à la direction nord – sud ($^{\circ}$)

δ : la déclinaison solaire ($^{\circ}$)

δT_{max} : gradient de température maximal du panneau PV ($^{\circ}\text{C}$).

δE_{j} : gain journalier en énergie électrique que procure le système de refroidissement (Wh/j)

ϵ_{v} : émissivité de la surface du panneau PV

η : efficacité de conversion électrique du panneau PV non-refroidi (%)

η_{net} : efficacité de conversion du panneau PV refroidi (%)

η_{r} : amélioration de l'efficacité de conversion du panneau PV (%)

λ : Conductivité thermique (W/m/K)

ϑ : Longitude ($^{\circ}$)

μ : Coefficient de température de puissance($\%/^{\circ}\text{C}$)

ρ : masse volumique (kg/m^3)

ρ_{r} : le coefficient d'albédo

σ : constante de Stéphane-Boltzmann ($5.67 \times 10^{-8} \text{ W}/\text{m}^2/\text{K}^4$).

τ_{Dir} : facteur de transmission du rayonnement direct à travers la couche atmosphérique.

τ_{dif} : facteur de transmission du rayonnement diffus à travers la couche atmosphérique.

τ_{v} : transmissivité de la couche du verre.

φ : Latitude ($^{\circ}$)

Nomenclature

ψ_A : Amélioration annuelle de l'énergie solaire incidente, sur un panneau PV ajusté selon la position (AIO=AOM, AOS, AOA ou max (Traç)), par rapport à celle interceptée par le panneau s'il est horizontal (%).

ψ_m : Amélioration mensuelle de l'énergie solaire incidente, sur un panneau PV ajusté selon la position (AIO=AOM, AOS, AOA ou max (Traç)), par rapport à celle interceptée par le panneau s'il est horizontal (%).

ω : angle horaire (°)

Exposants

H : position horizontale du panneau PV

max : maximal

n : normal au plan d'interception

opt : Optimal

* : paramètres nominaux du ventilateur

Introduction Générale

Introduction générale

Introduction générale

Les fortes croissances économique et démographique ont fait en sorte que la consommation en énergie primaire augmente chaque année : elle est passée de 155.88EJ en 1965 à 520.9 en 2011 et 595.15EJ en 2021. Cette demande en continuelle augmentation a généré des émissions accrues en dioxyde de carbone (CO₂) dans le monde. Ces émissions sont passées de 23.85Gt en 1990 à 36.3Gt en 2011, pour atteindre 39Gt en 2021 (bp, 2022) avec un taux de concentration dans l'air de 400 ppm, un record jamais atteint depuis des milliers d'années (Konrad, 2014). Les combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz), qui sont les premiers émetteurs de CO₂, constituent la plus grosse part d'approvisionnement en ressources énergétique dans le monde (82.2% en 2021). Pour la production d'électricité en 2021, la part des sources non fossiles est estimée à 38.6% alors que 36% est fournie par le charbon. Malheureusement ces chiffres restent quasi constants depuis 20 ans.

En plus de leurs impacts négatifs sur l'environnement, les combustibles fossiles s'amenuisent rapidement. Avec le niveau de production des combustibles fossiles atteint en 2018, la durée des réserves globales est estimée à 50 ans pour le pétrole et le gaz et 139 ans pour le charbon. La forte demande mondiale, en croissance incessante, risquerait d'accélérer le rythme d'épuisement de ces réserves. A cet effet, plusieurs pays revoient leurs politiques de développement pour transiter vers d'autres formes d'énergie propres et renouvelables. En première approche, ces énergies renouvelables vont servir à couvrir une bonne partie de la consommation en énergie primaire (transport, chauffage, éclairage...) pour réduire l'exploitation des combustibles fossiles.

En effet, en plus de l'énergie hydraulique, déjà exploitée depuis le 19^{ème} siècle, avec un taux actuel de production en moyenne dans le monde de 15 à 20%, la contribution des énergies renouvelables que sont le solaire, l'éolienne, la biomasse et la géothermie est passée d'environ 0.8% en 1985 à 12.8% en 2021 (bp, 2022).

Toutefois, l'exploitation de ces différentes nouvelles formes d'énergies reste tributaire du potentiel des gisements que possède chaque pays.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) semble être en bonne voie pour répondre à la demande mondiale en électricité. En effet, durant cette dernière décennie, le monde a enregistré une hausse remarquable de la production photovoltaïque (PV). En 2021, sa capacité installée a atteint environ 843GWc, alors qu'en 2011 elle était de seulement 72GWc (bp, 2022). Le coût de l'électricité PV actualisé (LCOE levelized Cost of Electricity) a baissé, entre 2010 et 2020, de 0.38 USD/kWh à 0.057 USD/kWh, ce qui représente un progrès remarquable (IRENA,

Introduction générale

2021). Cependant, devant les besoins accrus en énergie dans le monde, cette production demeure insuffisante. Les recherches actuelles s'orientent vers la conception de panneaux PV plus performants. En effet, l'efficacité de conversion énergétique des panneaux PV commercialisés, dont 95% sont en silicium cristallin (1^{ère} génération) (Fraunhofer ISE, 2022), ne dépasse pas les 20%. De nouvelles cellules PV, à base d'autres matériaux semi-conducteurs, sont conçues avec des efficacités de conversion appréciables.

Avec la 3^{ème} génération de cellules solaires à multi-jonctions on arrive à atteindre 40% d'efficacité, mais à cause de leur coût élevé de production, leur exploitation se limite à des fins spatiales. D'autres technologies émergentes sont apparues, notamment les cellules à base de matériaux organiques ou Pérovskite qui restent encore au stade expérimental.

D'une manière générale, la production d'un panneau PV en énergie électrique est optimale lorsqu'il est exposé à un rayonnement solaire intense, conjugué à une faible température de fonctionnement. Afin de capter le maximum d'énergie solaire, le panneau doit être orienté face au soleil. A cet effet, on peut utiliser des traqueurs solaires, bi ou mono-axiaux, qui permettent de suivre la course du soleil dans le ciel. Il y'a d'autres techniques moins coûteuses, un peu moins performantes, qui consistent à fixer ces panneaux PV avec un angle d'inclinaison optimal.

L'exposition du panneau PV à de fortes intensités du rayonnement solaire, augmente considérablement sa température de fonctionnement, et par conséquent, les pertes d'énergies par rayonnement et par convection vers le milieu ambiant. Ce qui réduit ses performances et son rendement de conversion photoélectrique. C'est l'un des problèmes majeurs rencontrés dans les installations photovoltaïques.

Afin de pallier à cet effet négatif dû à l'augmentation de température des cellules solaires, on a recours au refroidissement par des systèmes, qui peuvent être passifs ou actifs.

De nombreux dispositifs de refroidissement sont mis en œuvre en laboratoire mais leur exploitation en pratique s'avère souvent difficile voire irréalisable. Selon notre étude bibliographique, nous avons constaté que l'étude du champ de températures à la surface du panneau munis de dispositifs de refroidissement, n'a pas été souvent prise en compte. Ainsi, les effets de l'hétérogénéité des températures que génèrent ces dispositifs dans le panneau ne sont pas toujours évalués, d'où l'intérêt d'étudier cet aspect, qui peut être une source d'amélioration des performances du panneau.

Dans ce travail de thèse il sera question de proposer des solutions concrètes visant à améliorer la production électrique et l'efficacité d'un panneau PV. La première étape consiste à déterminer l'orientation optimale du panneau maximisant l'énergie solaire incidente. Par suite,

Introduction générale

afin d'améliorer l'efficacité de conversion électrique du panneau, nous avons proposé un système de refroidissement forcé qui souffle de l'air ambiant sur la face arrière du panneau PV avec un ou deux ventilateurs. Ce système est alimenté en énergie électrique par le panneau PV lui-même dans le but d'assurer son autonomie de fonctionnement.

Le premier chapitre traite de l'état de l'art sur la technologie des cellules solaires et sur les techniques visant à l'amélioration de leur production électrique. A travers une recherche bibliographique appropriée, nous avons rappelé les modèles mathématiques utilisés pour l'optimisation de l'orientation des panneaux PV, et décrit les techniques de refroidissement passives et actives visant à améliorer leurs performances.

Au deuxième chapitre, nous avons établi des corrélations valables pour une large plage de latitudes, qui calculent l'angle d'inclinaison optimal des panneaux. Ce modèle est comparé aux modèles proposés dans la littérature.

L'homogénéité du champ de températures dans le panneau PV est étudiée dans le chapitre III. Ainsi, différentes positions des ventilateurs sont envisagées.

Le quatrième chapitre traite le cas du refroidissement par un seul ventilateur, mais de plus grande dimension. Cette configuration est alors comparée au cas du refroidissement par deux ventilateurs. L'influence des conditions climatiques, vitesse du vent, rayonnement solaire et température de l'air ambiant, sur les performances du panneau PV refroidi est ensuite étudiée.

Chapitre I

Etat de l'art sur les cellules et panneaux photovoltaïques et modes d'améliorations de leurs performances

1 Introduction

L'intérêt de l'exploitation de la technologie photovoltaïque a repris de l'importance après le premier choc pétrolier de 1973. Le monde a alors pris conscience de la nécessité d'intégrer l'énergie photovoltaïque comme alternative aux énergies fossiles. Ce constat a été très vite étayé par le 2^{ème} choc pétrolier de 1979 et la catastrophe de Tchernobyl survenue en 1986 (Konrad, 2014). En effet, depuis les années 1980, des politiques de promotion ont essaimé, principalement dans les pays développés afin d'encourager la production et l'exploitation de cette technologie verte. Actuellement, la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre conforte davantage cette orientation vers l'exploitation des énergies renouvelables.

2 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

Une cellule photovoltaïque ou photopile, fonctionne sous l'effet photoélectrique qui se manifeste lorsque le matériau semi-conducteur qui compose la cellule, généralement du silicium, est exposé à la lumière. Par ailleurs, cette cellule est formée par la superposition de deux couches de semi-conducteurs électroniquement différents, l'un de type N contenant des électrons plus ou moins libres sur la bande de valence, et l'autre de type P dont la bande de valence présente un déficit en électrons, qualifié de trou.

En mettant en contact, sous obscurité, deux semi-conducteurs de type P et N, les électrons de la couche N diffusent vers l'interface pour aller combler les trous du côté P et compléter les liaisons insaturées. Ceci génère au niveau de l'interface des charges positives fixes, côté N, et des charges négatives fixes du côté P. Ainsi, il se crée un potentiel, au niveau de cette interface dite zone de charge électrique (ZCE), qui induit un champ électrique (E_B) qui s'oppose au passage d'électrons de la couche N vers P. Ce champ électrique confère alors, à la jonction le rôle d'une diode, qui ne laisse passer les électrons que dans un seul sens (de P vers N, Figure I—1).

L'effet photoélectrique se manifeste lorsque ce matériau semi-conducteur qui compose la cellule, généralement le silicium, est exposé à la lumière. La face supérieure de la couche de type N quand elle est exposée au rayonnement solaire absorbe l'énergie des photons pour permettre aux électrons de la bande de valence de migrer vers un niveau d'énergie supérieur appelé bande de conduction, laissant derrière eux des charges positives. Ce qui génère des paires électron-trou qui ont tendance à se recombiner. Dans la jonction P-N, les électrons mobiles sont repoussés, par le champ électrique présent dans la zone de charge d'espace (ZCE), loin de cette interface vers la zone dopée N. Alors que les charges positives passent vers la zone P, cherchant à se recombiner avec des électrons libres.

En mettant en contact électriques les deux faces supérieure et inférieure de la cellule PV, les électrons libres de la couche N sont acheminés à travers le circuit externe vers les régions opposées pour se recombinaison avec les charges positives. Un courant électrique continu appelé photo-courant I_{ph} , proportionnel à l'éclairement, est alors produit sous l'effet de cette différence de potentiel (Figure I—2).

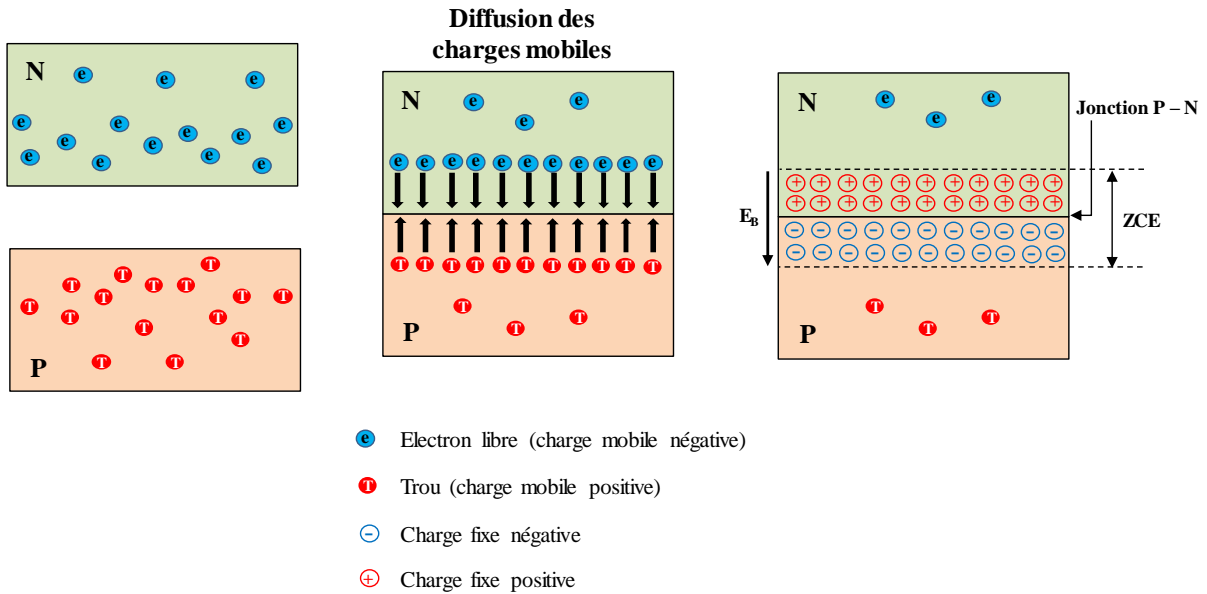


Figure I—1 : Principe de création de la jonction P – N.

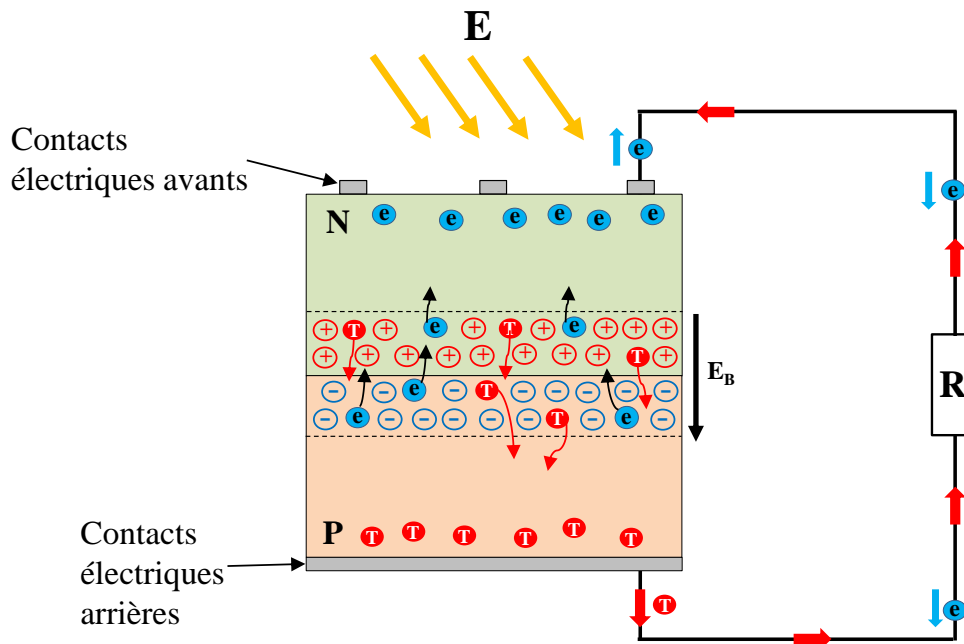


Figure I—2 : Schéma explicatif du comportement de base d'une cellule solaire.

3 Courbe caractéristique d'une cellule solaire

La courbe caractéristique courant–tension $I - V$ est représentée sur le cadran IV (Figure I—3) pour différentes intensités d'éclairement (E). Les cadrans I et III représentent, le fonctionnement de la cellule PV en mode récepteur qui est à proscrire.

La cellule PV en mode générateur (Cadrans II et IV) est modélisée en utilisant l'équation de la diode I_D , pour simuler le fonctionnement de la cellule PV sous obscurité, ajoutée au photo-courant I_{ph} généré lorsque la cellule est éclairée (Konrad, 2014):

$$I = I_D - I_{ph} = I_s \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) - I_{ph} \quad (I-1)$$

Avec

I_D : courant qui traverse la cellule sous obscurité qui est assimilée à une diode.

V_T : tension thermique.

I_s : courant de saturation de la diode.

$$V_T = \frac{k_B \cdot T}{q} \quad (I-2)$$

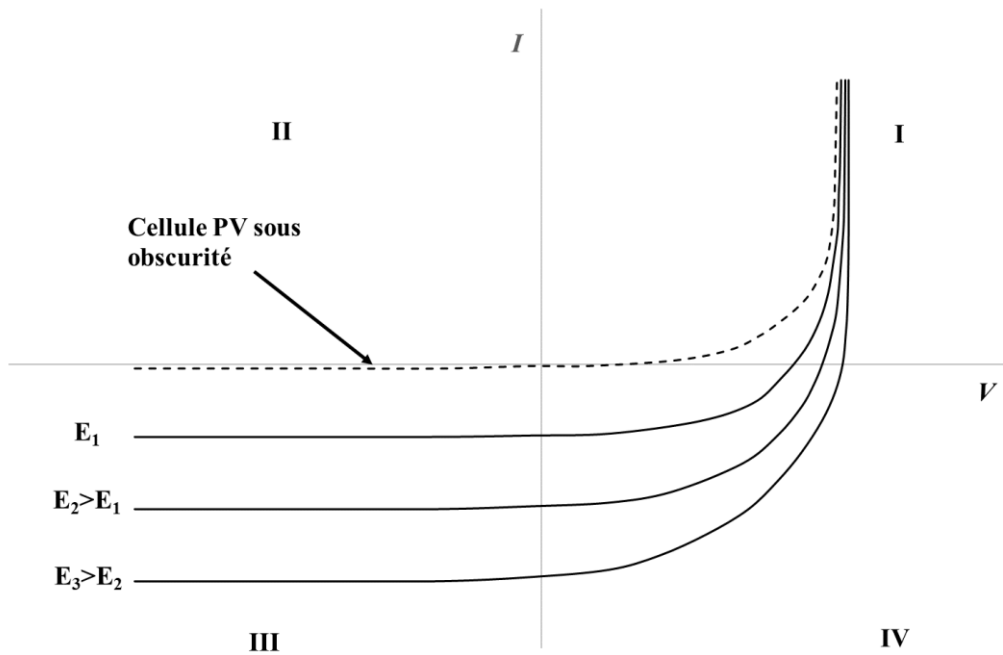


Figure I—3: Courbe caractéristique $I - V$ d'une photodiode pour différentes intensités d'éclairement.

Généralement lorsqu'on s'intéresse uniquement à ce mode de fonctionnement, le courant I est compté positivement, et la tension est laissée positive, dans ce cas les caractéristiques $I - V$ de la cellule PV sont représentées dans le cadran I de la Figure I—4, l'équation de la diode ajoutée au photo-courant devient alors :

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) \quad (I-3)$$

C'est un modèle simplifié d'une cellule PV considérée idéale, dont le schéma électrique équivalent est donné par la figure (I – 5).

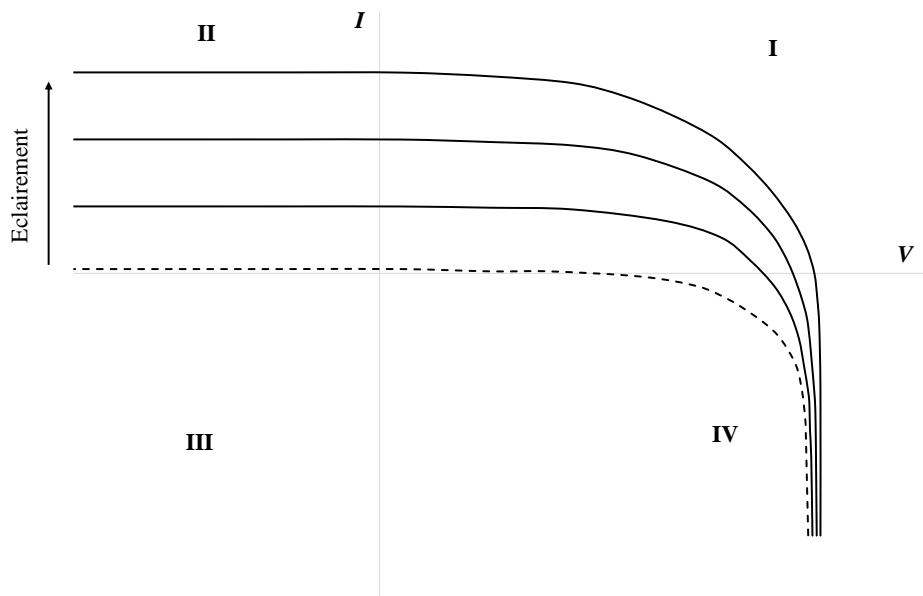


Figure I—4 : Courbe caractéristique I – V d'une cellule solaire pour différentes intensités d'éclairement.

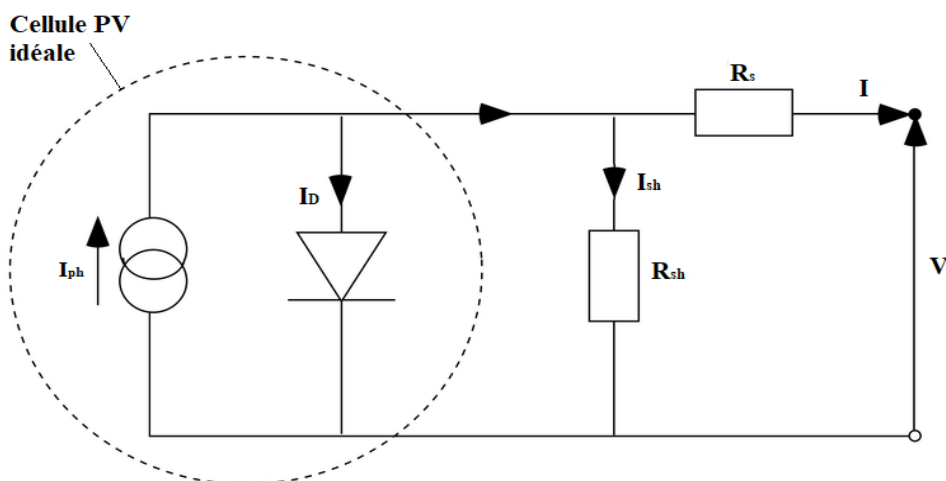


Figure I—5 : Schéma électrique équivalent d'un générateur PV associé au modèle standard.

4 Modèles électriques

4.1 Modèle à une seule diode (modèle standard)

Ce modèle permet de se rapprocher davantage du comportement réel d'une cellule PV en introduisant la résistance série R_s et la résistance parallèle R_{sh} , le schéma électrique associé est illustré par la Figure I—5. R_s représente les pertes ohmiques dues principalement aux contacts du semi-conducteur avec la grille métallique collectrice du courant. Alors que R_{sh} tient compte des courants de fuites internes à la cellule PV. Quant au facteur « n » dit d'idéalité, il est généralement compris entre 1 et 2 (Konrad, 2014).

Ce modèle est régi par la relation suivante obtenue à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V+I.R_s}{n.V_T}} - 1 \right) - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (I-4)$$

4.2 Modèle à deux diodes

Le modèle électrique à deux diodes est illustré par la figure (I – 6). Il est utilisé pour modéliser le comportement de la cellule PV d'une manière plus précise en tenant compte des pertes dues au courant de recombinaison dans la ZCE par l'ajout d'une diode supplémentaire en parallèle. De plus ce modèle est plus efficace sous les faibles rayonnements (Gholami et al., 2022; Ridha, 2020). Le courant I délivrée par la cellule s'évalue par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left(e^{\frac{V+I.R_s}{n_1.V_T}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{V+I.R_s}{n_2.V_T}} - 1 \right) - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (I-5)$$

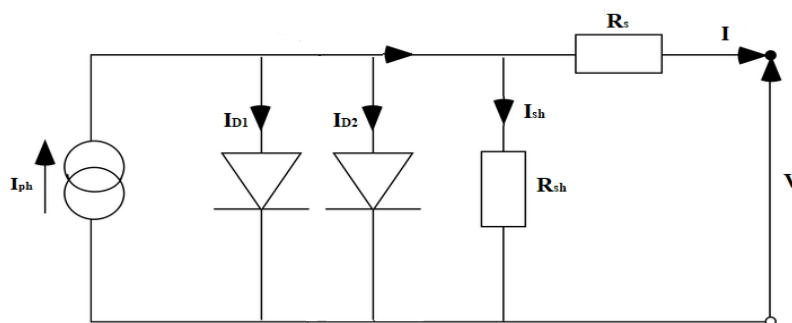


Figure I—6 : Schéma électrique équivalent d'un générateur PV associé au modèle à deux diodes.

Il existe aussi d'autres modèles électriques plus précis rarement utilisés à cause de leur résolution complexe et de leurs temps de calculs prohibitifs (Gholami et al., 2022).

5 Paramètres électriques d'une cellule solaire

La figure (I – 7) montre les courbes caractéristiques typiques $I - V$ et $P - V$ d'une cellule PV pour un rayonnement et une température de cellule donnés. Chaque point de la courbe correspond à une charge appliquée aux bornes de la cellule. La tension augmente avec la charge, tandis que le courant devient plus faible. Les points caractéristiques à retenir sont :

5.1 Courant de court-circuit I_{cc}

C'est le courant maximal qu'on peut obtenir, il correspond au courant généré lorsque la cellule PV est court-circuitée, c'est-à-dire une tension nulle aux bornes de la cellule. Tout comme le photo-courant I_{ph} , le courant de court-circuit est proportionnel à l'éclairement incident (Figure I—8a). En effet, un nombre élevé de photons incidents sur la cellule, permet de générer plus d'électrons libres qui peuvent contribuer à la conduction du courant. D'autre part, le courant de court-circuit augmente aussi avec la température de la cellule (Figure I—8b), en raison de l'augmentation de l'énergie des électrons qui nécessitent alors un faible éclairement pour passer à la bande de conduction (Gholami et al., 2022). Cependant l'influence de la température sur I_{cc} est plus faible que celui induit par l'éclairement.

5.2 Tension de circuit ouvert V_{co} (tension à vide)

C'est la tension maximale aux bornes d'une cellule PV obtenue lorsqu'aucun courant ne passe, donc la résistance entre les bornes de la cellule est infinie (Figure I—7). Elle est principalement affectée par la température de la cellule (Figure I—8b), généralement pour chaque élévation de température d'un degré Celsius par rapport à la valeur standard ($T_{STC}=25^{\circ}C$), la tension de circuit ouvert d'une cellule en silicium décroît en moyenne de 0.4%. Par ailleurs, cette tension V_{co} augmente faiblement avec l'éclairement (Figure I—8a).

5.3 Puissance crête - Point de puissance maximale P_{max} (P_{pm}) :

C'est la puissance maximale que peut générer une cellule PV, elle est égale au produit de I_{pm} par V_{pm} ou (I_{opt} et V_{opt}) c'est le point associé à la charge optimale de la cellule. Les figures (I – 9a et b) montrent que la puissance générée par la cellule PV augmente avec l'éclairement et décroît avec l'augmentation de la température de fonctionnement.

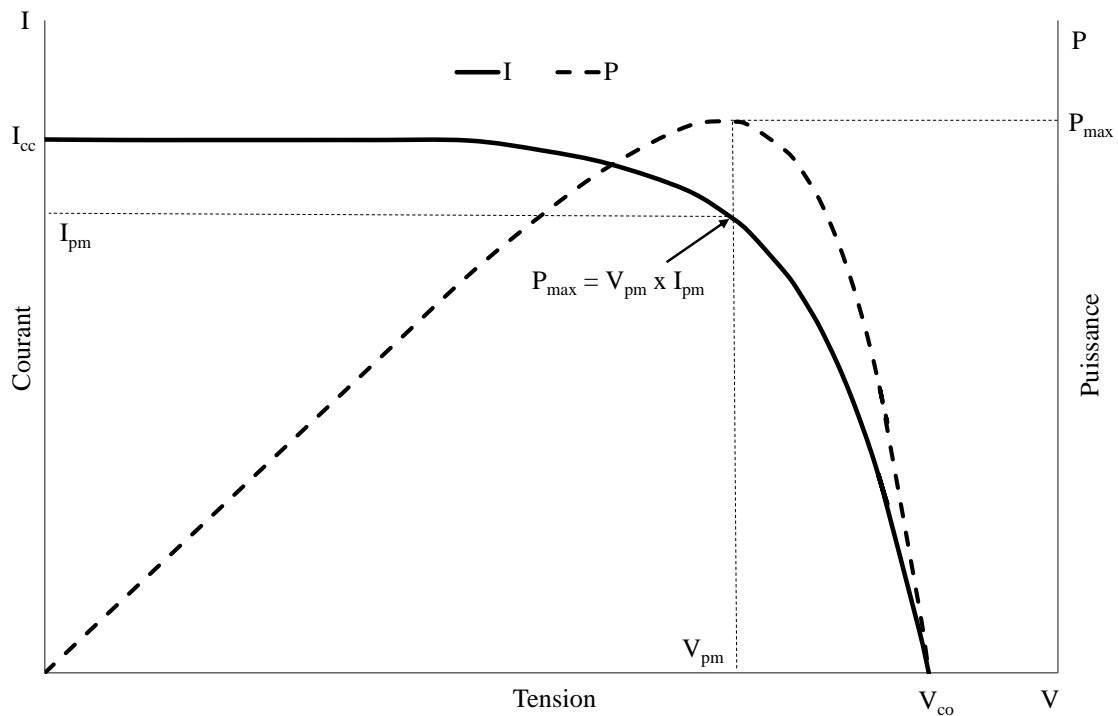


Figure I—7 : Courbes caractéristiques d'un générateur PV.

5.4 Facteur de forme FF

C'est le rapport entre la puissance maximale générée par la cellule PV et le produit de I_{cc} , par V_{co} . La bonne qualité d'une cellule solaire correspond à un facteur de forme proche de 1. Pour FF égale à 1, la cellule est dite idéale.

$$FF = \frac{P_{\max}}{I_{cc} \cdot V_{co}} = \frac{I_{pm} \cdot V_{pm}}{I_{cc} \cdot V_{co}} \quad (I-6)$$

5.5 Rendement électrique ou efficacité η

C'est le rapport entre la puissance électrique produite par un panneau PV de surface S, et l'intensité de rayonnement solaire incident sur cette même surface. Il s'exprime par :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{E \cdot S} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{co}}{E \cdot S} \quad (I-7)$$

E : Eclairage (W/m^2)

S : Surface de la cellule (m^2)

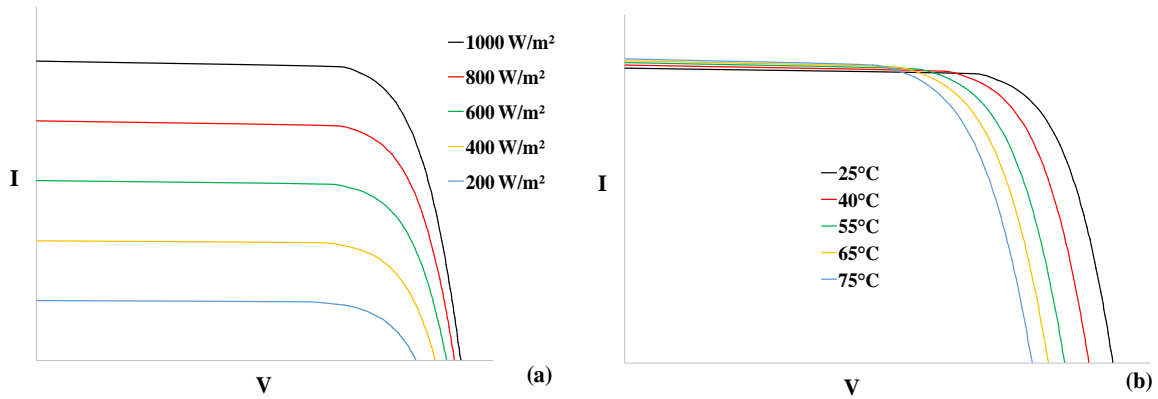


Figure I—8 : Allure des courbes caractéristiques I – V d’un générateur PV, (a) pour différents éclairagements et pour une température fixée de la cellule, (b) pour différentes températures de la cellule sous un rayonnement fixé.

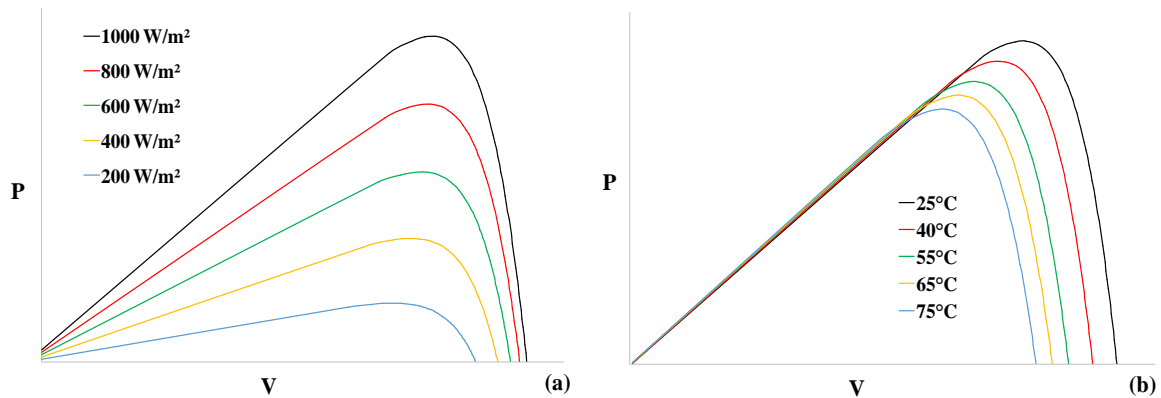


Figure I—9 : Allure des courbes caractéristiques P – V d’un générateur PV, (a) pour différents éclairagements et pour une température fixée de la cellule, (b) pour différentes températures de la cellule sous un rayonnement fixé.

6 Panneau photovoltaïque

Les panneaux PV sont constitués d’un ensemble de cellules identiques connectées généralement en série (Figure I—10). Le branchement en parallèle de ces cellules n’est pas pratique à cause du courant électrique élevé qu’elles pourraient générer.

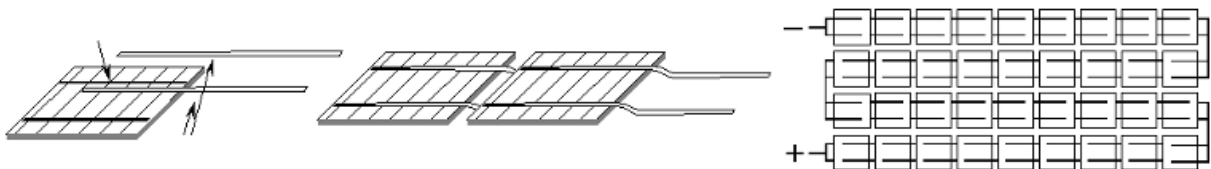


Figure I—10 : Panneau PV constitué d’un ensemble de cellules connectées en série (Luque and Hegedus, 2003).

Les cellules sont ensuite enrobées dans une résine transparente formée d’Ethylène Vinyl Acétate (EVA) qui sert d’isolant électrique et aussi à protéger les cellules de l’humidité. La face exposée au rayonnement solaire est recouverte par une couche de verre trempé pour apporter

une bonne résistance mécanique et protéger les cellules des impacts extérieurs. Le verre doit avoir une faible teneur en fer pour permettre une bonne transmission optique. La face arrière est généralement recouverte par une feuille en plastic composite du nom commercial Tedlar, pour permettre une bonne étanchéité contre l'humidité et la corrosion et qui sert aussi d'isolant électrique (Figure I—11). Sur certains panneaux, pour une meilleure rigidité, la face arrière est recouverte d'une autre couche de verre.

Enfin ces différentes couches sont encapsulées par les quatre cotés latéraux par un cadre en Aluminium pour former un panneau.

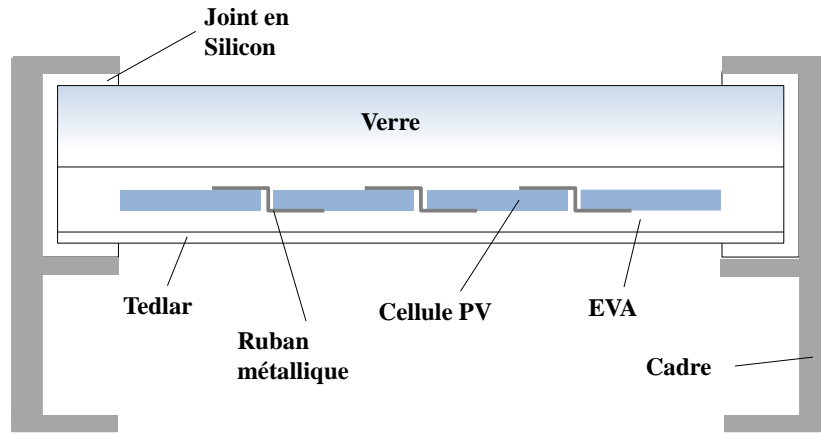


Figure I—11 : Encapsulation de cellules PV connectées en série pour la construction d'un panneau PV.

7 Modèles électriques d'un panneau PV

On distingue dans la littérature de nombreux modèles électrique. Pour un panneau PV formé par un ensemble de cellules connectées en série et en parallèles, le modèle électrique à une diode associé, s'exprime en considérant le nombre de cellules en série (N_s) et en parallèle (N_p), par (Ayyarao and Kumar, 2022):

$$I = I_{ph}N_p - I_sN_p \left(e^{\frac{V.N_p + I.R_s.N_s}{n.V_T.N_s.N_p}} - 1 \right) - \frac{V.N_p + I.R_s.N_s}{R_{sh}.N_s} \quad (I-8)$$

Alors que le modèle à deux diodes correspond à :

$$I = I_{ph}N_p - I_{s1}N_p \left(e^{\frac{V.N_p + I.R_s.N_s}{n_1.V_T.N_s.N_p}} - 1 \right) - I_{s2}N_p \left(e^{\frac{V.N_p + I.R_s.N_s}{n_2.V_T.N_s.N_p}} - 1 \right) - \frac{V.N_p + I.R_s.N_s}{R_{sh}.N_s} \quad (I-9)$$

8 Matériaux composant les cellules solaires

Dans le but de promouvoir la technologie PV et d'aboutir à un bon rapport qualité/prix, les recherches s'orientent d'abord vers le développement de nouvelles générations de cellules solaires.

Les cellules solaires de première génération sont en silicium cristallin (c-Si). C'est la génération la plus répandue, elle couvre 95% du marché photovoltaïque (Figure I—12). La forte abondance du silicium contribue fortement à la domination du marché photovoltaïque. Cependant, leur élaboration énergivore et coûteuse a poussé les chercheurs à transiter vers la deuxième génération dite cellules solaires à couches minces, qui est moins coûteuse et compétitive en termes d'efficacité (Robin, 2014). Les semi-conducteurs utilisés pour la fabrication de ce type de cellules absorbent le rayonnement électromagnétique au moins dix fois plus que le c – Si, par conséquent, une épaisseur plus faible est requise. En outre, ils ont une tolérance d'impuretés plus élevée, ceci implique un processus de fabrication plus simple et plus économique conjugué à une efficacité prometteuse (Luque and Hegedus, 2003; Mohammad Bagher, 2015).

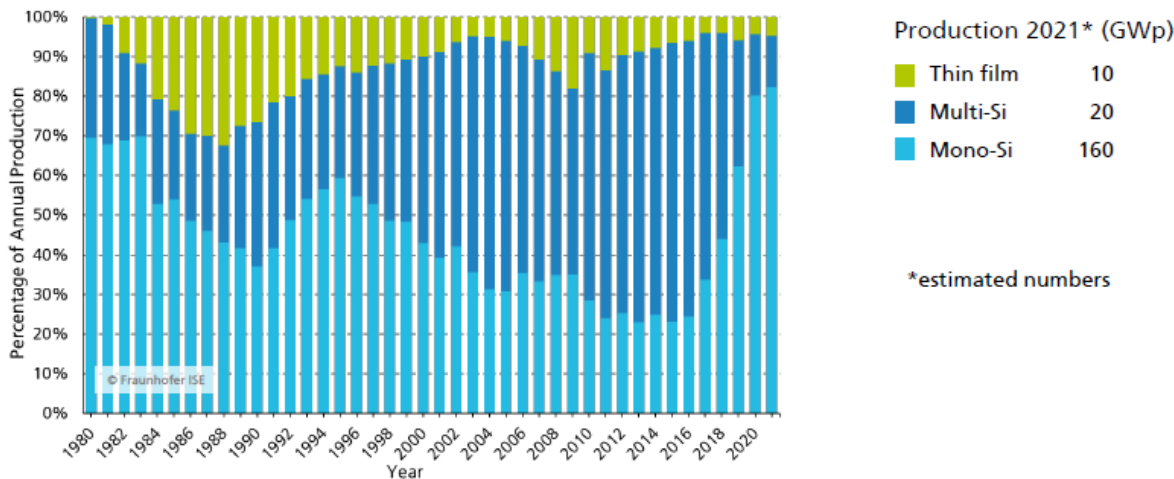


Figure I—12 : Pourcentage annuel de production de panneaux PV dotés de cellules de 1^{ère} et 2^{ème} génération (Fraunhofer ISE, 2022).

D'autres types de cellules de troisième génération sont en cours de développement. On distingue les cellules multi-jonctions composées d'un empilement de couches minces qui permettent d'absorber une large plage du spectre solaire (Figure I—13). Les cellules à multi-jonctions sont souvent exploitées dans les concentrateurs photovoltaïques (CPV) et offrent des efficacités considérables (Green et al., 2022). Cette génération comprend également les cellules solaires pérovskites et organiques qui sont encore au stade de la recherche.

Chapitre I : Etat de l'art sur les cellules et panneaux photovoltaïques et modes d'amélioration de leurs performances

Tableau I-1: Récapitulatif des différentes générations de cellules solaires.

Type		Rendements record (%) (Green et al., 2022)	Avantages et inconvénients	Mode de fabrication
1 ^{ère} génération (c – Si)	Silicium monocristallin	26.7% (cellule) 24.4% (module)	-Rendement le plus élevé de cette génération. -Elaboration complexe et coûteuse	Croissance d'un lingot par la méthode de Czochralski, avant son découpage en fines tranches pour l'élaboration des cellules.
	Silicium polycristallin	24.4% (cellule) 20.4% (module)	- Moins complexe à réaliser - Faible coût. - Efficacité plus faible.	Moulage du silicium liquide par le processus de Bridgman, ou bien par la méthode de Polyx (block-casting)
2 ^{ème} génération (couches minces)	Silicium amorphe (a – Si)	10.2%	- Faible efficacité. - Bon rapport qualité/prix. - Moins sensible à la température - Bonne réponse au faible rayonnement.	Diffusion d'une fine couche du semi-conducteur, de l'ordre de quelque μm , sur un substrat ou superstrat (métal, plastique, verre...) par évaporation thermique.
	CdTe	21% (cellule) 19.5% (module)	- Faible coût. - Flexibles. - Qualités optique et électrique élevées.	
	CuInGaSe	23.4% (cellule) 19.2% (module)	- Certains matériaux sont rares et toxiques. - Durabilité limitée.	
	Tandem (a – Si/nc – Si)	14% (cellule) 12.3% (module)	- Les cellules tandem, permettent d'élargir la plage de longueurs d'onde absorbées.	
3 ^{ème} génération (multi-jonctions et technologies émergentes)	Multi-jonctions	38.8% (cellule) 32.6% (module) 47.1% (cellule + CPV) 38.9% (module + CPV)	- Rendements les plus élevés de la filière PV. - Coût excessivement élevé - Leur utilisation est limitée à des fins particulières.	Empilement de couches semi-conductrices de différentes propriétés électroniques et optiques permettant des rendements élevés.
	Pérovskite	23.7% (cellule) 17.9% (module)	- Rendement compétitif - Faible coût. - Instabilité à long terme.	Techniques de dépôt additives simples à base de matériau pérovskite sur un substrat.
	Technologie organique	15.2% (cellule) 8.7% (module)	- Faible coût. - Flexible. - Bonne réponse au faible rayonnement.	Dépôt d'une solution à base de matériaux organiques (polymères ou molécules) sur un substrat.
	DyeSensitized Solar Cell, DSSC	11.9% (cellule) 10.7% (module)	-Faible rendement. -Instabilité à long terme. - Durabilité limitée. - Au stade de recherche	

Chapitre I : Etat de l'art sur les cellules et panneaux photovoltaïques et modes d'amélioration de leurs performances

Le tableau (I – 1) et la figure (I – 14) récapitulent les différentes générations des cellules solaires et ainsi que leurs caractéristiques et leur mode de fabrication.

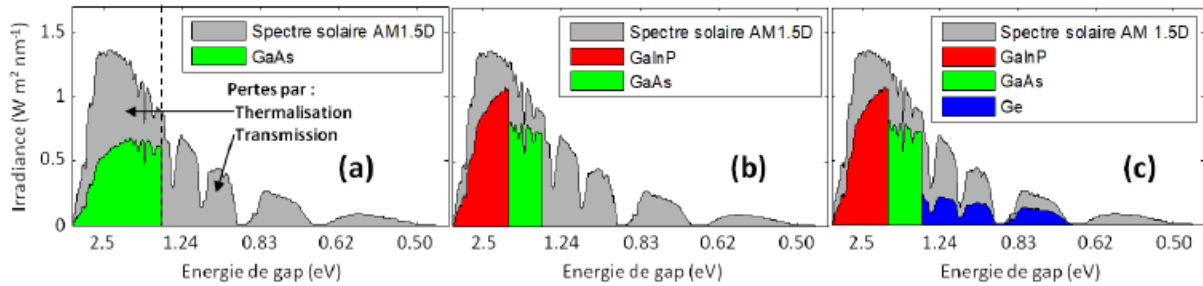


Figure I—13 : Évolution de la conversion du spectre solaire par une cellule mono-jonction, tandem et triple jonction GaInP/GaAs/Ge. (Vauthelin, 2018)

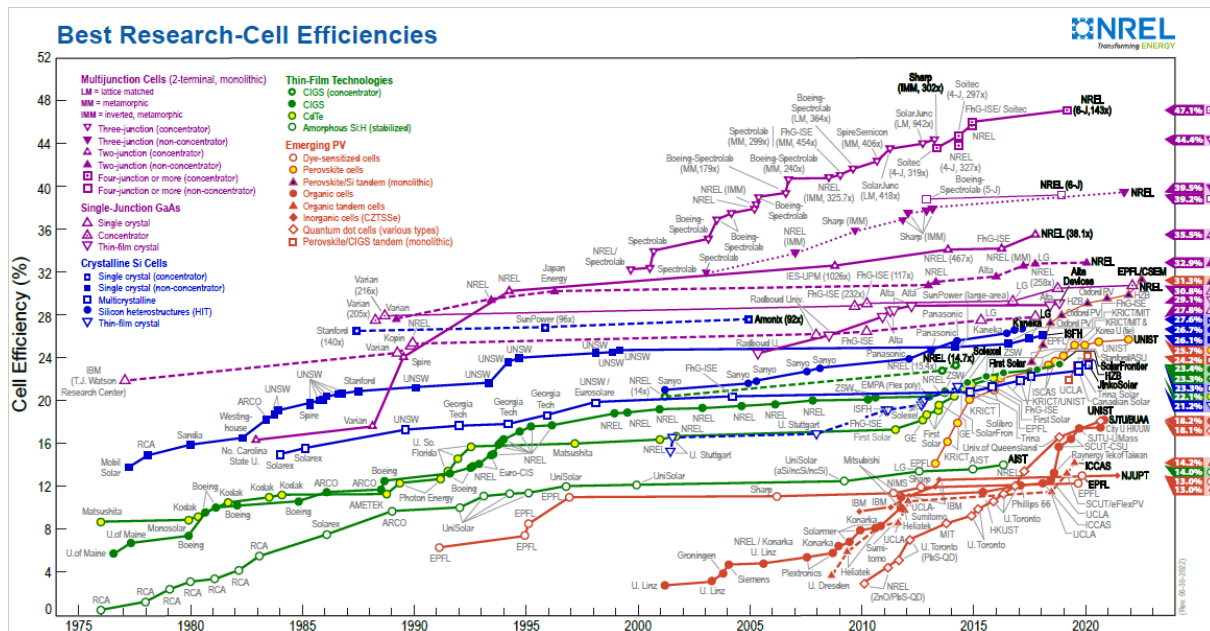


Figure I—14 : Évolution des efficacités (en laboratoire) des cellules solaires des différentes générations (NREL, 2022).

9 Méthodes d'amélioration des puissances délivrées par un panneau PV

9.1 Orientation optimale

Le panneau photovoltaïque (PV) permet de convertir directement le rayonnement solaire en électricité. L'énergie produite dépend fortement de l'intensité du rayonnement solaire incident. Lors des journées ensoleillées, la part du rayonnement solaire direct étant de 90% alors que seulement 10% est diffus, l'ajustement de l'angle d'inclinaison d'un panneau PV constitue alors une alternative intéressante pour suivre la course du soleil dans le ciel et intercepter le maximum d'énergie solaire (Ahmad and Tiwari, 2009; Qiu and Riffat, 2003; Sumathi et al., 2017; Ya'u, 2017). Pour cela, plusieurs méthodes sont utilisées.

En effet, le système de suivi par traqueur à deux axes peut augmenter l'intensité du rayonnement solaire incident de 30 à 50% par rapport à un panneau orienté vers l'équateur avec un angle d'inclinaison annuel optimal (Hafez et al., 2018).

Ainsi, les panneaux PV équipés d'un traqueur horizontal uni-axial ou à deux axes peuvent produire, respectivement, 12 à 25% et 30 à 45% d'électricité en plus qu'un panneau PV orienté vers le sud avec un angle d'inclinaison de 25° (Drury et al., 2013). Bahrami et al. (2016) ont mis en évidence l'effet de la latitude sur les performances de panneaux PV munis de systèmes de suivi par différentes techniques. L'énergie solaire interceptée sur une journée du mois de juin par une surface munie d'un traqueur à deux axes augmente d'environ 29,3% par rapport à la même surface orientée plein sud et inclinée de 14° (Angle d'inclinaison optimal de Sanliurfa – Turquie 37°N-38°E) (Kacira et al., 2004). Cette augmentation est de 41,34% pour une inclinaison de 32° (Latitude du site à Amman, Jordanie) (Abdallah & Nijmeh, 2004). D'après des essais réalisés aux USA (Lubitz, 2011), il apparaît que sur une période d'une année, un panneau PV orienté avec des traqueurs biaxiaux ou uni-axiaux intercepte, respectivement, 34% et 29% d'énergie solaire en plus qu'un panneau orienté vers le sud avec un angle d'inclinaison égal à la latitude du lieu et avec un angle d'inclinaison optimal. Par ailleurs, la production électrique d'un panneau PV s'améliore de 20,4% quand il est orienté avec un traqueur biaxial, tandis qu'avec un suivi uni-axial du soleil elle n'atteint que 14,2 % d'amélioration (Ismail et al., 2013). De même, pour les expériences menées en Jordanie (32,1°N, 36,2°E), le traqueur biaxial améliore l'intensité du rayonnement solaire incident de 31,08%, ce qui correspond à 31,29% de la puissance électrique fournie par le panneau PV (Hammad et al., 2017).

Une autre étude menée en Turquie (37,13°N, 28,22°E), a montré une amélioration annuelle de l'énergie électrique de 30,79% en utilisant un traqueur biaxial par rapport à un panneau PV incliné avec un angle d'inclinaison optimal de 28° (Eke & Senturk, 2012). Au Nigéria pour des latitudes variant de 4 à 13°N, Njoku (2016) a comparé l'amélioration obtenue par un panneau PV orienté par un traqueur biaxial à celle obtenue par un panneau horizontal. Ainsi, la production d'énergie électrique d'un panneau PV s'améliore de 20 à 40% lorsque la latitude varie de 4 à 13°.

Ces techniques de suivi à un seul axe ou à deux axes augmentent certes l'énergie solaire incidente sur un panneau solaire, mais génèrent des coûts supplémentaires liés à la maintenance et à l'entretien. De plus, ces techniques ne sont pas toujours recommandées si l'on tient compte du climat chaud associé aux basses latitudes. Elles fournissent un faible rendement des panneaux PV qui atteignent des températures élevées. En effet, une étude comparative a été réalisée pour la ville de Mossoro au Brésil (5.18°S, 37.33°W) caractérisée par un climat chaud

et humide (Vieira et al., 2016). Il a été démontré qu'un panneau PV équipé d'un système de suivi uni-axial produisait seulement 11% de plus qu'un panneau incliné à la latitude du lieu. Eldin et al. (2016) ont mis en évidence l'effet de la température du panneau PV occasionnée par les conditions climatiques extrêmes. Pour ce faire, ils ont comparé le panneau PV équipé d'un traqueur biaxial à celui incliné vers l'équateur. Ils ont constaté que l'amélioration de l'énergie électrique produite par le panneau PV a augmenté de 39% pour une région froide de Berlin (Allemagne), alors que pour la région chaude d'Assouan en Egypte, elle n'a augmenté que de 8%. De plus, étant donné que la puissance fournie au système traqueur représente environ 5 à 10% de la puissance électrique générée, le système de suivi à deux axes n'est donc pas recommandé pour les climats chauds. En outre, le système de suivi n'est pas applicable dans certains cas en raison de sa complexité d'installation, notamment pour un champ photovoltaïque qui nécessite une grande surface au sol pour éviter l'ombrage que les panneaux peuvent générer mutuellement pendant leurs mouvements.

D'autres systèmes, moins complexes mais largement utilisés, orientent les panneaux solaires vers l'équateur selon un angle d'inclinaison optimal. Afin d'augmenter l'énergie solaire incidente sur un panneau solaire, différents ajustements peuvent être envisagés. Ils peuvent être quotidiens (Keshavarz et al., 2012), mensuels (Chang, 2009; Kaddoura et al., 2016), saisonniers ou semestriels (Despotovic & Nedic, 2015; Kaddoura et al., 2016; Soulayman & Hammoud, 2016). Calabrò (2013) a proposé une corrélation pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal mensuel en fonction de la latitude. Une autre formule a été proposée par Wessley et al. (2017) pour estimer l'angle d'inclinaison annuel adapté à toutes les villes de l'Inde. Chen et al. (2005) ont déterminé, à l'aide de l'algorithme génétique (GA) et du Simulated-Annealing (SA), les angles d'inclinaison mensuel (AOM) et annuel (AOA) optimaux pour la ville de Chiayi à Taiwan (23,48°N, 120,44°E). Datta et al. (2016), avec la même procédure d'optimisation, ont déterminé le AOM pour la ville de Calcutta en Inde (22.57°N, 88°E). Ils ont constaté que le rayonnement solaire incident sur le panneau PV augmentait de 10% par rapport à une configuration horizontale. Sur la base de données météorologiques mesurées, Le Roux (2016) a montré que l'angle d'inclinaison optimal en Afrique du Sud est égal à la latitude plus ou moins 2,6°. Chinchilla et al. (2021), en utilisant une base de données d'irradiation solaire sur un plan horizontal, ont proposé des corrélations linéaires, quadratiques et cubiques de l'AOA avec la latitude.

Il apparaît à travers ces études, que l'angle optimal d'inclinaison d'un panneau solaire constitue un paramètre important. Par ailleurs, pour les installations solaires photovoltaïques, à grande échelle, dont la surface au sol allouée est limitée, l'effet d'ombrage entre les rangées de

panneaux PV doit être pris en compte. En effet, l'ombrage peut réduire considérablement la puissance électrique délivrée par cette installation. En effet, lorsque 2% de la surface d'un panneau PV est ombragée, l'énergie produite se réduit de 55%, et de 70% si aucune diode de dérivation n'est utilisée (Quaschnig & Hanitscht, 1996).

9.2 Refroidissement

En se focalisant sur la gamme du silicium cristallin (c – Si), puisque c'est la technologie qui domine largement le marché photovoltaïque, un panneau PV du c – Si fonctionnant sous les conditions de test standard (STC), i.e. $T_{STC} = 25^{\circ}C$ $R_G=1000W/m^2$ et $AM=1.5$, produit une puissance maximale dite puissance crête qui vaut seulement 15 à 20% de la puissance du rayonnement intercepté, c'est l'efficacité de conversion électrique de référence, le reste est converti en chaleur qui favorise l'augmentation de la température du panneau PV. Comme le montrent les figures (1 – 8b et I – 9b), l'augmentation de température affecte négativement les performances du panneau PV. En effet, pour chaque degré d'élévation de température, l'efficacité de conversion du Silicium cristallin diminue d'environ 0.45% (Skoplaki & Palyvos, 2009). Au cours de la journée, la température d'un panneau PV, exposé au rayonnement solaire, augmente, en particulier lorsqu'il s'agit des conditions météorologiques extrêmes, la température du panneau peut atteindre $80^{\circ}C$ voir plus (Elminshawy et al., 2019a; Nebbali et al., 2018; Rahman et al., 2015), l'efficacité de conversion est alors considérablement réduite et les pertes de rendement peuvent avoisiner 25% (Abd-Elhady et al., 2018). En vue de pallier l'effet négatif de l'élévation de température d'un panneau PV, on a recours au refroidissement. On distingue le refroidissement passif ou actif (Hasanuzzaman et al., 2016; Nebbali et al., 2020; Nižetić et al., 2018; Sargunanathan et al., 2016; Shukla et al., 2017).

9.2.1 Refroidissement passif

C'est un refroidissement qui se produit naturellement entre le panneau PV et son milieu environnant. On accentue ce refroidissement par l'adjonction d'ailettes ou en adoptant des géométries qui favorisent les échanges convectifs entre l'air ambiant et le panneau PV.

Par l'adjonction d'ailettes sur la face arrière d'un panneau PV, Raina et al. (2022) ont amélioré l'efficacité de ce panneau PV refroidi de 5.47% par rapport à celui non-refroidi. Une autre technique basée sur le même concept est étudiée numériquement par Popovici et al. (2016), elle consiste à placer sur la face arrière d'un panneau PV, une plaque en métal dissipatrice de chaleur pourvue d'ailettes perforées. Trois cas de figure d'inclinaisons des ailettes par rapport à la base du dissipateur sont étudiés : 45° , 90° et 135° (Figure I—15). Le

recours aux ailettes de 3cm de hauteur, inclinées d'un angle de 45° , permet d'abaisser la température du panneau d'environ 14°C et d'améliorer sa puissance électrique de 7.55%.

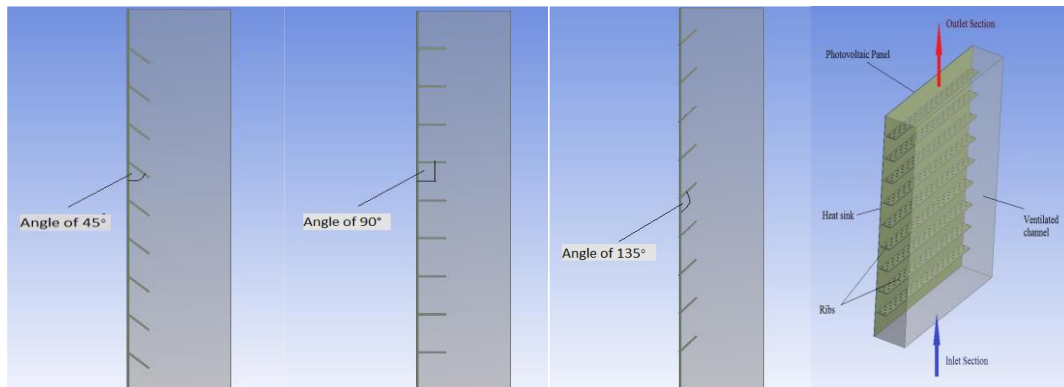


Figure I—15 : Refroidissement par ailettes pour différents angles d'inclinaison (Popovici et al., 2016).

Cependant, la majorité des études concernant les techniques de refroidissement par ailettes, ont été effectuées à l'échelle de laboratoire en utilisant des panneaux PV de dimensions réduites.

Un autre modèle de dissipateur thermique par ailettes, différent des modèles conventionnels, est proposé par Hernandez-Perez et al. (2021). Le dissipateur consiste en une plaque en aluminium qui contient des prolongements sous forme d'ailettes segmentées de différentes inclinaisons (Figure I—16). Ceci favorise l'échange convectif pour différentes vitesses et directions du flux d'air. Cette étude numérique et expérimentale a permis de montrer que le panneau PV ainsi refroidi voit sa température baisser de 5 à 7°C et génère un surplus de puissance électrique de 2.96%.

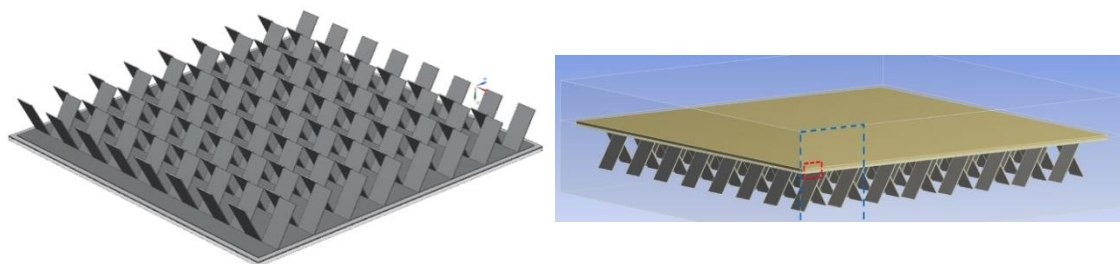


Figure I—16 : Refroidissement par ailettes segmentées (Hernandez-Perez et al., 2021).

Grubišić-Čabo et al. (2018) ont proposé de refroidir un panneau PV de dimension réduite pourvu d'ailettes disposées de façon aléatoire sur sa face arrière. En exposant ce panneau PV sur une courte période aux conditions environnementales réelles, l'amélioration obtenue en efficacité n'a atteint que 2% seulement. Grubišić-Čabo et al. (2019) ont expérimenté, ces mêmes ailettes sur un panneau PV de grande dimension (520Wc) et une période de 63 jours. Les

résultats obtenus ont montré que l'amélioration des performances du panneau PV refroidi durant les deux mois de test était négligeable.

Rahimi et al. (2014) ont procédé au refroidissement d'un petit panneau PV par ventilation naturelle. L'air ambiant s'engouffre dans un conduit de forme conique avant de ressortir accéléré (Figure I—17). Le vent avec une vitesse de 2.67m/s à l'entrée de ce conduit, est projeté perpendiculairement sur la face arrière du panneau avec une vitesse moyenne de 6.2m/s, soit un accroissement de vitesse d'environ 132%. Ce qui a permis au panneau PV de produire 13% de plus en puissance avec un abaissement de température de 25°C. Par le même principe, Subramanian et al. (2020) ont abouti à un gain en puissance de 7% en augmentant la vitesse du vent de 50%.

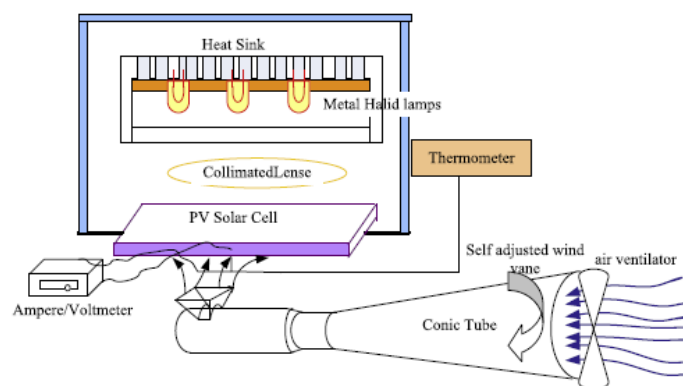


Figure I—17 : Refroidissement du panneau PV par accélération naturelle du vent (Rahimi et al., 2014).

Pour un meilleur refroidissement d'un panneau PV par l'action naturelle de l'air ambiant, Abd-Elhady et al. (2018) ont proposé une technique innovante qui consiste à prévoir des trous sur le panneau, entre les cellules, de manière à ne pas affecter la surface effective du panneau (Figure I—18). L'air chaud bloqué sous la face inférieure du panneau PV, remonte alors vers le haut à travers ces trous, ce qui génère un courant d'air ascendant. L'étude numérique montre qu'une densité de 34.5 trous, de 1cm de diamètre, par unité de surface de panneau PV permet d'abaisser la température du panneau PV de 18°C.

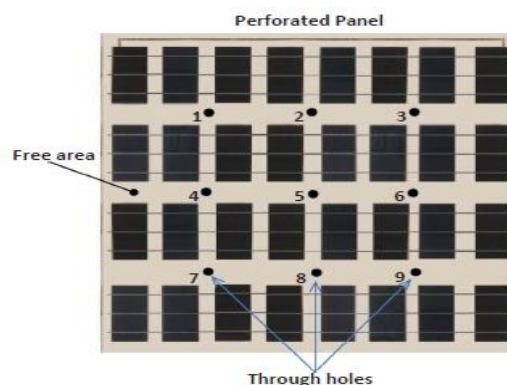


Figure I—18: Disposition des trous sur le panneau PV perforé (Abd-Elhady et al., 2018).

En se basant sur le même principe, Marinić-Kragić et al. (2020) ont proposé d'apporter des modifications géométriques dans la fabrication des panneaux PV en ajoutant des fentes qui favorisent le mouvement d'air et améliorent les échanges convectifs avec l'air ambiant (Figure I—19). L'orientation et les dimensions optimales de ces fentes en fonction de la vitesse et de la direction du vent ont été déterminées par simulations numériques. Globalement, cette méthode de refroidissement passive a permis d'abaisser la température du panneau de seulement 3°C pour des vitesses de vent supérieures à 5m/s. Par ailleurs, les performances de ce dispositif de refroidissement dépendent fortement des conditions environnementales, en particulier la vitesse et la direction du vent.

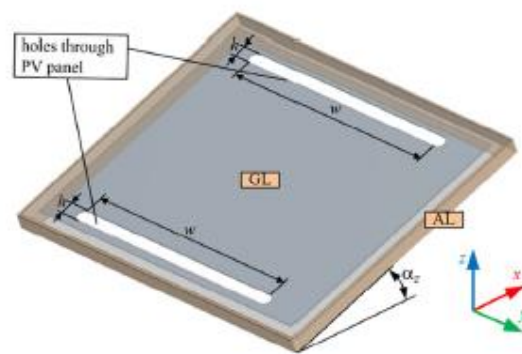


Figure I—19 : Schéma descriptif du panneau PV pourvu de fentes (Marinić-Kragić et al., 2020)

Le refroidissement passif peut être aussi assuré en utilisant des matériaux à changement de phases (MCP) qui absorbent la chaleur du panneau par la face arrière. Díaz et al. (2022) ont évalué les performances d'un panneau PV refroidi par un MCP durant des cycles jour – nuit. En utilisant une couche d'épaisseur de 40mm du $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, l'abaissement maximal de température atteint durant l'année est de 17.5°C et 14.1°C, respectivement, pour les régions semi-aride et aride, alors que l'amélioration de la production annuelle d'énergie électrique est de 5.8% et 4.5%.

Ejaz et al. (2022) ont amélioré les performances d'un mini panneau PV (10Wc) en utilisant un MCP auquel ils ont ajouté une mousse métallique en aluminium à haute conductivité thermique. Cette dernière a pour rôle d'absorber et de dissiper la chaleur cumulée par le MCP. L'étude expérimentale est réalisée à Taxila (Pakistan, 33.7°N, 72.8°E) au cours d'une journée du mois de février. Deux MCP, le PT58 et le RT44, sont combinés à de la mousse métallique sur des épaisseurs de 8 et 12mm. Les résultats obtenus ont montré que la combinaison RT44 – mousse métallique est la plus performante. Avec une épaisseur de 12mm, on atteint un abaissement de température de 20.95°C. Ce qui correspond à une amélioration de la puissance électrique de 23.3% par rapport au panneau non refroidi.

Sutanto et al. (2022) procède au refroidissement par eau d'un panneau PV. L'eau circule en circuit fermé entre deux échangeurs de chaleur, l'un en contact de la face arrière du panneau PV, alors que l'autre est immergé dans un grand bassin d'eau (Figure I—20). L'eau chauffée par le panneau PV remonte vers un réservoir, par effet thermosiphon, puis descend par gravité vers l'échangeur immergé. Ce qui permet son refroidissement avant d'entamer un nouveau cycle à travers le panneau PV. Ce mode de refroidissement passif permet d'améliorer la puissance électrique de 3.34% et 7.86%, respectivement, par rapport aux installations flottantes et au sol.

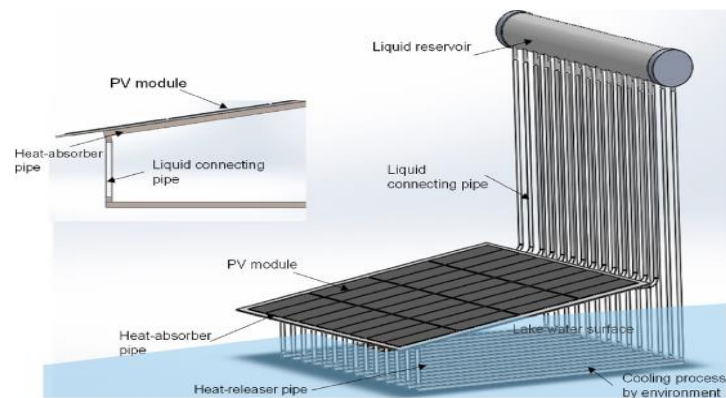


Figure I—20 : Refroidissement par thermosiphon (Sutanto et al., 2022).

9.2.2 Refroidissement actif

- **Refroidissement par eau :**

Bevilacqua et al. (2022) ont proposé de refroidir un panneau PV de grande dimension par pulvérisation de l'eau sur sa face arrière. Des simulations numériques, basées sur la méthode des différences finies, sont alors effectuées pour plusieurs journées de Juillet à Octobre. Un bon accord entre valeurs mesurées et calculées est obtenu. Ce système de refroidissement a ainsi permis d'améliorer la puissance générée par le panneau PV refroidi de 7.8% par rapport à celui non-refroidi.

Par pulvérisation de l'eau (Nižetić et al., 2016), simultanément sur les deux faces avant et arrière du panneau PV (Figure I—21), l'amélioration de la puissance délivrée par le panneau PV refroidi ainsi que de son efficacité électrique, en tenant compte de la puissance consommée par la pompe à eau, ont atteint, respectivement, 7.7% et 5.9% au midi solaire avec un abaissement de température de 28°C. De plus, cette technique permet un effet autonettoyant au panneau PV.

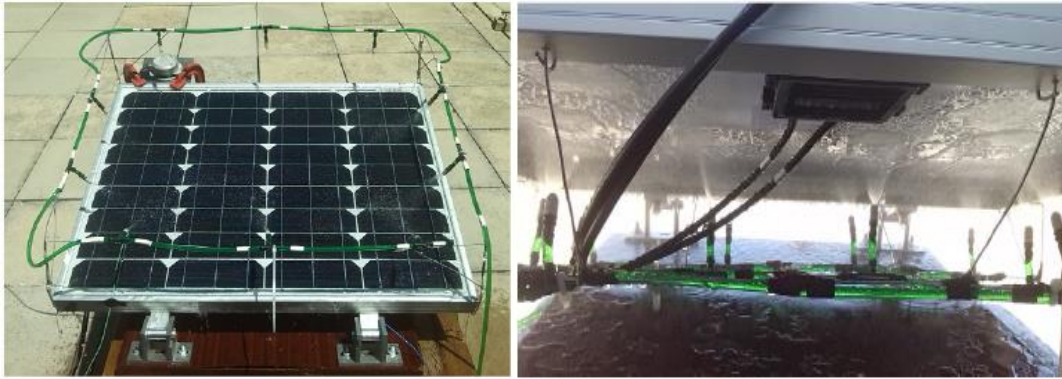


Figure I—21 : Illustration du refroidissement d'un panneau PV par pulvérisation d'eau sur ces deux faces (Nižetić et al., 2016).

Castanheira et al. (2018) se sont intéressés au refroidissement de panneaux PV par ruissellement d'eau. Sur un ensemble de panneaux PV disposés en plusieurs rangées de 25 panneaux PV, ils ont mené des tests sur deux rangées de 5kWc chacune (25 panneaux), l'une refroidie alors que l'autre sert de témoin. L'eau de refroidissement circule en circuit fermé entre un réservoir et la surface avant des panneaux PV. Afin de réduire l'énergie consommée par la pompe qui assure la circulation de l'eau, ils adoptent un refroidissement intermittent avec son activation durant 0.6min et son arrêt pendant 11min. Ceci a permis d'atteindre des abaissements de températures des panneaux PV de 22°C et d'améliorer l'énergie électrique produite de 15%. En se basant sur le principe de refroidissement intermittent, des simulations numériques sont effectuées à grande échelle pour une installation PV composée de 5 chaînes de 5kWc chacune. A partir de données météorologiques s'étalant sur une période d'une année, le système de refroidissement est activé durant deux minutes, à tour de rôle entre les cinq chaînes dès que la température du panneau PV dépasse les 30°C (Figure I—22). Les résultats obtenus montrent que le temps de retour sur investissement de ce système est de 2 ans. De plus, la production annuelle d'énergie électrique est augmentée de plus de 12% avec des revenus de 17000 à 22000USD sur 20 ans.

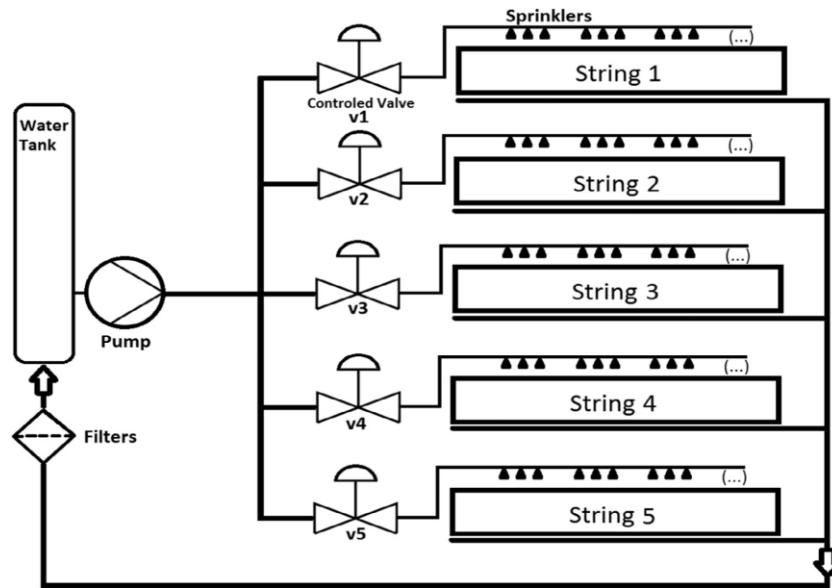


Figure I—22 : Schéma d'installation du refroidissement intermittent de cinq chaînes de panneaux PV refroidis par ruissellement d'eau sur leurs faces supérieures (Castanheira et al., 2018).

Un autre système de refroidissement par eau est proposé par Jakhar et al. (2017), il consiste à faire circuler de l'eau à travers un canal placé sous la face arrière du panneau PV pour absorber la chaleur. L'eau chaude est ensuite récupérée à la sortie du canal pour l'acheminer à travers un échangeur de chaleur de type eau-sol pour la refroidir en évacuant sa chaleur vers le sol. L'eau ainsi refroidie est ensuite renvoyée vers le panneau PV pour un nouveau cycle (Figure I—23). Une étude expérimentale et numérique est effectuée en exploitant les données météorologiques évoluant de 10h00 à 16h00 lors de la journée de 20 septembre 2016 à Pilani (Inde, 75.61°E et 28.38°N), et en faisant varier le débit d'eau et en considérant différentes longueurs de l'échangeur eau/sol. Il a été montré que pour un débit d'eau de 0.033kg/s, le panneau PV se refroidit d'environ 25°C durant la journée et s'accompagne d'une amélioration moyenne de l'efficacité de 14%.

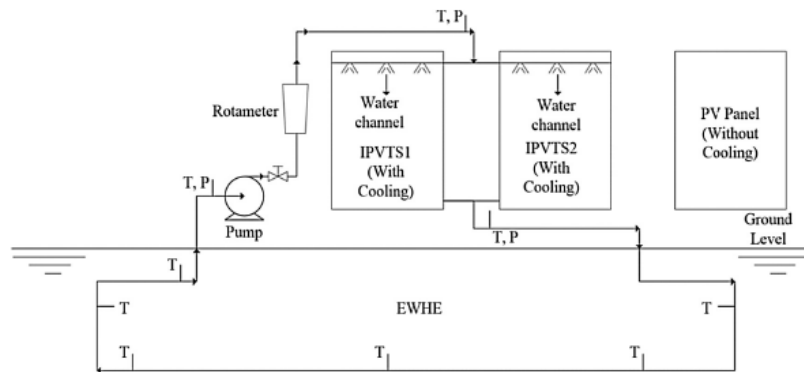


Figure I—23 : Schéma de l'installation de panneaux PV refroidis par eau, couplés à un échangeur de chaleur de type eau – sol (Jakhar et al., 2017).

Afin d'améliorer la distribution de température sur un panneau PV refroidi, Baloch et al. (2015) ont proposé de refroidir un panneau PV, composé de 8 cellules montées en série (Figure I—24), par de l'eau qui s'écoule, sous la face arrière du panneau, à travers un canal convergent avec un angle variant de 0 à 10°. Les résultats obtenus montrent qu'avec un angle de 2°, la distribution de températures est quasi homogène. Avec un débit d'eau de 1.8L/min, la température du panneau se stabilise, respectivement, pour les journées de juin et de décembre à 26.1 et 11.9°C. Ce qui a permis d'améliorer les efficacités électriques du panneau PV, respectivement, de 27.55% et 36.1%.

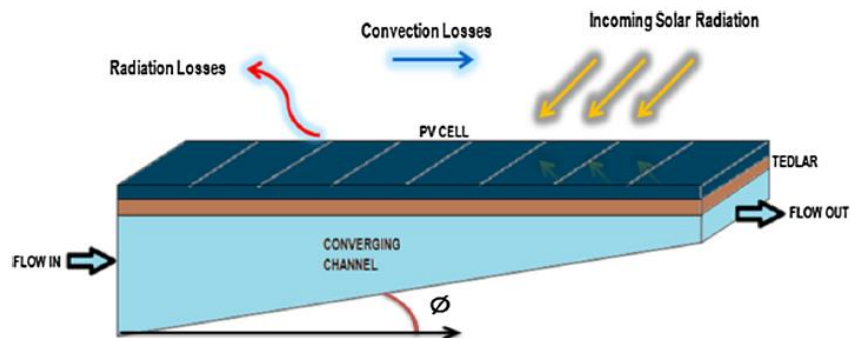


Figure I—24 : Refroidissement d'un panneau PV par de l'eau circulant, sous sa face arrière, à travers un canal convergent (Baloch et al., 2015).

- **Refroidissement par air :**

Une étude numérique d'un système de refroidissement pour un panneau PV de grande dimension est réalisée par Özcan et al. (2021). Le refroidissement est assuré par un ventilateur qui souffle de l'air ambiant à travers un canal placé sous la face arrière du panneau. Une comparaison entre trois canaux à sections droites uniformes est effectuée : un canal uniforme simple, un canal à ailettes droites de la longueur du panneau et un canal à ailettes ondulées parallèles à la longueur du panneau (Figure I—25). La simulation numérique a enregistré une température maximale du panneau PV non refroidi de 57.9°C, dans ce cas la puissance électrique générée est égale à 293W. En refroidissant le panneau PV, les performances optimales sont assurées par le canal uniforme contenant 82 ailettes droites avec une vitesse d'air de 5m/s, la température est réduite de 18°C et le panneau a produit une puissance nette (en tenant compte de la consommation du ventilateur) de 305.81W, ça correspond à une amélioration de 4.37% par rapport au panneau PV non refroidi.

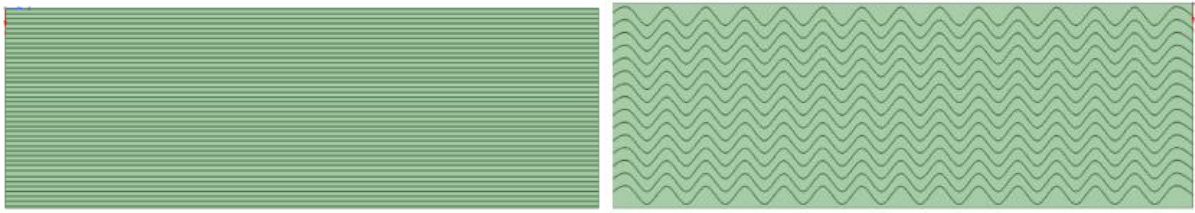


Figure I—25 : Illustration d'ailettes droites et ondulées disposées dans la cavité d'air sur la face arrière du panneau PV (Özcan et al., 2021).

Sajjad et al. (2019) ont refroidi un panneau PV par de l'air froid provenant d'une centrale de conditionnement d'air. L'expérience réalisée en juillet, a permis d'améliorer l'efficacité électrique du panneau PV de 7.2%.

Elminshawy et al. (2019b) a combiné un échangeur géothermique de type air – sol avec un panneau PV pour un bon refroidissement de celui-ci. L'expérience est menée en mois de juillet en Egypte, l'air ambiant à 40°C passe d'abord par l'échangeur enfouis dans le sol à 25°C pour se refroidir, avant d'être injecté à travers un canal placé sous le panneau PV pour le refroidir à son tour. Avec un débit d'air de 0.0288m³/s, la température du panneau PV est baissée en moyenne de 55°C à 42°C, la puissance électrique produite s'est alors améliorée en moyenne de 18.9%, et l'efficacité de conversion de 22.98% comparativement au panneau PV de référence.

L'avantage du refroidissement actif par rapport au refroidissement passif est que la chaleur dissipée du panneau PV peut être récupérée et réutilisée pour des fins de chauffage, dans ce cas le système est dit photovoltaïque – thermique (PVT). Vajedi et al. (2022) ont étudié un système PVT à base d'un canal placé sous la face arrière du panneau, traversé par de l'air ambiant par une extrémité vers l'autre en absorbant la chaleur du panneau PV pour le refroidir (Figure I—26). L'air est injecté par quatre ventilateurs axiaux. L'auteur a fait une comparaison entre un canal à section transversale uniforme, et un autre canal convergent, la section est décroissante selon le sens de l'écoulement. En considérant uniquement l'efficacité électrique nette, il s'est avéré que quelque soient les conditions environnementales, un refroidissement naturel est plus efficace pour le panneau PV que le refroidissement par le système à canal uniforme proposé, tandis que l'utilisation d'un canal convergent peut améliorer l'efficacité électrique nette jusqu'à 18.6% par rapport au panneau PV refroidi naturellement, si la température ambiante et le rayonnement solaire capté sont supérieurs à 15°C et 700W/m² respectivement. Cependant, en considérant l'efficacité nette totale, qui inclue aussi l'efficacité thermique du PVT, elle varie de 47.6 à 60.2% pour le système à canal uniforme, contre 53.3 à 66.3% pour le PVT à canal convergent. En utilisant un PVT à canal convergent le coefficient d'échange convectif moyen est plus élevé, le refroidissement est plus uniforme et l'amélioration de l'efficacité nette totale par rapport au PVT à canal uniforme varie entre 10 et 16%.

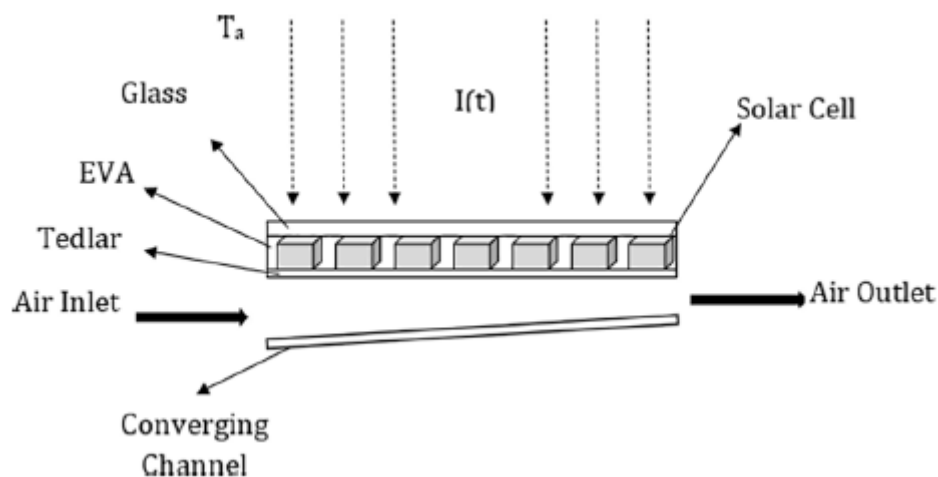


Figure I—26 : Schéma du PVT fonctionnant avec un canal d'air convergent (Vajedi et al., 2022).

Bayrak, (2022) ; Nebbali et al. (2020) ; Syafiqah et al. (2017) ont proposé d'autres systèmes de refroidissement à base de ventilateurs qui feront l'objet d'une comparaison détaillée dans les chapitres qui viennent.

A travers ces études, l'efficacité d'un système de refroidissement varie selon les conditions environnementales sous lesquelles le système est étudié, en particulier les systèmes de refroidissement passifs. Généralement les études antérieures sont effectuées à court terme, pendant une journée entre le lever et le coucher du soleil, et le résultat est généralement positif. Mais pour les autres périodes des autres saisons, l'efficacité de ces systèmes de refroidissement est imprévisible. C'est pour cette raison qu'il vaut mieux effectuer une étude pour des journées de différentes saisons pour couvrir une large plage de conditions environnementales. Par ailleurs, ces techniques de refroidissement citées dans la littérature sont pratiquement toutes élaborées à l'échelle de laboratoire, et qui ne sont pas encore projetées en dehors du cercle de la recherche, ce qui a laissé les chercheurs à continuer de proposer d'autres techniques plus efficaces, qui peuvent être mises en pratique sur des installations PV à grande échelle.

10 Conclusion

Depuis son apparition, la technologie PV s'est imposée comme une alternative intéressante aux énergies fossiles. En effet, le domaine de recherche et développement de cette technologie ne cesse de se projeter pour concrétiser cette vision. D'abord en proposant de nouvelles générations de cellules solaires qui malgré leurs efficacités élevées restent au stade expérimental à cause de leurs coûts élevés ou de la toxicité des matériaux qui les composent. Ce qui confère aux cellules de première génération la prédominance sur le marché.

L'élévation de la puissance crête d'un panneau PV s'apparente avec une intensité maximale de rayonnement solaire incident et une température du panneau PV proche de 25°C. Pour ce faire, on veille à orienter avec un angle optimal et/ou à refroidir le panneau PV.

Chapitre II

Angle d'Inclinaison Optimal (AIO)

1 Introduction

Il sera question dans ce chapitre de proposer, pour toute latitude variant de -60 à $+60^\circ$, des corrélations qui déterminent les angles d'inclinaisons optimaux associés à des périodes mensuelles, saisonnières ou annuelles. De plus, pour un champ PV implanté sur une surface limitée au sol, le choix de l'angle optimum conditionne fortement le nombre de panneaux à installer au regard de la superficie allouée à leur implantation. On compare alors les quantités d'énergie interceptées par les panneaux PV orientés vers l'équateur avec un angle d'inclinaison annuel (AOA) dont les rangées sont espacées pour éviter l'ombrage entre elles, aux panneaux PV privilégiant la position horizontale sur toute la surface allouée.

2 Théorie

2.1 Gisement Solaire

Le gisement solaire est l'ensemble des données qui permettent de suivre l'évolution de l'éclairement émis par le soleil et intercepté par une surface sur la terre en tout instant, quelles que soient les conditions météorologiques. Pour quantifier cet éclairement il faut passer par les étapes suivantes :

- Déterminer la course du soleil dans le ciel.
- Définir le lieu d'interception sur le globe terrestre, et l'angle d'incidence des rayonnements solaires.
- Définir l'état du ciel à l'instant considéré.

2.1.1 La course du soleil dans le ciel :

Elle désigne la trajectoire du soleil dans le ciel. Elle correspond à un arc de cercle dont le centre est le point d'observation.

La course du soleil est engendrée par la combinaison de deux mouvements de la terre, sa rotation sur elle-même, qui est responsable de la succession des jours et des nuits, et simultanément, sa révolution autour du soleil qui explique la succession des saisons.

L'orbite sur laquelle se fait le deuxième mouvement appelée *l'écliptique*, est sous forme d'une ellipse dont l'un des foyers est occupé par le soleil. Le plan qui sépare la terre en deux hémisphères nord et sud est appelé plan équatorial, et sa trace sur le globe est l'équateur, il est perpendiculaire à l'axe de rotation de la terre.

A vrai dire, la révolution de la terre autour du soleil ne suffit pas pour décrire la succession des saisons, il y'a aussi un autre élément important et déterminant qui contribue à ce

phénomène, c'est l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre sur elle-même (axe des pôles qui est toujours parallèle à lui-même) par rapport à la verticale qui passe par l'écliptique d'un angle constant égale à $23,45^\circ$, et qui est le même angle entre le plan écliptique et le plan équatorial. En effet l'association de la révolution de la terre autour du soleil et l'inclinaison de l'axe des pôles par rapport à la verticale de l'orbite, fait en sorte que chaque point ou chaque lieu sur la surface du globe donne une apparence différente au soleil chaque jour de l'année, donc il reçoit un éclaircissement plus ou moins fort, ce qui explique la succession des saisons.

Il y'a quatre points remarquables de l'écliptique qui sont considérés comme des références, les deux solstices, et les deux équinoxes (Figure II—1) :

- Le solstice du 21 juin : l'hémisphère nord est incliné au maximum vers le soleil, c'est le début de l'été, il correspond au jour le plus long de l'année et à la nuit la plus courte, il s'agit alors du solstice d'été pour l'hémisphère nord. Dans l'hémisphère sud, c'est au contraire le début de l'hiver, ce jour correspond au solstice d'hiver ; les durées du jour et de la nuit s'inversent par rapport à celles de l'hémisphère nord.
- Le solstice du 21 décembre : c'est l'hémisphère sud qui est incliné au maximum vers le soleil, qui y marque le début de l'été. Pour l'hémisphère nord, c'est au contraire, le début de la phase hivernale.
- L'équinoxe du 21 mars : les deux hémisphères de la terre sont orientés de la même façon par rapport au soleil, les rayons du soleil arrivant parallèlement au plan équatorial. En cette date, le cercle d'illumination qui différencie le jour de la nuit sur le globe passe par les deux pôles de la terre, ce qui fait que le jour et la nuit ont la même durée de 12h. C'est l'équinoxe du printemps pour l'hémisphère nord, et l'équinoxe d'automne pour l'hémisphère sud.
- L'équinoxe du 21 septembre : le même phénomène se reproduit de la même façon que pour l'équinoxe du 21 mars. Cette journée marque le début de la saison d'automne au nord et l'équinoxe de printemps au sud.

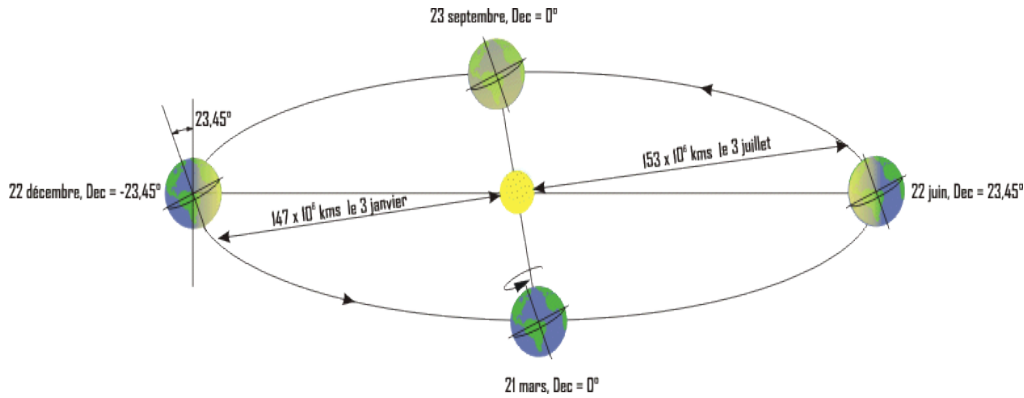


Figure II—1: Révolution de la terre.

2.1.2 La déclinaison solaire « δ »

Pour parler de climatologie, il est plus commode d’utiliser la déclinaison ‘ δ ’ dont la densité superficielle de l’éclairement émis par le soleil dépend, c’est l’angle mesuré entre le plan équatorial et la direction terre-soleil.

En considérant l’hémisphère nord, au solstice d’été le soleil est au-dessus du plan équatorial avec une déclinaison maximale $\delta=23,45^\circ$, la densité superficielle de l’éclairement est importante, ce qui explique l’arrivée de l’été au nord.

Au solstice du 21 décembre, le soleil est au-dessous du plan équatorial, la déclinaison est minimale $\delta = - 23.45^\circ$, la densité superficielle de l’éclairement est plus faible au nord donc c’est l’hiver, contrairement au sud, cette densité est très importante donc c’est l’été.

Aux équinoxes d’automne et de printemps, la déclinaison est nulle car le plan équatorial passe exactement par le centre du soleil.

Pour n’importe quel autre jour de l’année elle peut être calculée par la relation suivante :

$$\delta = 23.45 \sin \left(\frac{360}{365} (j + 284) \right) \tag{II-1}$$

Avec : j est le quantième du jour de l’année (j=1 pour le 1^{er} janvier).

2.1.3 L’angle horaire ω

C’est la distance angulaire que fait le soleil sur sa trajectoire avec le plan méridien du lieu. Étant donné que la terre fait un tour complet sur elle-même (360°) en 24h, le soleil, du moment de son lever jusqu’à son coucher, en passant par le point de culmination c’est-à-dire, par le méridien du lieu, se déplace de 15° chaque heure (Figure II—2), il est calculé par :

$$\omega = 15(TSV - 12) \tag{II-2}$$

Avec : TSV le temps solaire vrai.

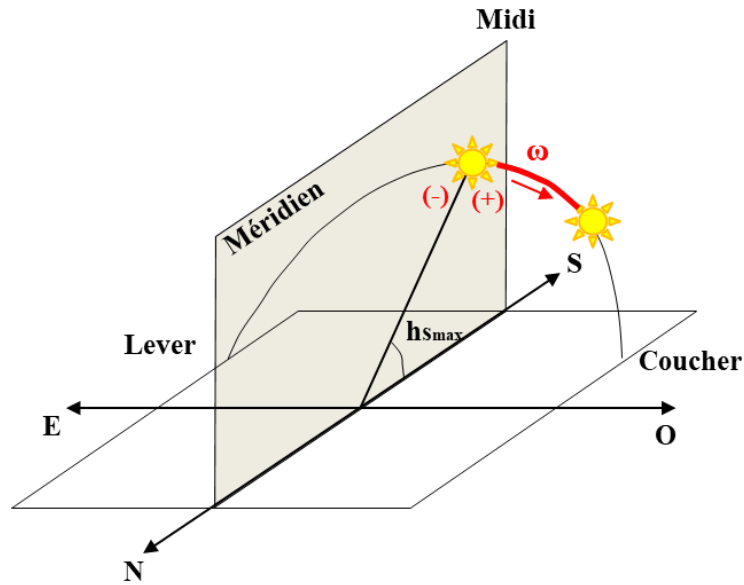


Figure II—2: Angle horaire

2.1.4 La hauteur solaire h_s

Le soleil se lève du côté Est, monte dans le ciel jusqu'à ce qu'il arrive au méridien du lieu, puis descend pour se coucher du côté Ouest. Ce parcours décrit une trajectoire sous forme d'arc de cercle dont le centre est le lieu d'observation.

La hauteur solaire définit l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal du lieu d'observation (Figure II—3). Elle est nulle au lever et au coucher du soleil, et maximale lorsque le soleil est au midi solaire sur le méridien du lieu (instant de culmination). Cette hauteur peut être calculée par cette relation :

$$h_s = \sin^{-1}(\sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega) \tag{II-3}$$

Avec : δ , φ et ω sont respectivement, la déclinaison, la latitude et l'angle horaire.

2.1.5 L'azimut solaire « A_z »

C'est aussi un paramètre qui permet de repérer la direction du soleil. Il est indispensable pour calculer l'angle d'incidence des rayons solaires. Il est défini par l'angle que fait la direction du soleil projetée sur le plan horizontal avec la direction Sud (Figure II—3). Son expression correspond à :

$$A_z = \cos^{-1} \left(\frac{\cos \delta \cos \omega \sin \varphi - \sin \delta \cos \varphi}{\cos h_s} \right) \tag{II-4}$$

Si $\omega > 0$ l'azimut A_z est compté négativement.

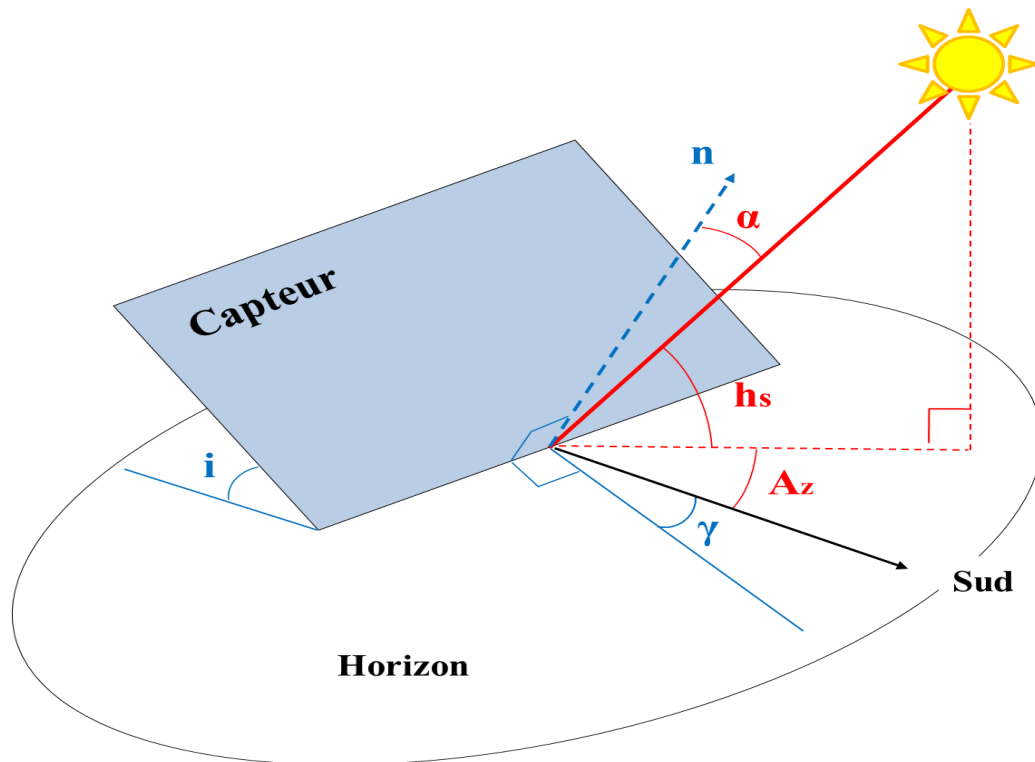


Figure II—3: Positions du soleil et du capteur par rapport à l'horizon et à la direction nord – sud

2.1.6 Paramètres du lieu

Pour calculer l'éclairement en un lieu quelconque de la surface de la terre, il est nécessaire de connaître la position de ce lieu, en usant d'une combinaison de coordonnées géographiques définies par la latitude et la longitude.

- *La latitude φ*

C'est la distance angulaire entre la direction du point visé sur la surface depuis le centre de la terre et le plan équatorial (Figure II—4). Les lieux des points de mêmes latitudes décrivent des cercles parallèles à l'équateur, celles de l'hémisphère nord sont positives et celles de l'hémisphère sud sont négatives, et celle de l'équateur est nulle.

$$-90^\circ(\text{Sud}) < \varphi < +90^\circ (\text{Nord})$$

- *La longitude ϑ*

La longitude permet de repérer le point désiré dans la direction est – ouest. C'est l'angle mesuré entre le plan méridien du lieu et le plan méridien de Greenwich (en Angleterre), ce dernier est considéré comme origine des longitudes ($\vartheta=0^\circ$). Les longitudes décrivent des arcs de cercles qui joignent le pôle nord et le pôle sud (tous les points qui appartiennent au même arc ont la même longitude), elles sont comptées négativement vers l'ouest de Greenwich et positivement vers l'est (Figure II—4).

$$\text{Ouest} - 180^\circ < \vartheta < +180^\circ \text{ Est}$$

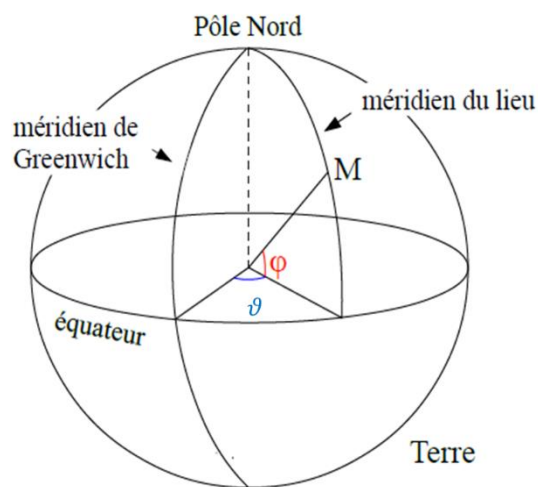


Figure II—4: Repérage d'un point sur la terre par la longitude et la latitude.

2.1.7 Rayonnement solaire hors atmosphère

C'est l'éclairement à la limite de l'atmosphère d'une surface de 1m^2 perpendiculaire aux rayons solaires. Son spectre énergétique est réparti sur une plage de longueurs d'onde (Λ) comprise entre 250nm et 4000nm (Figure II—5). La valeur de cet éclairement, intégrant toutes les longueurs d'ondes de son spectre, varie faiblement au cours de l'année. Elle s'exprime par :

$$I_0 = C_s \left(1 + 0.0334 \cdot \cos\left(\frac{j-4}{365} \cdot 360\right) \right) \quad (\text{II-5})$$

Où $C_s=1367 \text{ W/m}^2$ correspond à la constante solaire

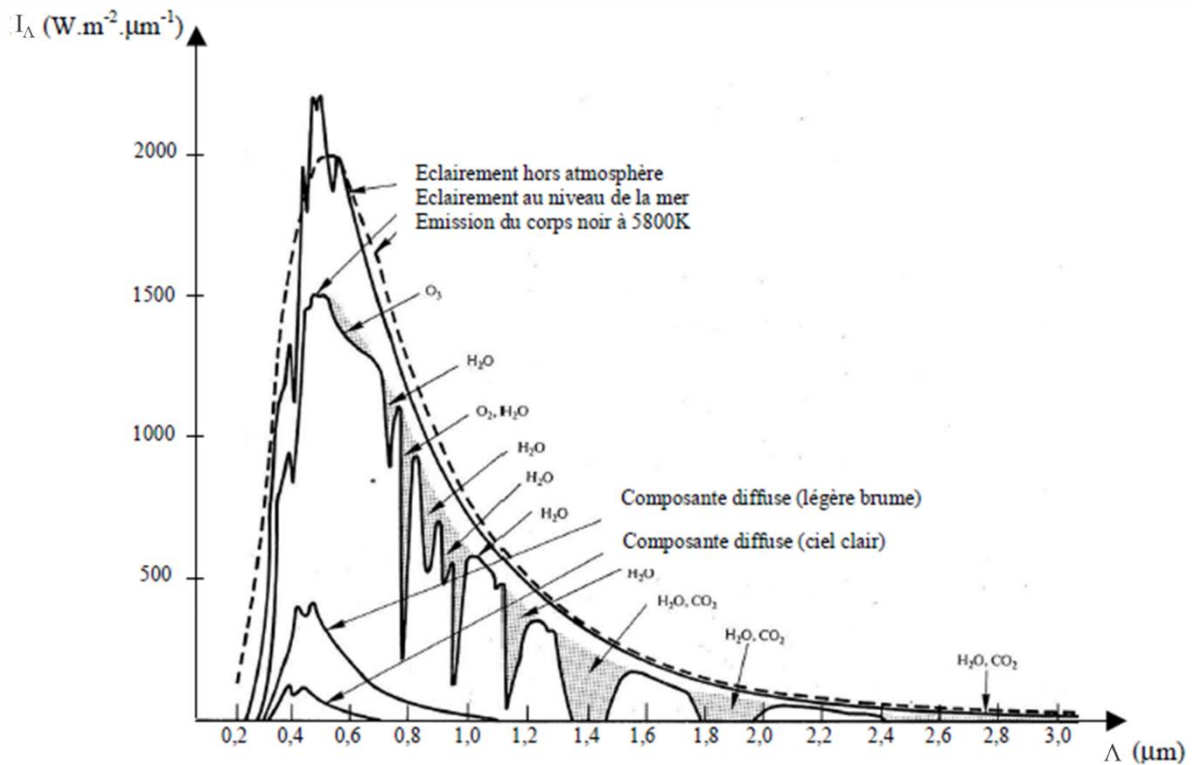


Figure II—5: Spectre énergétique du rayonnement solaire (Jannot, 2011)

2.1.8 Rayonnement solaire à la surface du sol

En traversant l'atmosphère, le rayonnement I_0 subit une atténuation qui dépend de la composition de l'épaisseur de l'atmosphère. Ce qui modifie son spectre énergétique (Figure II—5).

En effet, en plus des composants classiques de l'atmosphère qui sont des gaz tels que l'azote, l'oxygène, l'argon, l'ozone..., d'autres éléments dus aux facteurs humain ou naturel, peuvent être trouvés en quantités plus au moins variables d'une zone à une autre :

- Les nuages, constitués de gouttelettes d'eau.
- Les aérosols, qui sont des particules en suspension dans les gaz (poussière, cendre, fumée, pollen...) peuvent contribuer à l'atténuation du rayonnement par diffusion ou par absorption. Ces deux phénomènes dépendent des dimensions des particules et de différentes longueurs d'ondes du rayonnement.

D'autre part, l'atténuation du rayonnement dépend d'un facteur appelé trajet optique ou masse atmosphérique désigné par « m ou AM ». Il traduit le rapport entre l'épaisseur de la couche atmosphérique traversée par les rayonnements solaires à celle relative à la trajectoire verticale. AM0 désigne la condition d'intensité de rayonnement hors atmosphère. AM1 correspond à une position verticale du soleil, alors que pour AM1.5, les rayonnements solaires

font un angle de 42° avec le plan horizontal. Ainsi, le rayonnement s'atténue avec l'augmentation de la masse atmosphérique qui dépend aussi de la hauteur du soleil.

La masse atmosphérique la plus courante est AM1.5, qui est l'une des conditions de test standard (STC : Standard Test Conditions) sur laquelle est basée la caractérisation des panneaux photovoltaïques par les fabricants. Elle correspond à 1.5 fois l'épaisseur verticale de la couche atmosphérique désignée par AM1 (Figure II—6). Elle s'exprime par :

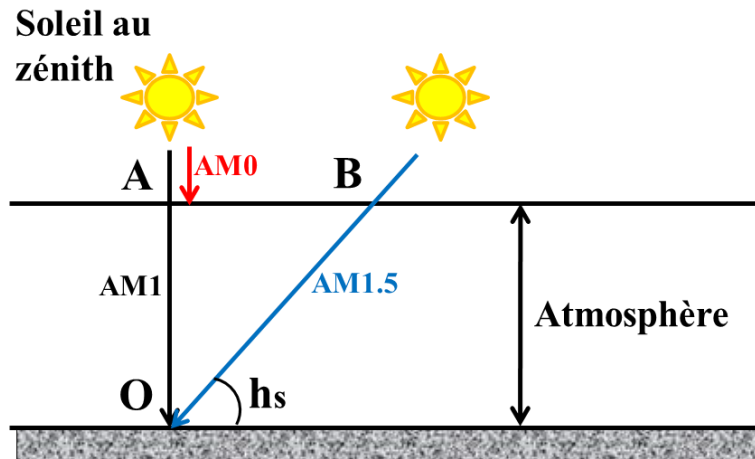


Figure II—6: Masse atmosphérique (AM0 : rayonnement extraterrestre, AM1 : soleil au zénith $h=90^\circ$, AM1.5 : $h \approx 42^\circ$)

$$AM = \frac{OB}{OA} = \frac{1}{\sin(h_s)} \quad (II-6)$$

Pour les lieux d'interception dont la pression (P_{atm}) est différente de la pression atmosphérique $P_0=1\text{atm}$, la masse atmosphérique s'exprime par :

$$AM = \frac{1}{\sin(h_s)} \frac{P_{atm}}{P_0} \quad (II-7)$$

2.1.9 Angle d'incidence α

C'est l'angle que fait un rayonnement incident sur un plan avec la normale (\vec{n}) à ce plan (Figure II—3). Un angle d'incidence nul correspond à un rayonnement incident perpendiculaire au plan. Il s'exprime par la relation suivante :

$$\alpha = \cos^{-1}(\sin(h_s) \cos(i) + \cos(h_s) \cos(\gamma - A_z) \sin(i)) \quad (II-8)$$

Avec (i) l'angle d'inclinaison du plan récepteur par rapport à l'horizontale, et (γ) est son orientation par rapport à la direction nord – sud.

2.1.10 Composantes du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire incident traverse l'atmosphère en subissant une atténuation due à la diffusion ou à l'absorption. Une fois arrivé au sol, il génère un éclaircissement (W/m^2). Cette densité de puissance reçue pendant une durée déterminée est appelée irradiation, et elle est généralement exprimée en Wh/m^2 ou en J/m^2 . Ce rayonnement incident peut être divisé en trois composantes :

- Une composante directe ' R_{Dir} ' : c'est le rayonnement reçu sur la surface d'interception provenant directement du disque solaire sans être modifié ou diffusé, il dépend de l'angle d'incidence α .
- Une composante diffuse ' R_{diff} ' : c'est la partie du rayonnement provenant de la demi sphère qui couvre l'horizon du lieu d'interception (portion du ciel vue par la surface d'interception) excepté le soleil, cette composante n'a pas d'orientation précise, elle provient de toutes les directions, par contre cette composante dépend de l'inclinaison de la surface d'interception, et augmente pour un ciel couvert.
- La composante réfléchie ' $R_{réf}$ ' : c'est la partie du rayonnement réfléchi par le sol ou les objets environnants en direction de la surface réceptrice.

La somme de ces trois composantes forme le rayonnement global désigné par ' R_G '.

Il existe plusieurs modèles théoriques ou semi-empiriques qui permettent d'estimer ce rayonnement global. Le modèle proposé par Liu & Jordan (1963) est fréquemment utilisé, il est basé sur l'hypothèse d'un ciel isotrope pour évaluer la composante du rayonnement diffus.

La composante du rayonnement direct R_{Dir}^n lorsqu'elle est normale au plan d'interception est déterminée par la relation suivante (Lajimi Elamri, 2015; Mandi, 2019):

$$R_{Dir}^n = \tau_{Dir} I_0 \quad (II-9)$$

Avec τ_{Dir} est le facteur de transmission du rayonnement direct à travers la couche atmosphérique. Il s'exprime par :

$$\tau_{Dir} = A. e^{-\frac{P_{atm} B}{1000 \sin(h_s)}} \quad (II-10)$$

A et B sont des coefficients de trouble qui caractérisent le ciel, donnés par le Tableau II-1:

Tableau II-1: Coefficients de trouble du ciel.

Etat du ciel	Pur	Normal	Pollué
A	0.87	0.88	0.91
B	0.17	0.26	0.43

Le rayonnement direct intercepté par un plan d'inclinaison quelconque est :

$$R_{Dir} = \tau_{Dir} I_0 \cos(\alpha) \quad (II-11)$$

Pour un plan horizontal ($i=0$), l'équation (II-11) devient :

$$R_{Dir}^H = \tau_{Dir} I_0 \sin(h_s) \quad (II-12)$$

Quant à la composante diffuse, le facteur de transmission est exprimé par (Liu & Jordan, 1963):

$$\tau_{dif} = 0.272 - 0.2939 \tau_{Dir} \quad (II-13)$$

La composante diffuse du rayonnement solaire correspond à :

$$\begin{cases} R_{dif}^H = I_0 \sin(h_s) \tau_{dif}; & \text{pour } i = 0 \\ R_{dif} = R_{dif}^H \frac{1+\cos(i)}{2}; & \text{pour } i \neq 0 \end{cases} \quad (II-14)$$

La composante réfléchie du rayonnement solaire est déterminée par :

$$R_{réf} = \rho_r \cdot R_G^H \cdot \frac{1-\cos(i)}{2} \quad (II-15)$$

Avec R_G^H le rayonnement global incident sur un plan horizontal. Soit la somme de R_{dif}^H et R_{Dir}^H . ρ_r est le coefficient d'albédo qui dépend de la surface réfléchissante.

Finalement, le rayonnement global (R_G) en un point donné de la surface de la terre, pour une journée donnée, s'exprime pour une surface inclinée d'un angle (i), par :

$$R_G(i) = R_{Dir}^H \cdot \frac{\cos(\alpha)}{\sin(h_s)} + R_{dif}^H \cdot \frac{1+\cos(i)}{2} + \rho_r \cdot R_G^H \cdot \frac{1-\cos(i)}{2} \quad (II-16)$$

L'intensité maximale de rayonnement solaire que pourrait intercepter cette surface est obtenue pour un angle d'incidence normal ($\alpha=0^\circ$), ce qui correspond à :

$$R_G^{\max} = R_{Dir}^H \cdot \frac{1}{\sin(h_s)} + R_{dif}^H \cdot \frac{1+\sin(h_s)}{2} + \rho_r \cdot R_G^H \cdot \frac{1-\sin(h_s)}{2} \quad (II-17)$$

2.2 Angle d'inclinaison optimal (AIO)

Afin d'évaluer l'ensoleillement d'une surface plane inclinée d'un angle (i) pendant un intervalle de temps, on la compare à un même plan normal au rayonnement incident. Ainsi, quatre cas sont considérés. Pour le cas d'une surface faisant face à l'équateur, l'AIO peut concerner différentes configurations : Angle d'inclinaison optimal annuel (AOA), angle d'inclinaison optimal saisonnier (AOS), angle d'inclinaison optimal mensuel (AOM) ou système de suivi sur deux axes qui permet de capter le maximum de rayonnement solaire.

Cas 1 : Angle d'inclinaison optimal annuel (AOA)

Durant toute l'année, l'angle d'inclinaison annuel qui permet à une surface, orientée vers l'équateur, d'intercepter le maximum d'énergie solaire, est obtenu en maximisant la fonctionnelle définie par :

$$F_A = 100 \frac{E_A}{E_A^{\max}} \quad (\text{II-18})$$

Avec E_A et E_A^{\max} sont, respectivement, l'énergie solaire incidente sur une surface inclinée avec l'AOA et celle incidente sur une surface orientée par un traqueur à deux axes durant toute l'année (Wh/m²/année). Ainsi, tenant compte des relations (II-16) et (II-17), on écrit :

$$E_A = \sum_{j=1}^{365} \left[\int_{t_{1j}}^{t_{c_j}} R_G(\text{AOA}) dt \right] \quad (\text{II-19})$$

$$E_A^{\max} = \sum_{j=1}^{365} \left[\int_{t_{1j}}^{t_{c_j}} R_G^{\max} dt \right] \quad (\text{II-20})$$

Après avoir déterminé cet angle optimal (AOA), on évalue la quantité d'énergie interceptée par cette même surface inclinée selon l'angle AOA, durant les périodes diurnes d'un mois m . Laquelle s'exprime par :

$$Q_m^{\text{AOA}} = \sum_{j=P_m}^{d_m} \left[\int_{t_{1j}}^{t_{c_j}} R_G(\text{AOA}) dt \right] \quad (\text{II-21})$$

Avec, t_{1j} et t_{c_j} définissent respectivement les heures du lever et du coucher du soleil durant une journée j , m : le quantième du mois ; P_m est le quantième du 1^{er} jour du mois m ; d_m est le quantième du dernier jour du mois m .

Cas 2 : angle d'inclinaison optimal saisonnier (AOS)

On évalue pour chacune des quatre saisons (Printemps, été, automne et hiver), l'angle d'inclinaison optimal AOS qui permet à une surface, orientée vers l'équateur, d'intercepter le maximum d'énergie solaire. Pour ce faire, on maximise la fonctionnelle définie par :

$$F_S = 100 \frac{E_S}{E_S^{\max}} \quad (\text{II-22})$$

Avec E_S et E_S^{\max} sont, respectivement, l'énergie solaire incidente sur une surface inclinée avec l'angle AOS et celle incidente sur une surface orientée par un traqueur à deux axes durant toute la saison (Wh/m²/saison). A partir des relations (II-16) et (II-17) on écrit :

$$E_S = \sum_{j=P_S}^{d_S} \left[\int_{t_{tj}}^{t_{cj}} R_G(\text{AOS}) dt \right] \quad (\text{II-23})$$

$$E_S^{\max} = \sum_{j=P_S}^{d_S} \left[\int_{t_{tj}}^{t_{cj}} R_G^{\max} dt \right] \quad (\text{II-24})$$

Où P_S désigne le quantième du 1^{er} jour d'une saison ; d_S est le quantième du dernier jour de la saison considérée.

La quantité d'énergie interceptée par cette même surface inclinée avec cet angle AOS durant les périodes diurnes d'un mois m s'exprime par :

$$Q_m^{\text{AOS}} = \sum_{j=P_m}^{d_m} \left[\int_{t_{tj}}^{t_{cj}} R_G(\text{AOS}) dt \right] \quad (\text{II-25})$$

Cas 3 : Angle d'inclinaison optimal mensuel (AOM)

Durant un mois m donné, l'angle d'inclinaison optimal AOM qui permet à une surface, orientée vers l'équateur, d'intercepter le maximum d'énergie solaire est obtenu en maximisant la fonctionnelle définie par :

$$F_m = 100 \frac{E_m}{E_m^{\max}} \quad (\text{II-26})$$

Avec E_m et E_m^{\max} sont, respectivement, l'énergie solaire incidente sur une surface inclinée avec l'angle AOM et celle incidente sur une surface orientée par un traqueur à deux axes durant tout le mois (Wh/m²/mois). Ainsi, en tenant compte des relations (II-16) et (II-17), elles s'expriment par :

$$E_m = \sum_{j=P_m}^{d_m} \left[\int_{t_{tj}}^{t_{cj}} R_G(\text{AOM}) dt \right] \quad (\text{II-27})$$

$$E_m^{\max} = \sum_{j=P_m}^{d_m} \left[\int_{t_{tj}}^{t_{cj}} R_G^{\max} dt \right] \quad (\text{II-28})$$

La quantité d'énergie interceptée par cette surface inclinée selon l'angle AOM, durant les périodes diurnes d'un mois (m) correspond alors à :

$$Q_m^{AOM} = \sum_{j=P_m}^{d_m} \left[\int_{t_{j1}}^{t_{j2}} R_G(AOM) dt \right] \quad (II-29)$$

3 Algorithme de calcul

L'algorithme génétique (AG) est une technique probabiliste d'optimisation et de recherche qui s'inspire de l'évolution biologique basée sur le concept de la génétique et de la sélection naturelle de Charles Darwin (Zagrouba et al., 2010). Les AG sont utilisés afin de trouver la solution optimale en maximisant ou en minimisant une fonctionnelle. Les principales étapes de cet algorithme se résument comme suit (Figure II—7) :

1. Création de la population initiale
2. Evaluation et sélection des meilleurs individus de la population
3. Croisement et Mutation
4. Création de la nouvelle génération.

Afin de déterminer l'angle d'inclinaison optimal (AIO) qui permet à une surface, orientée vers l'équateur selon les trois configurations (AOA, AOS, AOM), de capter le maximum d'énergie solaire, on maximise la fonctionnelle définie par les relations (II-18), (II-22) et (II-26). Pour ce faire, on fait appel à l'algorithme génétique dont l'organigramme se résume comme suit :

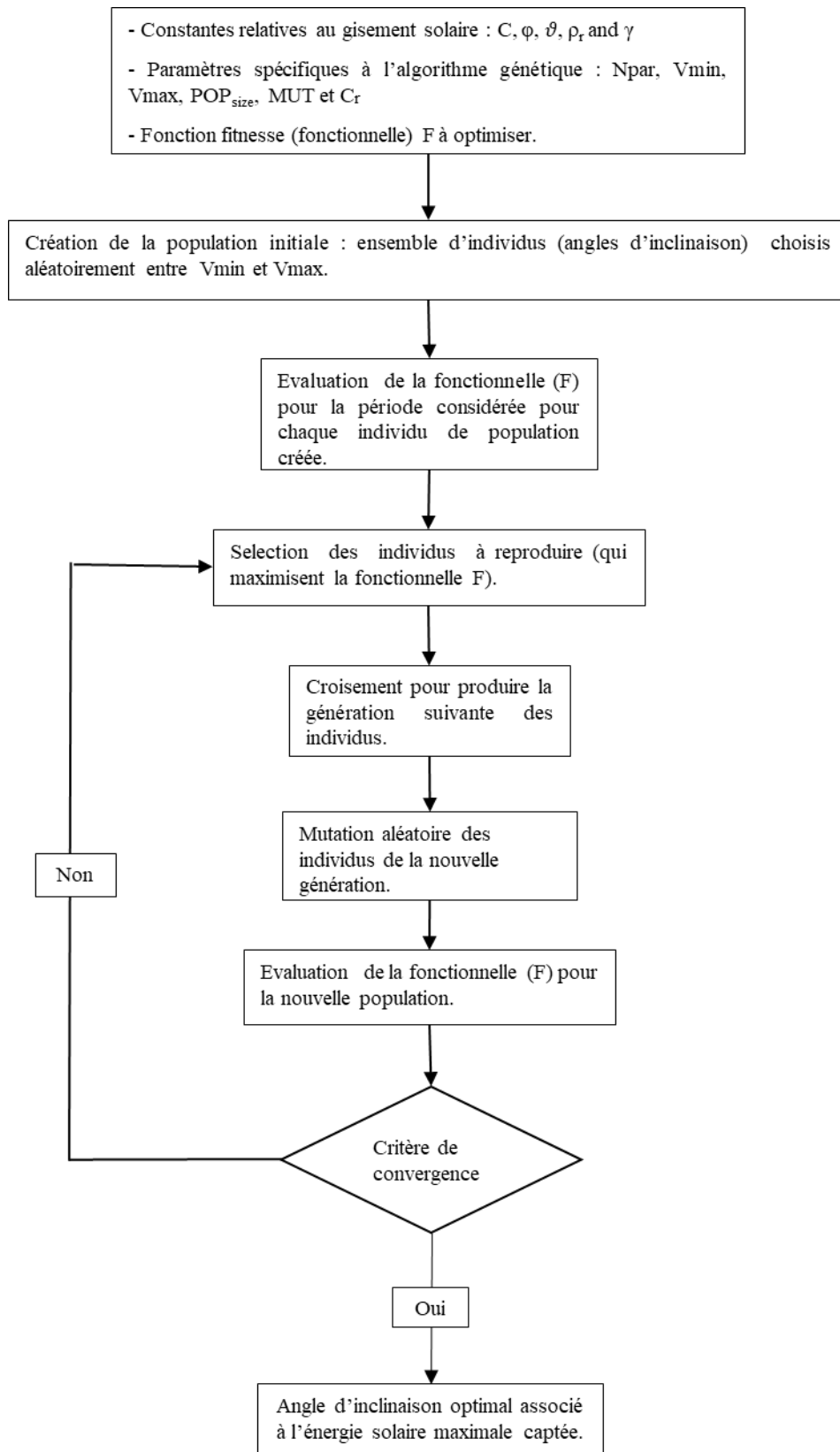


Figure II—7: Organigramme de calcul par algorithme génétique

4 Comparaison entre deux surfaces, l'une inclinée avec un angle optimal et l'autre horizontale

Afin de comparer la quantité d'énergie solaire incidente, durant un mois, sur une surface orientée vers l'équateur selon un angle optimal (AOA, AOM ou AOS) par rapport à une même surface horizontale, on définit les fractions suivantes :

Pour un plan incliné d'un angle AOM, on exprime l'écart relatif par :

$$\psi_m^{\text{AOM-H}} = 100 \frac{Q_m^{\text{AOM}} - Q_m^{\text{H}}}{Q_m^{\text{H}}} \quad (\text{II-30})$$

Avec Q_m^{AOM} est définie par l'équation (II-29), et Q_m^{H} définit la quantité d'énergie que pourrait intercepter, durant le même mois m , cette même surface mais horizontale. Elle s'exprime par :

$$Q_m^{\text{H}} = \sum_{j=P_m}^{d_m} \left[\int_{t_{1j}}^{t_{2j}} R_G(i=0) dt \right] \quad (\text{II-31})$$

Pour une surface inclinée d'un angle AOS durant un mois m , l'écart relatif correspond à :

$$\psi_m^{\text{AOS-H}} = 100 \frac{Q_m^{\text{AOS}} - Q_m^{\text{H}}}{Q_m^{\text{H}}} \quad (\text{II-32})$$

Pour une surface inclinée d'un angle AOA durant un mois m , l'écart relatif s'exprime par :

$$\psi_m^{\text{AOA-H}} = 100 \frac{Q_m^{\text{AOA}} - Q_m^{\text{H}}}{Q_m^{\text{H}}} \quad (\text{II-33})$$

Pour le cas d'un traqueur bi-axial (max), durant un mois m , l'écart relatif s'exprime par :

$$\psi_m^{\text{max-H}} = 100 \frac{Q_m^{\text{max}} - Q_m^{\text{H}}}{Q_m^{\text{H}}} \quad (\text{II-34})$$

Avec, Q_m^{max} est la quantité d'énergie interceptée par une surface munie d'un traqueur biaxial, durant les périodes diurnes d'un mois quelconque, elle est exprimée par :

$$Q_m^{\text{max}} = \sum_{j=P_m}^{d_m} \left[\int_{t_{1j}}^{t_{2j}} R_G^{\text{max}} dt \right] \quad (\text{II-35})$$

En outre, l'amélioration de la quantité d'énergie solaire incidente, pendant une année, sur un panneau incliné avec un angle optimal (AIO = AOM, AOS ou AOA) et orienté avec un traqueur biaxial, par rapport à celle interceptée par le même panneau horizontal, s'évalue par les relations suivantes.

Pour les trois configurations inclinées avec des angles optimaux AIO, on écrit :

$$\psi_A^{AIO} = 100 \frac{Q_A^{AIO} - Q_A^H}{Q_A^H} \quad (II-36)$$

Avec

$$Q_A^{AIO} = \sum_{j=1}^{365} \left[\int_{t_{ij}}^{t_{cj}} R_G(AIO) dt \right] \quad (II-37)$$

$$Q_A^H = \sum_{j=1}^{365} \left[\int_{t_{ij}}^{t_{cj}} R_G(i = 0) dt \right] \quad (II-38)$$

Et pour la surface orientée par un traqueur bi-axial elle correspond à :

$$\psi_A^{Traq} = 100 \frac{Q_A^{\max} - Q_A^H}{Q_A^H} \quad (II-39)$$

$$Q_A^{\max} = \sum_{j=1}^{365} \left[\int_{t_{ij}}^{t_{cj}} R_G^{\max} dt \right] \quad (II-40)$$

5 Résultats et discussion

5.1 Angles d'inclinaisons optimaux (AIO)

Les figures (II – 8 à 12) et les tableaux (II – 2 à 4) illustrent l'évolution des angles d'inclinaisons optimaux (AIO) au cours de l'année et pour différentes latitudes (φ). On constate que ces AIO évoluent linéairement avec la latitude du lieu selon l'expression suivante :

$$AIO = A\varphi + B \quad (II-41)$$

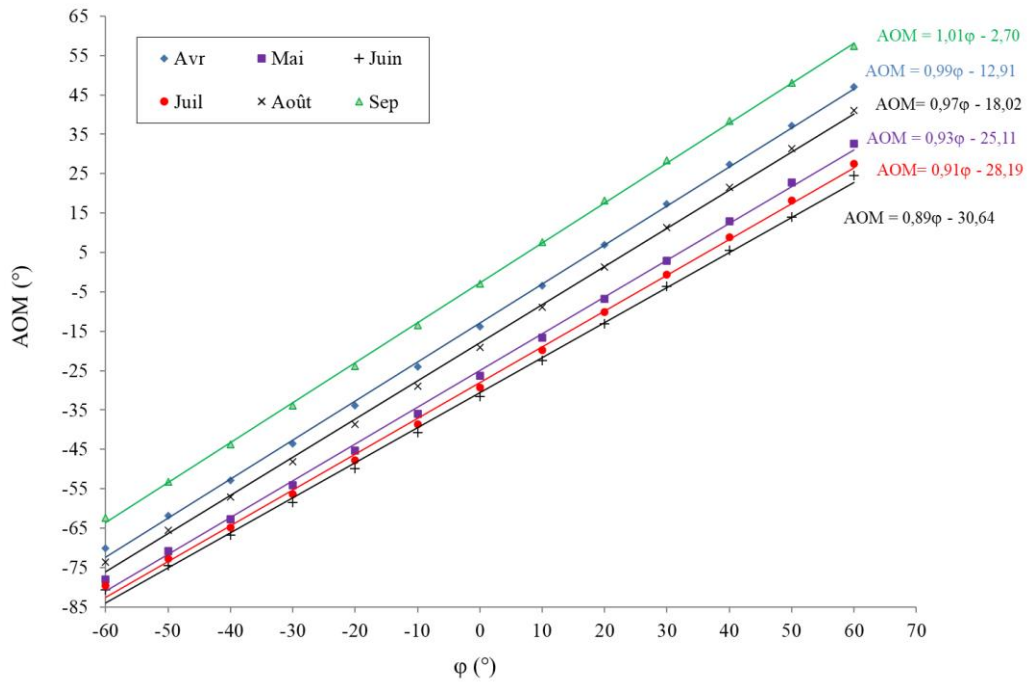


Figure II—8: Évolution de AOM avec la latitude φ du mois d'avril au mois de septembre.

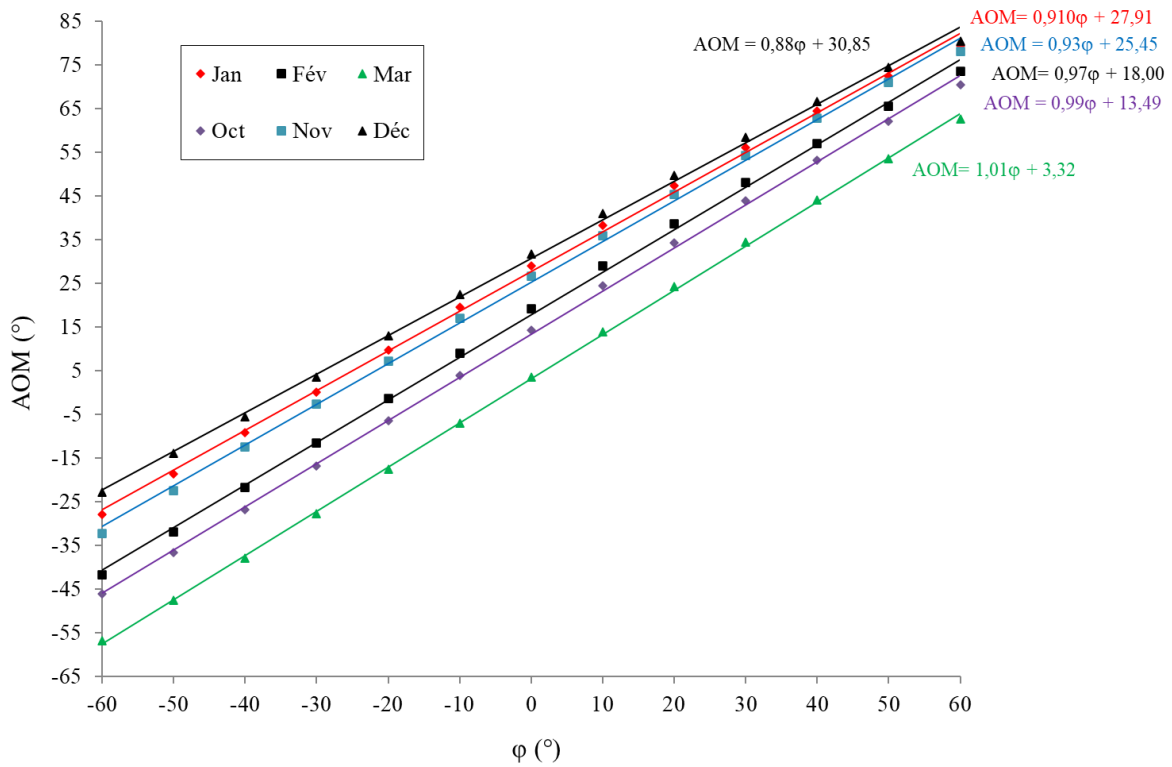


Figure II—9: Évolution de AOM avec la latitude ϕ du mois d'octobre au mois de mars.

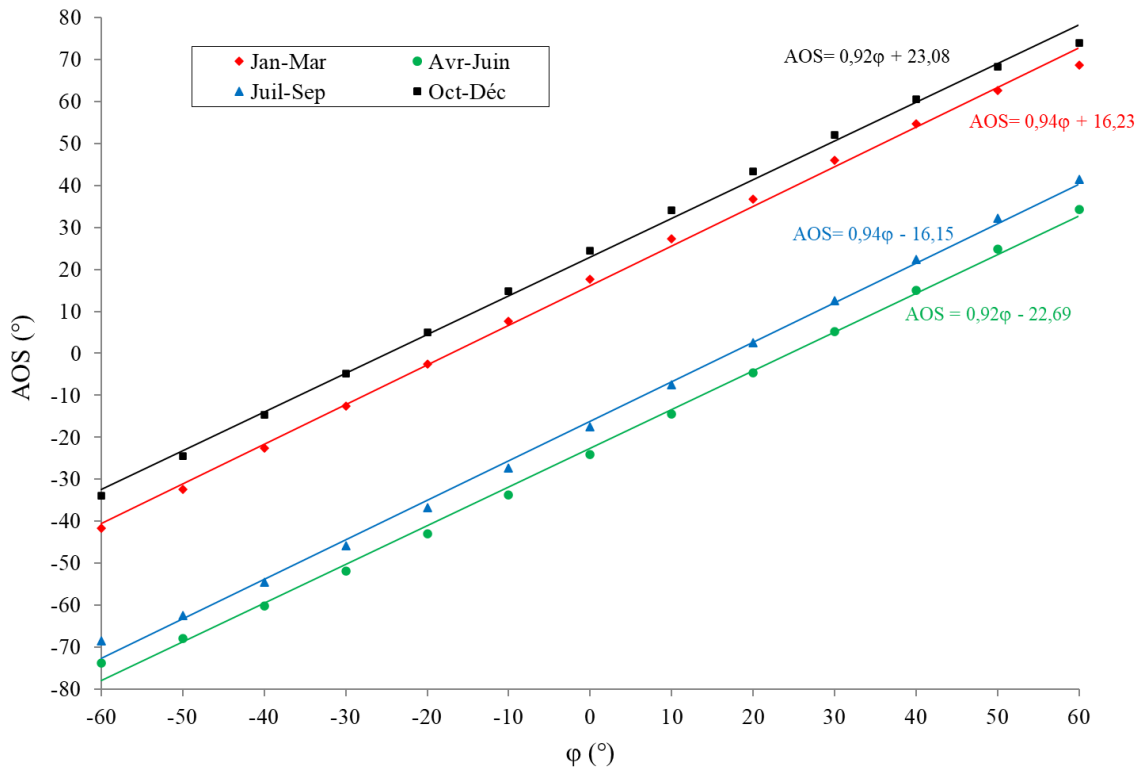


Figure II—10: Évolution de AOS avec la latitude ϕ pour les quatre saisons.

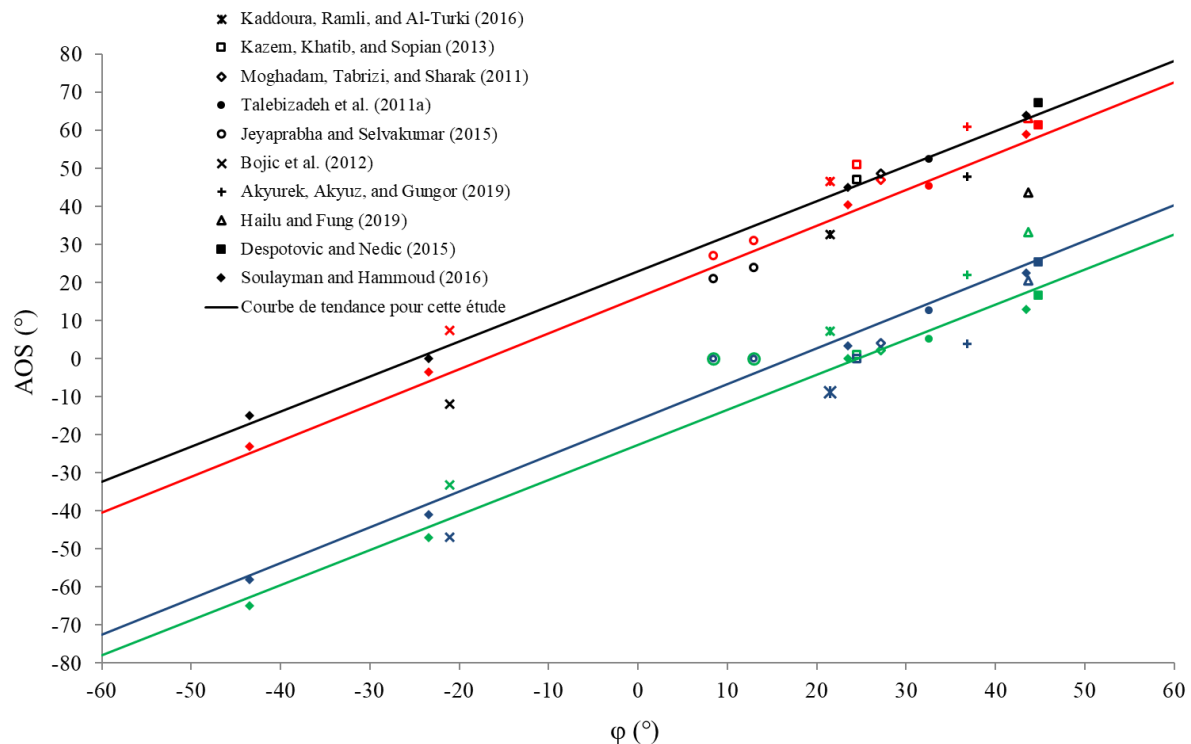


Figure II—11: Illustration des AOS déterminés pour cette étude (courbes de tendances) et AOS issus de la littérature (symboles) pour les périodes : janvier – mars (rouge), avril – juin (vert), juillet – septembre (bleu), octobre – décembre (noir).

Pour la disposition AOM (Figure II—8 et 9), son évolution avec la latitude du lieu est corrélée par une équation linéaire (Tableau II-2). Par ailleurs, on observe une bonne concordance avec les corrélations fournies dans la littérature. En effet, l'erreur quadratique moyenne (RMSE) varie de 0.45 à 10.46°. L'expression généralisée d'AOM est alors proposée dans le tableau (II – 3).

Pour la disposition AOS (Figure II—10), elle admet aussi une corrélation linéaire avec la latitude du lieu dont les coefficients sont donnés par le Tableau II-4. De plus, on observe (Figure II—11) une bonne concordance de nos résultats de calculs avec ceux issus de la littérature (Akyürek et al., 2019; Bojić et al., 2012; Despotovic & Nedic, 2015; Hailu & Fung, 2019; Jeyaprabha and Selvakumar, 2015; Kaddoura et al., 2016; Kazem et al., 2013; Moghadam et al., 2011; Soulayman & Hammoud, 2016; Talebizadeh et al., 2011a). Les écarts types pour les saisons : Janvier – Mars, Avril – Juin, Juillet – Septembre, Octobre – Décembre, sont respectivement, RMSE= 6.34, 8.11, 7.04 et 8.68°.

Tableau II-2: Évolution d'AOM avec ϕ au cours des différents mois de l'année. Comparaison avec les corrélations rapportées dans la littérature.

Mois	Cette étude	(Calabrò, 2013)	(Chang, 2009)	(Talebizadeh et al., 2011b)	(Nijegorodov et al., 1994)
Avril	AOM=0.99 ϕ -12.91	AOM=0.87 ϕ -6.07 (RMSE=1.67°)	AOM=0.92 ϕ -11.86 (RMSE=1.60°)	AOM=0.89 ϕ -11.87 (RMSE=2.04°)	AOM= ϕ -10 (RMSE=2.93°)
Mai	AOM=0.93 ϕ -25.11	AOM=0.87 ϕ -14.95 (RMSE=7.44°)	AOM=0.86 ϕ -23.17 (RMSE=1.22°)	AOM=0.38 ϕ -9.37 (RMSE=3.27°)	AOM=0.93 ϕ -24 (RMSE=1.11°)
Juin	AOM=0.89 ϕ -30.64	AOM=0.87 ϕ -19.27 (RMSE=10.46°)	AOM=0.83 ϕ -28.7 (RMSE=1.05°)	AOM=0.02 ϕ -2.91 (RMSE=5.28°)	AOM=0.87 ϕ -34 (RMSE=3.43°)
Juillet	AOM=0.91 ϕ -28.19	AOM=0.83 ϕ -15.65 (RMSE=8.92°)	AOM=0.86 ϕ -26.4 (RMSE=0.91°)	AOM=0.14 ϕ -4.22 (RMSE=4.53°)	AOM=0.89 ϕ -30 (RMSE=1.94°)
Août	AOM=0.97 ϕ -18.02	AOM=0.75 ϕ -4.23 (RMSE=4.15°)	AOM=0.91 ϕ -16.51 (RMSE=1.08°)	AOM=0.39 ϕ -0.40 (RMSE=3.36°)	AOM=0.97 ϕ -17 (RMSE=1.02°)
Sept	AOM=1.01 ϕ -2.70	AOM=0.77 ϕ +6.42 (RMSE=2.60°)	AOM=0.93 ϕ -1.87 (RMSE=2.09°)	AOM=0.18 ϕ +23.08 (RMSE=4.87°)	AOM= ϕ -2 (RMSE=0.78°)
Oct	AOM=0.99 ϕ +13.49	AOM=0.83 ϕ +15.84 (RMSE=5.09°)	AOM=0.90 ϕ +13.95 (RMSE=2.73°)	AOM=0.66 ϕ +23.08 (RMSE=1.93°)	AOM= ϕ +12 (RMSE=1.53°)
Nov	AOM=0.93 ϕ +25.45	AOM=0.84 ϕ +23.61 (RMSE=5.98°)	AOM=0.87 ϕ +25.80 (RMSE=1.78°)	AOM=0.99 ϕ +23.19 (RMSE=0.58°)	AOM=0.93 ϕ +25 (RMSE=0.45°)
Déc	AOM=0.88 ϕ +30.85	AOM=0.76 ϕ +30.56 (RMSE=5.83°)	AOM=0.86 ϕ +30.78 (RMSE=0.75°)	AOM=0.92 ϕ +29.18 (RMSE=0.52°)	AOM=0.87 ϕ +34 (RMSE=3.17°)
Janvier	AOM=0.91 ϕ +27.91	AOM=0.68 ϕ +31.33 (RMSE=7.27°)	AOM=0.86 ϕ +28.17 (RMSE=1.51°)	AOM=0.99 ϕ +24.63 (RMSE=0.99°)	AOM=0.89 ϕ +29 (RMSE=1.29°)
Février	AOM=0.97 ϕ +18	AOM=0.86 ϕ +16.25 (RMSE=6.81°)	AOM=0.89 ϕ +18.58 (RMSE=2.29°)	AOM=0.66 ϕ +26.28 (RMSE=2.06°)	AOM=0.97 ϕ +17 (RMSE=1°)
Mars	AOM=1.01 ϕ +3.32	AOM=0.84 ϕ +6.80 (RMSE=4.46°)	AOM=0.92 ϕ +3.99 (RMSE=2.56°)	AOM=1.26 ϕ -8.63 (RMSE=4.68°)	AOM= ϕ +4 (RMSE=0.76°)

Tableau II-3: Expression généralisée de AOM avec la latitude du lieu.

AOM=A ϕ +B												
Mois	Avril	Mai	Juin	Jull	Août	Sep	Oct	Nov	Déc	Janv	Fév	Mars
B	-12.91	-25.11	-30.64	-28.19	-18.02	-2.70	13.49	25.45	30.85	27.91	18.00	3.32
A	0.95±0.06											

Tableau II-4: Expression généralisée de AOS avec la latitude du lieu.

AOS=A ϕ +B				
Saison	Avril-Juin	Juillet -Septembre	Octobre- Décembre	Janvier -Mars
B	-22.69	-16.15	23.08	16.23
A	0.93±0.01			

Pour une disposition fixe du panneau durant toute l'année, l'AOA s'exprime par la relation suivante :

$$AOA = 0.85\varphi + 0.56 \tag{II-42}$$

En comparant cette relation avec celles fournies dans la littérature (Figure II—12), on observe une bonne concordance. L'écart type RMSE oscille entre 1.80 et 4.39° (Tableau II-5).

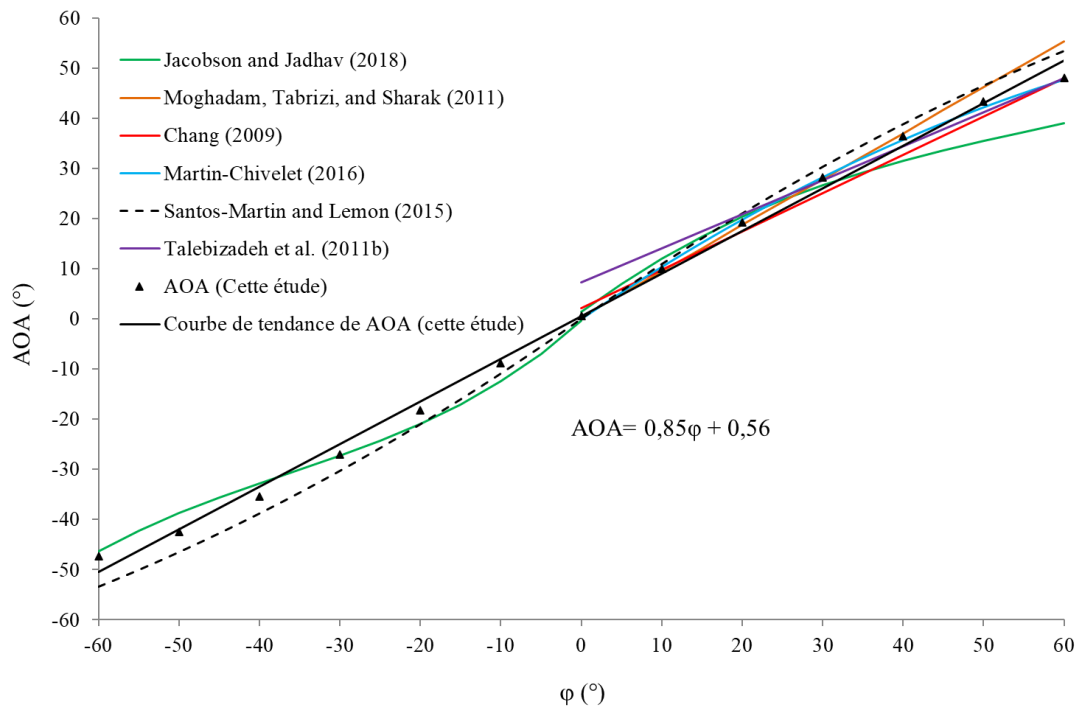


Figure II—12: Évolution de AOA avec la latitude φ , déterminé pour cette étude et ceux fournis par la littérature.

Tableau II-5: Écart type entre les calculs de cette étude et ceux issus de la littérature.

Référence	Résultat	RMSE
(Martín-Chivelet, 2016)	$AOA = -0.0049\varphi^2 + 1.0888\varphi$	1.80
(Chang, 2009)	$AOA = 0.764\varphi + 2.14$	1.81
(Talebizadeh et al., 2011b)	$AOA = 0.68\varphi + 7.203$	1.85
(Moghadam et al., 2011)	$AOA = 0.917\varphi + 0.321$	2.13
(Soulayman and Hammoud, 2016)	$AOA = 0.916\varphi + 1.171$	2.39
(Chinchilla et al., 2021) (Quadratique)	$AOA = -0.0053\varphi^2 + 0.9772\varphi + 2.555$	3.72
(Santos-Martin and Lemon, 2015)	$AOA = \begin{cases} 0,004\varphi^2 - 1,13 \varphi , & \varphi < 0 \\ -0,004\varphi^2 + 1,13 \varphi , & \varphi \geq 0 \end{cases}$	3.85
(Jacobson and Jadhav, 2018)	$AOA = \begin{cases} 0,41657 + \varphi(1,4216 + \varphi(0,024051 + \varphi 0,00021828)), & \varphi < 0 \\ 1,3793 + \varphi(1,2011 + \varphi(-0,014404 + \varphi 0,000080509)), & \varphi \geq 0 \end{cases}$	4.36
(Chinchilla et al., 2021) (Linéaire)	$AOA = 0,602\varphi + 8,471$	4.39

5.2 Comparaison d'une surface inclinée vs. une surface horizontale

Les figures (II – 13 à 16) illustrent les taux d'améliorations des quantités d'énergies interceptées (Equations (II-30, 32-34) par une surface orientée selon les angles AOA, AOS, AOM et biaxial par rapport à une surface horizontale pour différents mois de l'année et différentes latitudes. Pour les configurations AOA, AOS et AOM les histogrammes sont semblables. Ils présentent des améliorations importantes durant les périodes hivernales (Mars – Septembre pour l'hémisphère sud, Septembre – Mars pour l'hémisphère nord). En effet, durant ces périodes hivernales le soleil étant très bas dans le ciel, une surface horizontale intercepte faiblement l'énergie solaire incidente, alors que les surfaces inclinées avec des angles optimaux améliorent leurs éclairagements de façon significative entre les latitudes 20 – 60° (Tableau II-6). Ainsi, l'amélioration atteint environ 100% pour la période hivernale. Cette amélioration s'amenuise, voire s'annule, au fur et à mesure qu'on se rapproche de la période estivale pour n'atteindre qu'environ 10%. Pour le cas de la disposition biaxiale, l'amélioration est plus importante : 145% en période hivernale et 58% en période estivale.

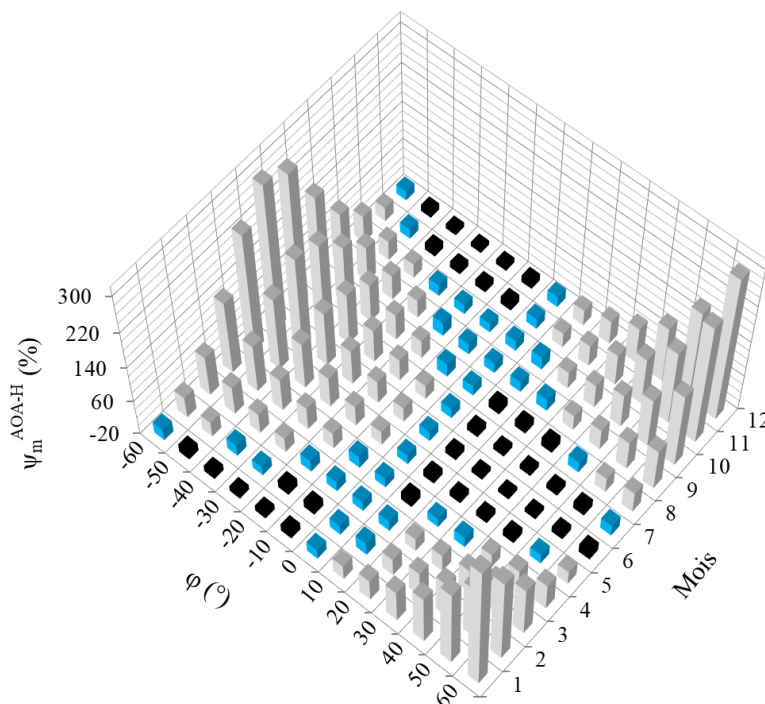


Figure II—13: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface inclinée avec AOA par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes (en noir : $\psi_m^{AOA-H} < 0\%$, bleu : $0 < \psi_m^{AOA-H} < 10\%$ et gris : $\psi_m^{AOA-H} > 10\%$).

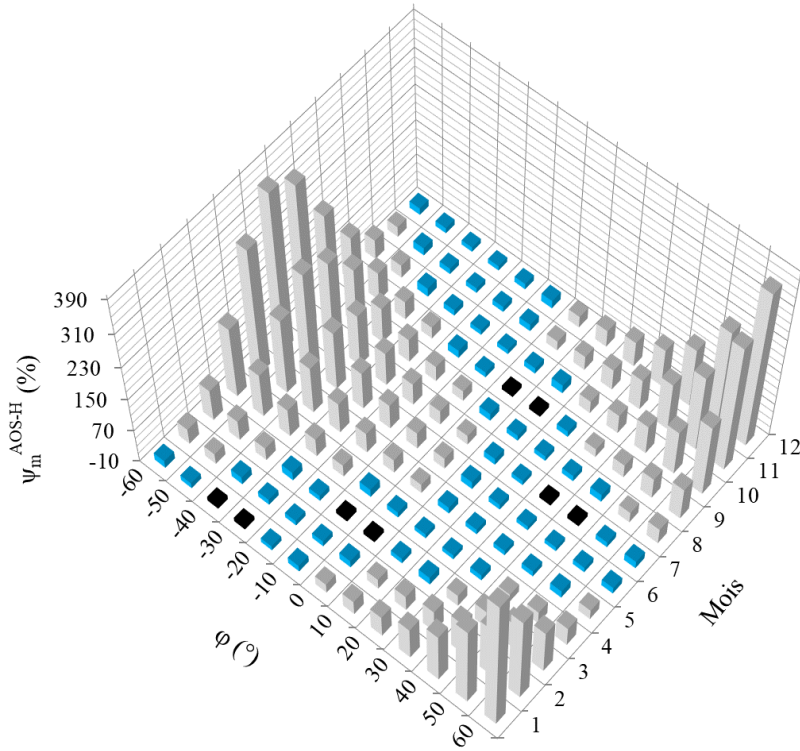


Figure II—14: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface inclinée avec AOS par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes (en noir : $\Psi_m^{AOS-H} < 0\%$, bleu : $0 < \Psi_m^{AOS-H} < 10\%$ et gris : $\Psi_m^{AOS-H} > 10\%$).

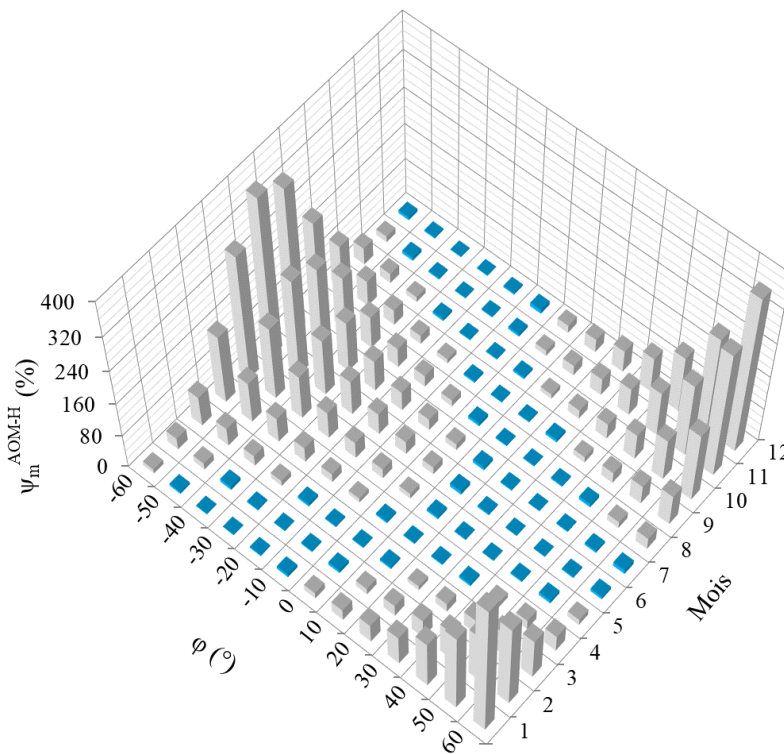


Figure II—15: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface inclinée avec AOM par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes (en bleu : $0 < \Psi_m^{AOM-H} < 10\%$ et en gris : $\Psi_m^{AOM-H} > 10\%$).

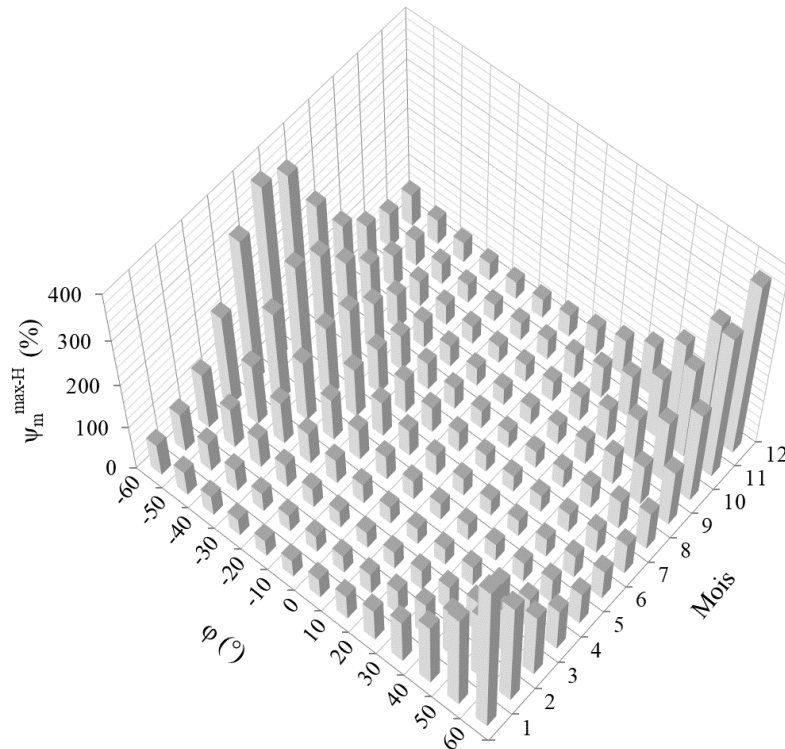


Figure II—16: Taux d'amélioration des quantités d'énergies mensuelles interceptées par une surface orientée par un traqueur biaxial par rapport à une surface horizontale pour différents mois et différentes latitudes.

En moyenne sur l'année (Figure II—17), pour la configuration AOA, l'amélioration de 10-39%, donnée par l'équation (II-36), a été observée entre les latitudes 25 et 60°, tandis que pour les cas AOM et AOS, l'amélioration atteint 10-43% lorsque les latitudes passent de 10 à 60°. Pour la configuration biaxiale, l'amélioration (Eq. (II-39)) varie de 40 à 110% pour des latitudes allant de 0 à 60°.

Tableau II-6: Taux moyen (%) d'amélioration des quantités d'énergies interceptées par une surface orientée selon les angles AOM, AOM, AOS et traqueur biaxial, entre les latitudes 20-60°, par rapport à une surface horizontale pour les périodes hivernales et estivales des deux hémisphères.

		AOM	AOS	AOA	Biaxial
Hémisphère sud	Période hivernale (Avril – Septembre)	111.1	109.86	91.21	145.26
	Période estivale (Octobre – Mars)	11.95	10.36	7.21	57.71
Hémisphère nord	Période hivernale (Octobre – Mars)	112.14	110.67	93.08	145.87
	Période estivale (Avril – Septembre)	12.26	10.55	7.10	57.97

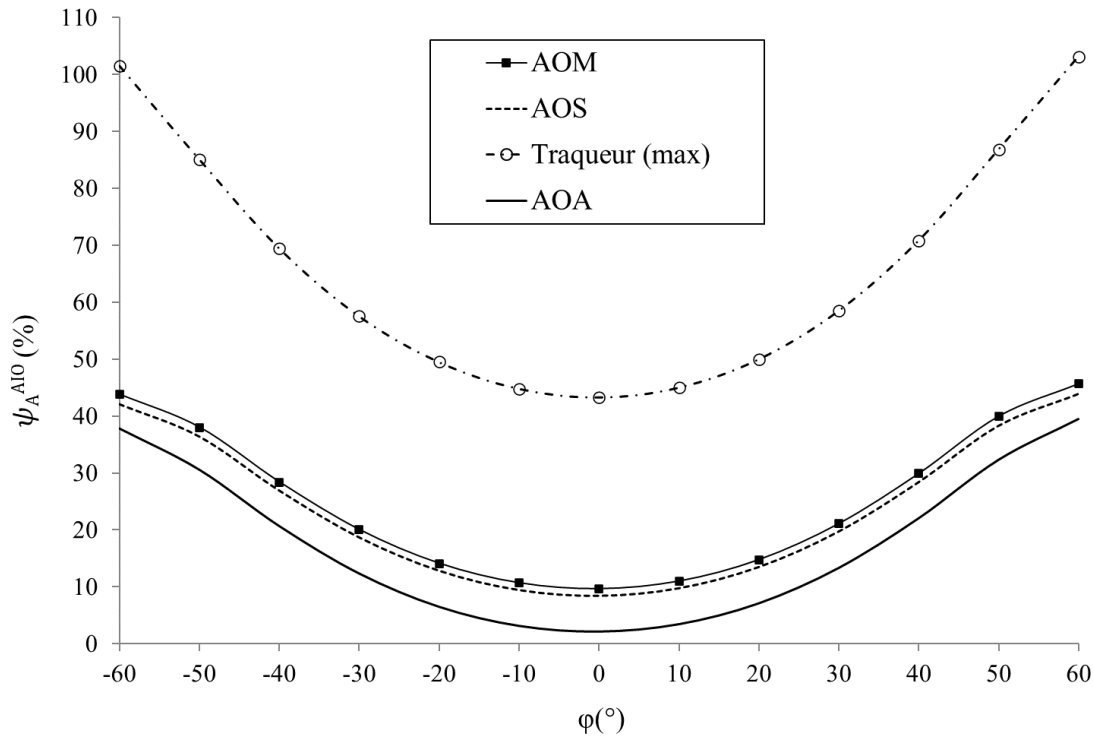


Figure II—17: Taux d'amélioration des quantités d'énergies annuelles interceptées par une surface orientée selon les quatre configurations (AOM, AOS, AOA et traqueur) par rapport à une surface horizontale pour différentes latitudes.

5.3 Effet de l'ombrage

Un panneau solaire incliné produit une ombre dont la superficie au sol peut dépasser celle du panneau lui-même. Dans le cas d'un ensemble de panneaux solaires disposés en rangées l'une derrière l'autre, des ombres peuvent être générées. Ce qui peut affecter la durée d'ensoleillement des panneaux solaires. En se basant sur la définition du ratio de couverture du sol (Martín-Chivelet, 2016; Narvarte & Lorenzo, 2008; Simón-Martín et al., 2014), le paramètre β , défini par la relation (II-43), donne la surface de l'ombre horizontale produite par mètre carré d'un panneau solaire incliné à un instant donné de la journée.

$$\beta = \sin(i) \frac{\cos(a)}{\tan(h_s)} + \cos(i) \quad (\text{II-43})$$

La disposition judicieuse des panneaux solaire est donnée par le paramètre optimal β_{opt} . Celui-ci est déterminé au midi solaire du solstice d'hiver (instant de culmination) pour les latitudes supérieures à 50° . En dessous de 50° , ce paramètre optimal est déterminé deux heures avant ou après l'instant de culmination de cette même journée (Martín-Chivelet, 2016). Pour $\beta > \beta_{\text{opt}}$, l'ombre d'une rangée de panneaux est projetée sur la deuxième rangée. En revanche, pour $\beta < \beta_{\text{opt}}$, les rangées sont entièrement exposées au rayonnement solaire. La Figure II—18 donne l'évolution de β_{opt} en fonction de la latitude.

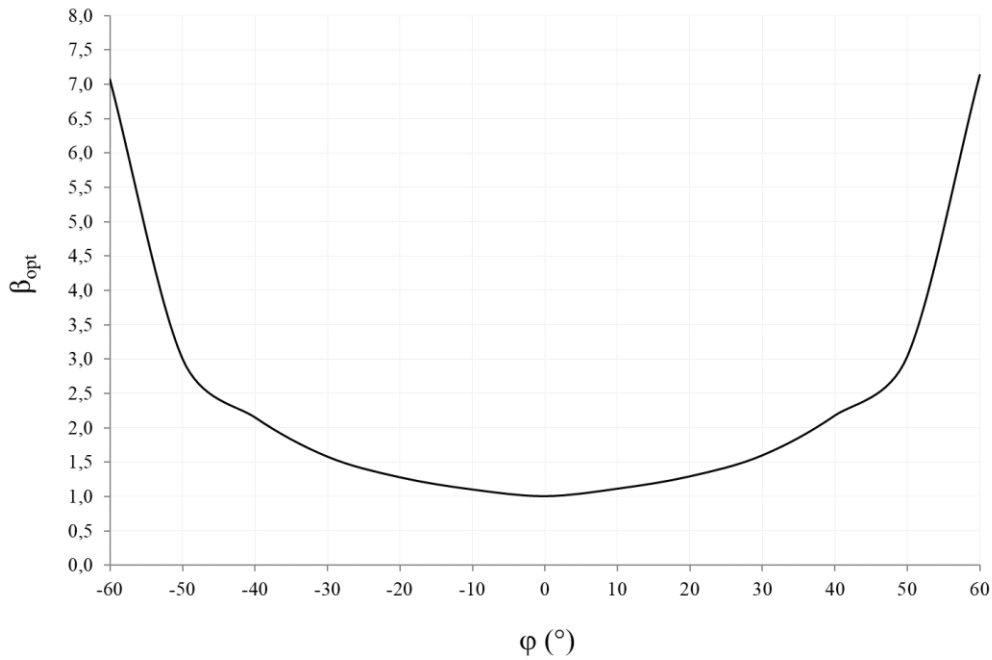


Figure II—18: Évolution de β_{opt} avec la latitude ϕ .

Ainsi, un panneau solaire incliné avec AOA nécessite une surface au sol, produite par l'ombre du panneau, égale à β_{opt} fois la surface du panneau solaire lui-même. Afin de comparer l'énergie solaire incidente pendant une année sur cette surface horizontale projetée au sol à celle interceptée par le panneau solaire incliné, on définit l'efficacité (ξ) par la relation suivante :

$$\xi = \frac{Q_A^H}{Q_A^{AOA}} \beta_{opt} \quad (\text{II-44})$$

Q_A^H définit la quantité d'énergie interceptée durant l'année par un mètre carré de surface horizontale. Elle est exprimée par l'équation (II-38).

Et Q_A^{AOA} correspond à la quantité d'énergie interceptée durant l'année par un mètre carré du panneau incliné avec AOA, exprimée par :

$$Q_A^{AOA} = \sum_{j=1}^{365} \left[\int_{t_{ij}}^{t_{cj}} R_G(AOA) dt \right] \quad (\text{II-45})$$

La figure (II – 19) montre l'évolution de (ξ) avec la latitude. Il apparaît qu'au cours de l'année, le panneau placé horizontalement, avec une surface égale à celle qui pourrait être générée par l'ombre du panneau incliné, intercepte plus d'énergie solaire. Le rendement est de 1 (soit 0% d'augmentation) à l'équateur (0° de latitude) alors qu'au-delà de 10° de latitude, il atteint $\xi = 1,08$ (soit 8% d'augmentation) puis 5,13 (soit 413% d'augmentation) à 60° de latitude.

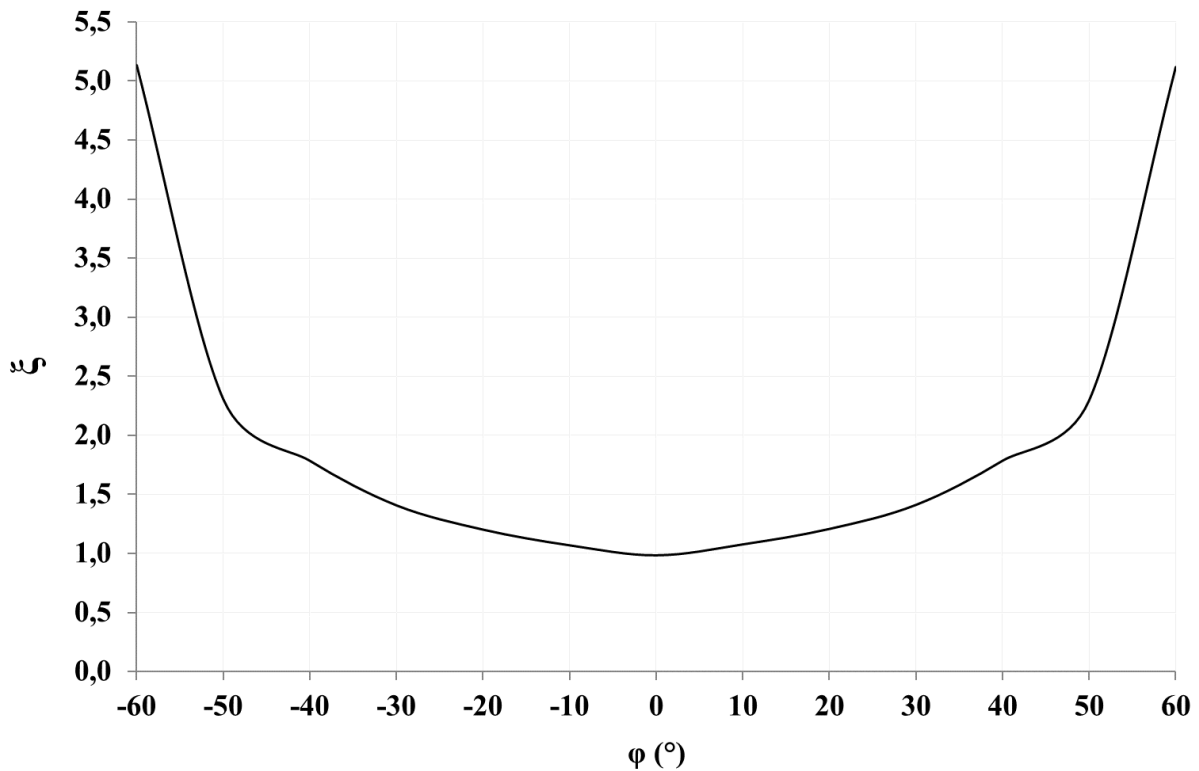


Figure II—19: Evolution de ξ avec la latitude ϕ .

6 Conclusion

Différents angles d'inclinaisons des panneaux solaires peuvent être adoptés. Les cas sélectionnés sont : cas – 1 : annuel (AOA), cas – 2 : saisonnier (AOS), cas – 3 : mensuel (AOM), cas – 4 : traqueur biaxial. En l'absence de limitation de la surface au sol allouée à l'installation des panneaux solaires, la meilleure configuration correspond à un angle d'inclinaison ajusté pour des courtes périodes. Ainsi, l'énergie solaire interceptée par un panneau solaire diminue du cas 4 au cas 1. Cependant, la configuration la plus facile à installer et à entretenir avec un faible coût correspond à la configuration AOA (cas-1). Elle permet d'améliorer significativement le taux de rayonnement solaire incident par rapport à une surface horizontale en hiver (avril – septembre : pour l'hémisphère sud, octobre – mars : pour l'hémisphère nord).

Toutefois, lorsque la surface allouée à l'implantation des panneaux solaires est limitée, la configuration horizontale est la mieux adaptée. Par rapport au panneau de surface incliné avec AOA, la quantité d'énergie solaire interceptée sur l'année augmente de 8% à 10° de latitude et atteint environ 413% à 60° de latitude. Pour les latitudes inférieures à 10°, l'amélioration est inférieure à 8%.

Chapitre III

Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

1 Introduction

Le refroidissement de panneaux solaires photovoltaïques par air a fait l'objet de nombreuses recherches (Hasanuzzaman et al., 2016; Siecker et al., 2017). Celles-ci mettent en exergue l'amélioration de l'efficacité des panneaux PV refroidis.

Par ailleurs, la distribution de température dans le panneau PV constitue un autre paramètre important dans la conception de ces systèmes de refroidissements (Bahaidarah et al., 2016). En effet, les cellules dont la température est élevée délivrent une puissance électrique moins importante que celles plus froides. Ce qui affecte l'efficacité globale du panneau PV. De plus, à long terme, une distribution de température non-uniforme peut provoquer des dégradations irréversibles du panneau PV à cause des contraintes thermiques cycliques que subissent les cellules (Royne et al., 2005).

Cependant, peu d'études mettent en évidence la distribution de température dans les panneaux refroidis. Muneeshwaran et al. (2020) ont proposé d'utiliser l'air d'une unité de conditionnement installée sur le toit d'un bâtiment comme fluide de refroidissement. Avec un canal à section uniforme, la disparité des températures présente un écart maximal de 7°C, alors qu'avec un canal convergent, cet écart se réduit à seulement 2.5°C. Ce qui a permis d'obtenir un gain de 20 à 25% d'efficacité du panneau PV par rapport à celui équipé d'un canal uniforme.

Pour des installations photovoltaïques ne disposant pas d'unité de conditionnement d'air, le refroidissement peut être assuré par l'air ambiant insufflé par des ventilateurs axiaux. Syafiqah et al. (2017) ont refroidi un panneau PV de dimensions moyennes (0.648m²) en utilisant deux ventilateurs dont la section de soufflage correspond à 3.5% de la surface du panneau PV. Ils ont amélioré l'efficacité électrique du panneau PV de 3% en abaissant sa température moyenne de 66.2°C à 53.6°C. Cependant, la distribution de température obtenue n'est pas uniforme. Elle présente un écart maximal de températures entre les zones froide et chaude de l'ordre de 14°C. Bevilacqua et al. (2020) ont constaté des hétérogénéités importantes de la distribution de températures lors du refroidissement d'un panneau PV de grande dimension (1.66m²) par circulation d'air soufflé par un ventilateur. Afin de réduire cette hétérogénéité, Bayrak (2022) a proposé d'utiliser plusieurs ventilateurs sur un panneau PV de dimensions moyennes (0.665m²). Néanmoins, en utilisant quatre ventilateurs qui couvrent environ 6.8% de la surface du panneau PV, l'efficacité électrique du panneau PV n'a augmenté que de 2.69%.

Dans ce chapitre, il sera question de déterminer la configuration judicieuse de deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV qui favorise le refroidissement et l'homogénéisation de la distribution de température. A travers des simulations numériques en

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

3D, on compare l'effet des différentes positions de ces ventilateurs, associées à deux configurations de sorties d'air.

2 Position du problème

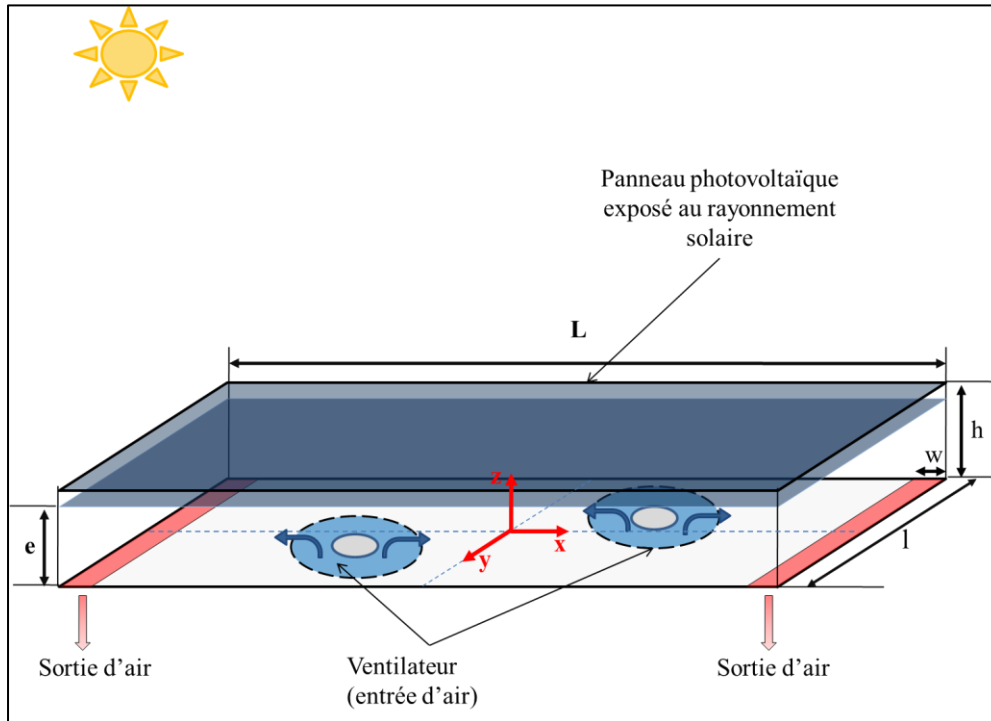


Figure III—1: Illustration du système de refroidissement d'un panneau PV par deux ventilateurs

Tableau III-1: Caractéristiques du panneau PV de dimensions standards

Puissance de référence STC, P_{\max} ou P_{opt}	200(W)
Tension optimale MPPT, V_{pm}	36.5(V)
Courant optimal MPPT, I_{pm}	5.21(A)
Tension de circuit ouvert, V_{co}	44.5(V)
Courant de court-circuit, I_{cc}	5.52(A)
Coefficient de température de puissance μ	0.37%/°C
Dimensions ($L \times l \times h$)	1580mm x 808mm x 45mm

Le dispositif consiste à souffler de l'air ambiant sur la face arrière d'un panneau PV. L'air passe à travers l'entrefer constitué par l'extrémité arrière du panneau PV, sur lequel sont montés les deux ventilateurs, la face arrière et le cadre du panneau lui-même (Tableau III-1 et Figure III—1).

Selon Bayrak (2022), l'utilisation de quatre ventilateurs dont la section totale de soufflage occupe 6.8% de la surface du panneau PV, a permis d'améliorer l'efficacité électrique de 2.69%. Syafiqah et al. (2017) assurent une amélioration d'efficacité de 3% avec seulement deux ventilateurs qui représentent 3.5% de la surface du panneau PV. En se basant sur ces deux

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

références nous avons choisi une section de soufflage d'environ 5% de la surface totale du panneau.

Ainsi, la surface du panneau PV étant de 1.276m^2 , on obtient deux ventilateurs de diamètres 20cm chacun, placés sur l'axe (OY) transversal (Figure III—2). Pour les autres positions, les ventilateurs sont de diamètres 30cm.

Il sera question de déterminer les positions judicieuses de ces deux ventilateurs et des sorties d'air qui permettent une bonne circulation de l'air frais qui favorise l'homogénéisation du champ de température sur le panneau PV.

Pour ce faire, on considère les scénarios illustrés par la figure (III – 2) et le tableau (III-2). Pour les cas c-d, illustrés par la figure (III – 2), les ventilateurs de diamètre 20cm chacun, sont placés sur l'axe médian transversal (OY). Pour les autres cas a-b et e-f, les ventilateurs utilisés sont plus grands et de diamètre 30cm.

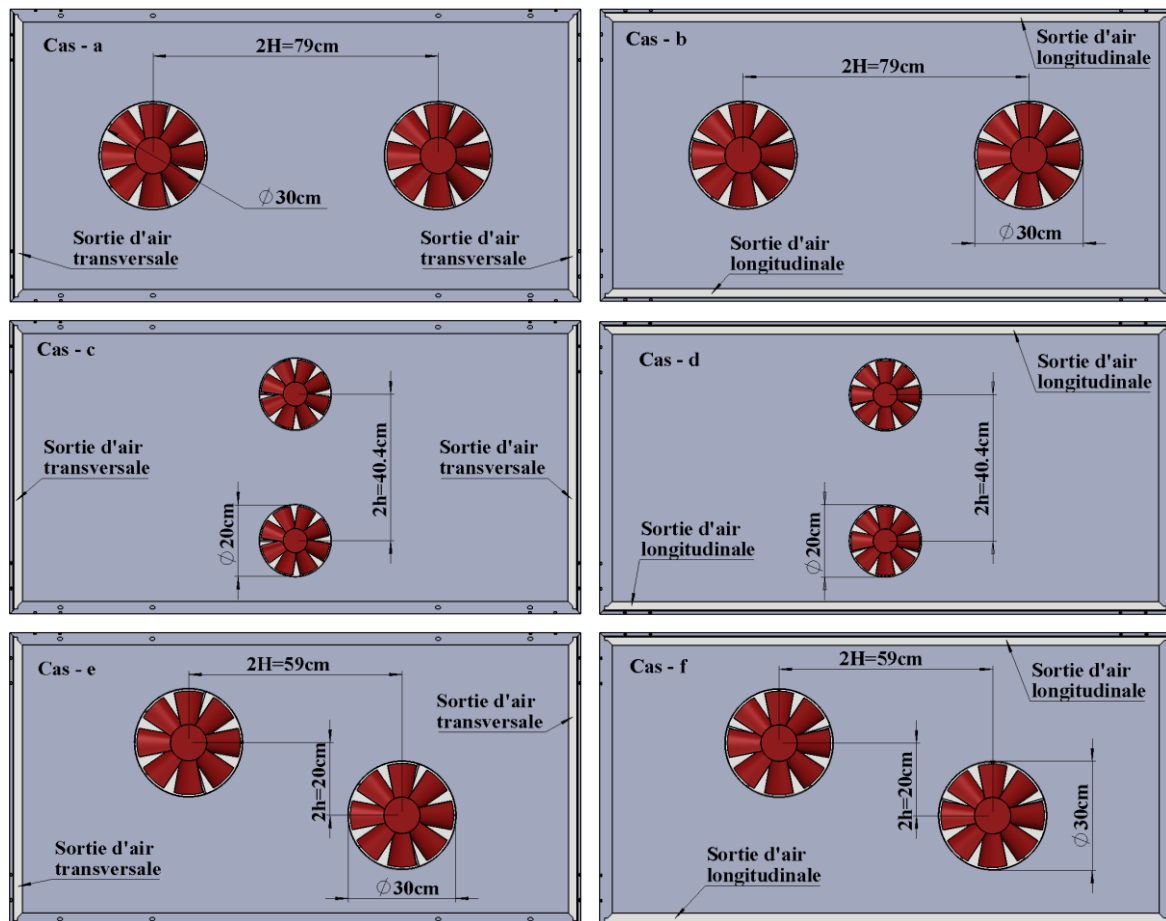


Figure III—2: Illustration des différentes positions des ventilateurs associées aux positions des sorties d'air (transversale ou longitudinale).

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Tableau III-2: Positions des ventilateurs et des sorties d'air (Figure III – 2).

	H(cm)	h(cm)	Diamètre du ventilateur (cm)	Sorties d'air
Cas (a)	39.5	0	30	Sorties d'air transversales
Cas (b)	39.5	0	30	Sorties d'air longitudinales
Cas (c)	0	20.2	20	Sorties d'air transversales
Cas (d)	0	20.2	20	Sorties d'air longitudinales
Cas (e)	29.5	10	30	Sorties d'air transversales
Cas (f)	29.5	10	30	Sorties d'air longitudinales

De plus, on place sur la face arrière du panneau PV un dissipateur de chaleur (RØYNE, 2005), qui consiste en une fine couche d'aluminium d'épaisseur 1mm. On étudie alors son effet sur l'homogénéisation du champ de températures sur le panneau PV. De ce fait, chaque configuration illustrée par la figure (III – 2), sera étudiée avec ou sans couche d'aluminium.

Des simulations sont ensuite effectuées sous des conditions climatiques extrêmes caractérisées par l'absence de vent, un rayonnement solaire d'intensité $R_G=1000W/m^2$ et une température d'air $T_{air}=50^\circ C$.

3 Domaine de calculs et maillage

Les géométries sont construites en 3D par le logiciel GAMBIT. Elles comportent la cavité de circulation d'air, les positions des entrées (ventilateurs) et des sorties d'air associées à chaque géométrie ainsi que les différentes couches qui composent le panneau PV (verre, EVA, Silicium, Tedlar et l'aluminium).

Le Tableau III-3 donne les caractéristiques de chaque couche du panneau PV (Armstrong & Hurley, 2010).

Tableau III-3: Propriétés thermo-physiques des différentes couches qui composent le panneau PV et la cavité d'air.

Couche	Epaisseur (e) (mm)	$\lambda(W/m/K)$	$\rho(kg/m^3)$	$C_P(J/kg/^\circ C)$
Verre	3.2	1.8	3000	500
Silicium	0.3	148	2330	677
EVA	0.5	0.35	960	2090
Tedlar	0.1	0.2	1200	1250
Aluminium	1	202.4	2719	871
Cavité d'air (25°C)	5 ou 38	0.0242	1.225	1006.43

Pour une bonne résolution de maillage, on génère d'abord des mailles en 2D, sur le plan inférieur du panneau PV où sont greffées les entrées et sorties d'air. Ensuite, par extrusion on réalise, un maillage en 3D pour définir chaque milieu constituant le panneau PV refroidi. Les quatre premières configurations (Cas a-b-c-d) (Figure III—2 et 3) présentant des symétries par rapport aux axes médians horizontal et vertical, seulement un quart du domaine est maillé. Ce qui permet de réduire d'environ un tiers le nombre de mailles et le temps de calcul.

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Pour les cas e-f (Tableau III-2), l'absence de symétrie impose le maillage de l'ensemble du panneau PV et de la cavité d'air (Figure III—3).

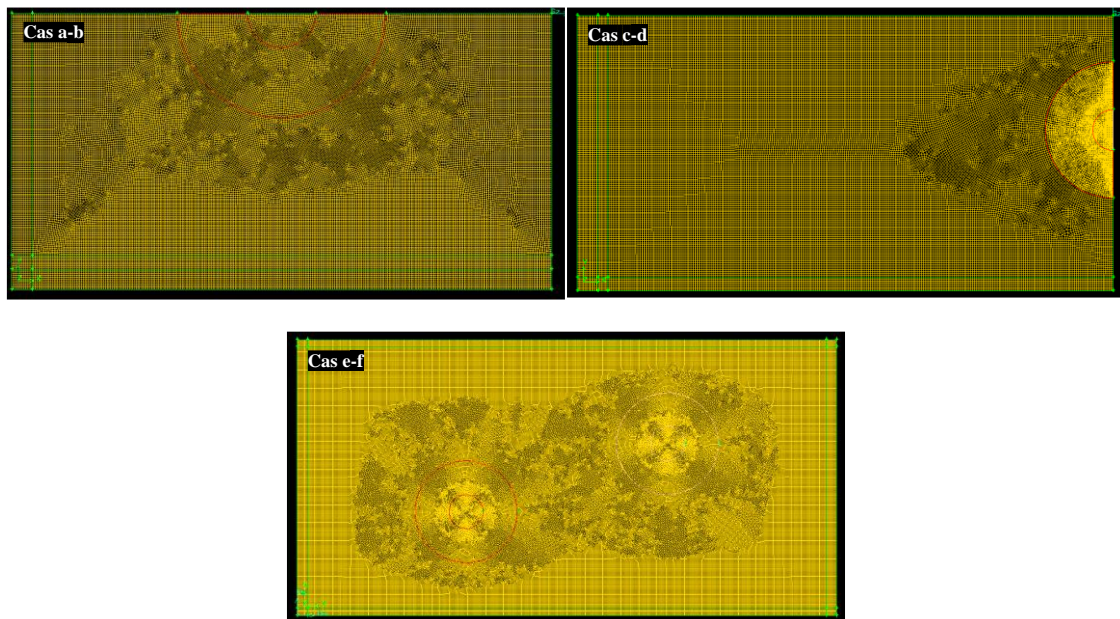


Figure III—3: Illustration du maillage sur la face inférieure du panneau PV refroidi par deux ventilateurs pour les six cas de figure (Tableau III-2)

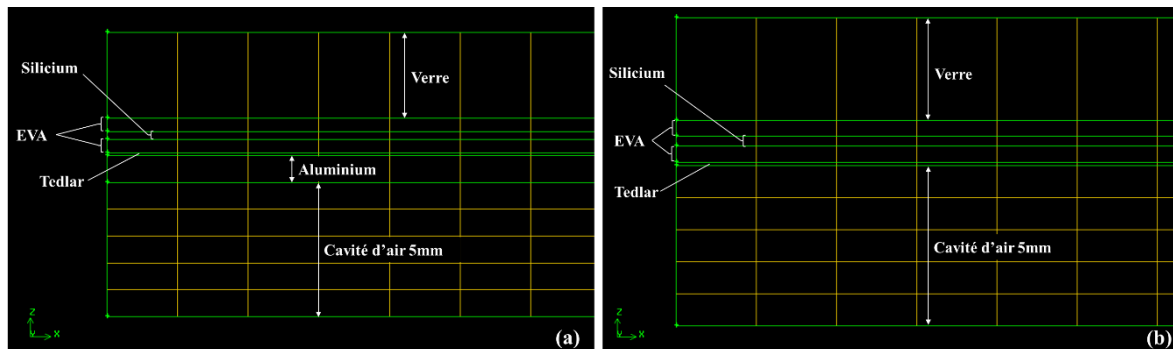


Figure III—4: Illustration des cellules de maillage sur le plan (XOZ) en absence et en présence de la couche d'aluminium.

Puisque les géométries des différentes configurations sont presque semblables, la sensibilité du maillage est étudiée seulement pour l'une d'entre elles. On considère alors le (cas – c) avec une cavité d'air de profondeur de 5mm, en lui appliquant différentes résolutions de maillage :

1. Maillage quadrilatère de 3mm sur le plan inférieur (XY) et une extrusion avec des mailles de 1mm selon la direction (OZ) pour la cavité d'air (361K éléments).
2. Maillage quadrilatère de 1mm de côté pour les sections d'entrée d'air et 2mm pour le reste de ce plan, et une extrusion avec des mailles de 1mm selon la direction (OZ) pour la cavité d'air (1087K éléments).

3. Maillage quadrilatère de 1mm de côtés pour les sections d'entrée d'air et 2mm pour le reste de ce plan et une extrusion avec des mailles de 0.25mm selon la direction (OZ) pour la cavité d'air (2717K éléments).

Pour les trois résolutions de maillage, les couches d'aluminium, Tedlar, EVA, silicium et verre contiennent chacune une maille selon la direction (OZ) dont l'épaisseur est égale à celle du matériau (verre, EVA, silicium, Tedlar) (Figure III—4a et b).

4 Conditions aux limites

Les entrées d'air qui représentent les sections des ventilateurs sont assimilées à la condition MASSFLOW-INLET. Elle permet d'imposer le débit massique ainsi que la température de l'air.

Les sections de sorties d'air sont de type OUTFLOW. Ce qui assure la conservation des flux entre les entrées et sorties d'air.

Les plans de symétries sont de type SYMMETRY et les faces latérales sont des parois adiabatiques.

5 Équations associées

5.1 Domaine solide :

L'équation de la chaleur associée à chaque couche solide du matériau constituant le panneau PV, correspond en régime permanent à l'équation de Poisson. Elle s'exprime par la relation suivante :

$$\Delta T + \frac{\Omega}{\lambda} = 0 \quad (\text{III-1})$$

Où Ω est un terme source qui définit le flux radiatif net de chaleur échangé par l'unité de longueur du milieu considéré avec son environnement. Il inclut les grandes (GLO) et courtes longueurs d'ondes (CLO).

Pour la couche de verre, le terme source Ω_v (W/m^3) correspond aux quantités absorbées de rayonnement solaire de CLO et de flux net radiatif de GLO échangé avec la voûte céleste. Il s'exprime par :

$$\Omega_v = \frac{\alpha_v R_G - \epsilon_v \sigma (T_{pv}^4 - T_{ciel}^4)}{e_v} \quad (\text{III-2})$$

Avec T_{ciel} est la température du ciel proposée par Kaplani & Kaplanis (2014). Elle s'exprime par la relation suivante :

$$T_{\text{ciel}} = 0.0552 T_{\text{air}}^{1.5} \quad (\text{III-3})$$

α_v est l'absorptivité du verre, ϵ_v est l'émissivité de la surface du panneau PV, σ est la constante de Stefan-Boltzmann.

Le terme source Ω_{si} (W/m^3) associé au silicium tient compte de la fraction du rayonnement solaire transmis à travers le verre et la couche supérieure de l'EVA. Il correspond à :

$$\Omega_{\text{si}} = \frac{\alpha_{\text{si}} \tau_v R_G}{e_{\text{si}}} \quad (\text{III-4})$$

Où α_{si} désigne l'absorptivité du Silicium et τ_v est la transmissivité du verre.

En considérant l'EVA transparent et le silicium opaque, les termes sources associés à l'EVA, Tedlar et l'aluminium sont nuls. On écrit alors :

$$\Omega_{\text{tedlar}} = \Omega_{\text{EVA}} = \Omega_{\text{Alum}} = 0 \quad (\text{III-5})$$

La face avant du panneau PV étant le siège d'échanges convectifs avec l'air ambiant. Le flux de chaleur échangé par convection entre cette face et l'air ambiant est évalué par la loi de Newton définie par :

$$Q_{\text{conv}} = h_{\text{conv}} S (T_{\text{pv}} - T_{\text{air}}) \quad (\text{III-6})$$

Avec T_{pv} désigne la température de la face avant (verre) du panneau PV.

En considérant le cas défavorable induit par l'absence de vent, le mode de convection est alors naturel.

Pour le cas d'une surface horizontale chauffant vers le haut (Bergman et al., 2011), le coefficient d'échange convectif s'exprime par :

$$N_u = 0.54(R_a)^{0.25} \quad \text{si } 10^4 < R_a < 10^7 \quad (\text{III-7})$$

$$N_u = 0.15(R_a)^{0.33} \quad \text{si } 10^7 \leq R_a \leq 10^{11} \quad (\text{III-8})$$

$$h_{\text{conv}} = \frac{N_u \lambda_{\text{air}}}{L_c} \quad (\text{III-9})$$

Où N_u le nombre de Nusselt et R_a le nombre de Rayleigh qui est fonction des nombres de Grashof et de Prandtl :

$$R_a = G_r P_r \quad (\text{III-10})$$

L_c est la dimension caractéristique de la plaque exprimée par le rapport entre la surface de la plaque et son périmètre.

5.2 Domaine fluide :

L'air soufflé par le ventilateur provoque un écoulement turbulent qui favorise l'échange de chaleur avec le panneau photovoltaïque. Les distributions des champs de température et de vitesses sont déterminées en résolvant les équations de continuité, de quantité de mouvement, d'énergie cinétique turbulente, du taux de dissipation et d'énergie consignées dans le tableau (III – 4).

Le flux de chaleur échangé par convection entre l'air soufflé par les deux ventilateurs et la face arrière du panneau PV est évalué en vérifiant la continuité des flux et des températures à l'interface Air/Tedlar. La détermination de la distribution du champ de température est donc fournie en résolvant les équations couplées d'énergie et de mouvement du fluide. La complexité de ces équations impose le recours au code de calcul CFD-Fluent (Fluent Inc., 2001). Ce code résout, en 3D, les quantités physiques transportées de mouvement, de turbulence et d'énergie dans le fluide, couplées aux équations d'énergie dans les milieux solides. Ces équations se présentent comme suit :

$$\frac{\partial}{\partial x_k} (\overline{u_k} \cdot \Phi) = -\frac{\chi}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\Gamma \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial x_i} \right) + S_\Phi \quad \text{(III-11)}$$

Tableau III-4: Equations associées dans le domaine de calculs (Fluent Inc., 2001; Nebbali, 2008; Nebbali et al., 2012).

Symboles	ϕ	χ	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	a	0

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

$$\nu_t = C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}, C_\mu=0.09, C_{1\varepsilon}=1.44, C_{2\varepsilon}=1.92, \sigma_k=1.0, \sigma_\varepsilon=1.3, S = \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}, M_t = \sqrt{\frac{k}{c^2}}$$

Ces équations sont discrétisées dans le domaine d'intérêt et sont transformées en un système d'équations linéaires en utilisant la méthode des volumes finis. Le système d'équations linéaires, vérifiant les conditions aux limites associées, est résolu à l'aide de l'algorithme

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

SIMPLE : les composantes de pression et de vitesse sont d'abord déterminées par une méthode de correction et de prédiction suivie par la détermination du champ de température.

6 Résultats

6.1 Sensibilité du maillage

La sensibilité du maillage est analysée en comparant les températures minimales (T_{\min}), maximales (T_{\max}) et moyennes (T_{pv}) du panneau PV obtenues par les différentes résolutions proposées (Tableau III-5).

Tableau III-5: Températures minimales, maximales et moyennes, du panneau PV refroidi (cas – c sans couche d'aluminium) pour différentes résolutions de maillage. Cas de cavité d'air de 5mm et un débit d'air de 400g/s.

	T_{\min} (°C)	T_{\max} (°C)	T_{pv} (°C)
1 ^{ère} résolution (361K éléments)	54.14	58.78	56.89
2 ^{ème} résolution (1087K éléments)	54.41	59.27	56.93
3 ^{ème} résolution (2717K éléments)	54.34	58.74	57.05

A travers le tableau (III – 5) on observe qu'en optant pour des résolutions davantage raffinées (2^{ème} et 3^{ème} résolutions) que la 1^{ère} résolution, les variations de températures minimales, maximales et moyennes du panneau PV sont négligeables. On peut ainsi se limiter à la 1^{ère} résolution de maillage qui permet de générer pour chaque cas de figure (Cas a-f) un nombre de mailles distinct (Tableau III-6).

Tableau III-6: Nombre de mailles générées pour chaque configuration avec et sans la couche d'aluminium.

Aluminium	Cas a et b		Cas c et d		Cas e et f	
	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans
Cavité de 5mm	502007	456370	379111	361010	1652409	1502190
Cavité de 38mm	2008028	1962391	1588444	1552343	3015628	2947091

6.2 Configuration optimale

6.2.1 Présence de la couche d'aluminium

La figure (III – 5) montre la distribution du champ de températures sur le panneau PV pour une épaisseur de cavité de 38mm.

Il apparaît que le cas–a (Figure III—5) correspond au cas le plus défavorable. En effet, ce cas de figure occasionne des températures ($T_{\max}=80.11^{\circ}\text{C}$) et des gradients ($\delta T_{\max}=15.7^{\circ}\text{C}$) élevés sur le panneau PV (Tableau III-7). Les points chauds sont localisés sur l'axe médian transversal qui définit une zone de recirculation où l'air est piégé et se renouvelle faiblement. Avec des sorties d'air longitudinales (Cas–b, Figure III—5), le refroidissement du panneau PV s'améliore légèrement et les gradients de températures diminuent faiblement.

En optant pour la disposition des ventilateurs sur l'axe transversal (Cas c-d, Figure III—5), le refroidissement est meilleur. De plus, la disposition transversale des sorties d'air (Cas–c) accentue le refroidissement du panneau PV et réduit davantage les gradients de températures. Quant aux cas–e et cas–f de ventilateurs décentrés (Figure III—5), les deux dispositions de sorties d'air assurent des refroidissements quasi identiques. On distingue les mêmes niveaux de températures et de gradients.

Il apparaît alors, que la position correspondante au cas – c constitue la meilleure disposition pour un meilleur refroidissement ($T_{\min}=60.42^{\circ}\text{C}$, $T_{\max}=70.81^{\circ}\text{C}$, $\delta T_{\max}=10.39^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{pv}}=66.58^{\circ}\text{C}$) du panneau PV avec un faible gradient de température comme le montre le (Tableau III-7).

Tableau III-7: Températures minimale, maximale et moyenne panneau PV pour les six cas de figure en présence de la couche d'aluminium associés aux cavités d'air d'épaisseurs 38 et 5 mm et un débit total d'air de $Q=400\text{g/s}$.

Cas	e = 38 mm						e = 5 mm					
	a	b	c	d	e	f	a	b	c	d	e	f
T_{\min} ($^{\circ}\text{C}$)	64.39	65.03	60.42	59.62	63.84	63.58	55.24	55.81	55.66	55.28	55.18	55.71
T_{\max} ($^{\circ}\text{C}$)	80.11	75.03	70.81	73.28	72.07	72.22	66.66	64.29	59.23	63.94	63.55	64.74
$\delta T_{\max}=T_{\max}-T_{\min}$	15.72	10.00	10.39	13.66	8.23	8.64	11.42	8.48	3.67	8.66	8.37	9.03
T_{pv} ($^{\circ}\text{C}$)	70.28	68.8	66.56	68.18	68	68.24	59.37	59.32	57.59	59.57	58.54	59.6

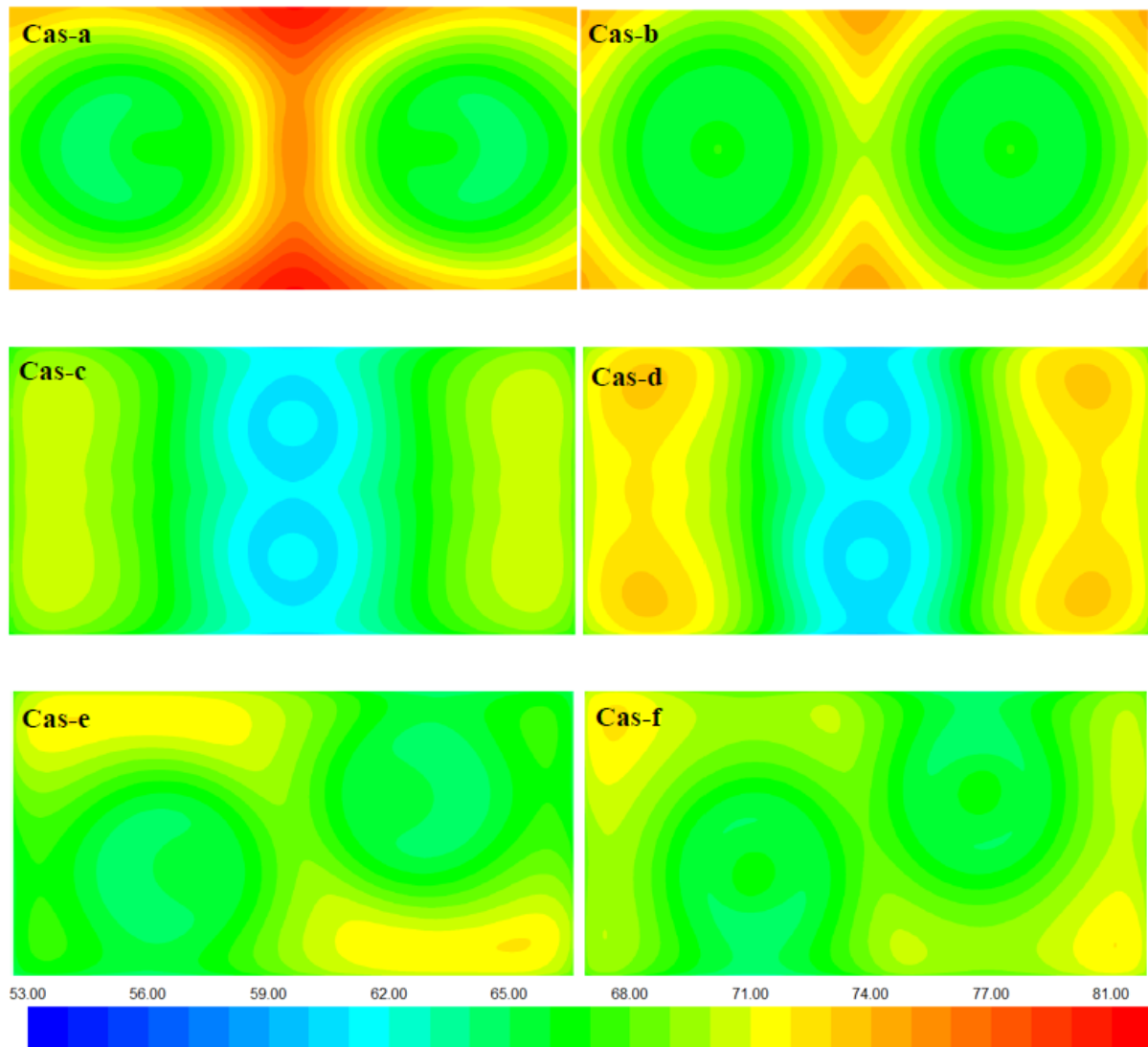


Figure III—5: Champ de températures (°C) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 38\text{mm}$, en présence de la couche d'aluminium

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Pour le cas d'un entrefer d'épaisseur $e = 5\text{mm}$ (Figure III—6), le même constat est observé avec toujours la configuration cas-c qui offre le meilleur refroidissement avec un faible gradient de températures ($T_{\min}=55.66^{\circ}\text{C}$, $T_{\max}=59.23^{\circ}\text{C}$, $\delta T_{\max}=3.67^{\circ}\text{C}$) (Tableau III-7).

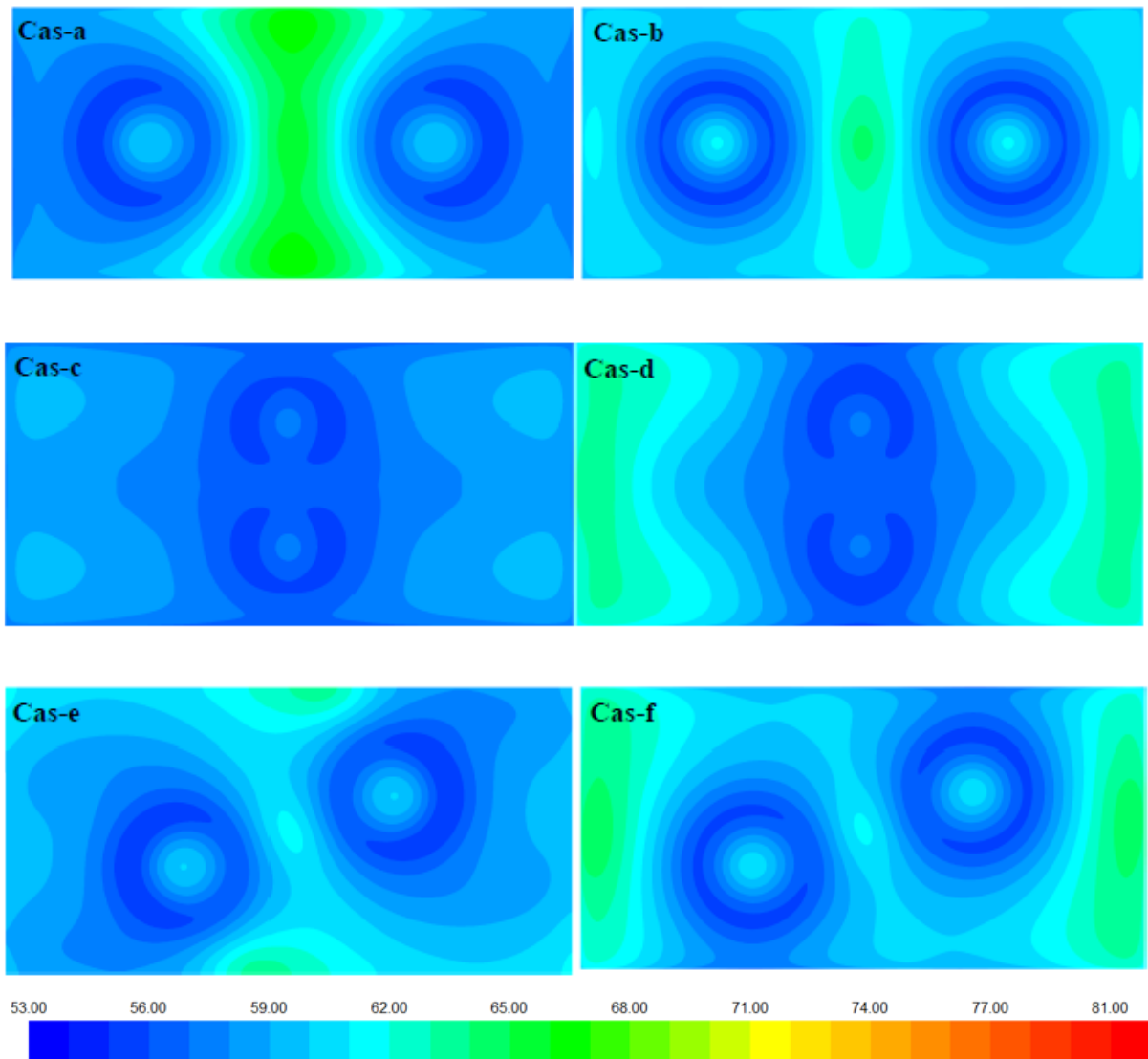


Figure III—6: Champ de températures ($^{\circ}\text{C}$) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 5\text{mm}$, en présence de la couche d'aluminium.

6.2.2 Absence de couche d'aluminium

Tableau III-8: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les six configurations sans couche d'aluminium et pour les deux cas d'épaisseur d'entrefer (débit d'air de $Q=400\text{g/s}$).

Configuration	e = 38 mm						e = 5 mm					
	a	b	c	D	e	f	a	b	c	d	e	f
T_{\min} (°C)	62.27	63.33	59.31	58.88	62.31	62.26	53.93	54.36	54.14	54.13	53.95	54.33
T_{\max} (°C)	80.25	74.14	71.93	75.34	73.92	75.74	69.06	68.30	58.79	64.79	63.89	66.96
$\delta T_{\max} = T_{\max} - T_{\min}$	17.98	10.81	12.62	16.46	11.61	13.48	15.13	13.94	4.65	10.66	9.94	12.63
T_{pv} (°C)	69.04	67.9	66.39	68.45	67.93	68.56	58.95	58.97	56.89	58.76	57.74	59.29

La figure (III – 7) illustre, pour l'épaisseur d'entrefer de 38mm, les distributions de températures sur le panneau PV en absence de la fine couche d'aluminium. A travers ces figures, on constate, à l'image du panneau pourvu de couche d'aluminium, que le refroidissement est favorisé lorsque les sorties d'air sont parallèles à l'axe qui porte les ventilateur (Cas b – c). Par contre, on obtient des gradients de températures plus élevés pour les cas a-d-e-f. En effet, l'absence de couche d'aluminium accentue les gradients de températures dans le panneau PV de 2.26 à 4.84°C (Tableau III-7 et Tableau III-8).

Pour le cas d'entrefer de 5mm (Figure III—8, Tableau III-7 et Tableau III-8), le même constat est établi mais avec un meilleur refroidissement et homogénéisation des champs de températures. Par ailleurs, le cas-c constitue aussi la meilleure configuration. En outre, la présence de la couche d'aluminium améliore, certes, l'homogénéisation du champ de températures, mais elle constitue une résistance thermique supplémentaire qui s'oppose au transfert de chaleur entre le panneau et l'air soufflé par les ventilateurs. En effet, les températures moyennes du panneau PV dépourvu de la couche d'aluminium, sont légèrement inférieures à celles obtenues en présence de la couche d'aluminium. Il apparaît que la couche d'aluminium n'apporte pas d'amélioration significative. En effet, pour la configuration optimale (cas– c) dotée d'un entrefer de 5mm et de la couche d'aluminium, le gradient de température obtenu est de $\delta T_{\max}=3.67^{\circ}\text{C}$ alors que la température moyenne du panneau PV est $T_{pv}=57.59^{\circ}\text{C}$ (Tableau III-7). Par contre en absence de cette couche d'aluminium, $\delta T_{\max}=4.65^{\circ}\text{C}$, $T_{pv}=56.89^{\circ}\text{C}$ (Tableau III-8).

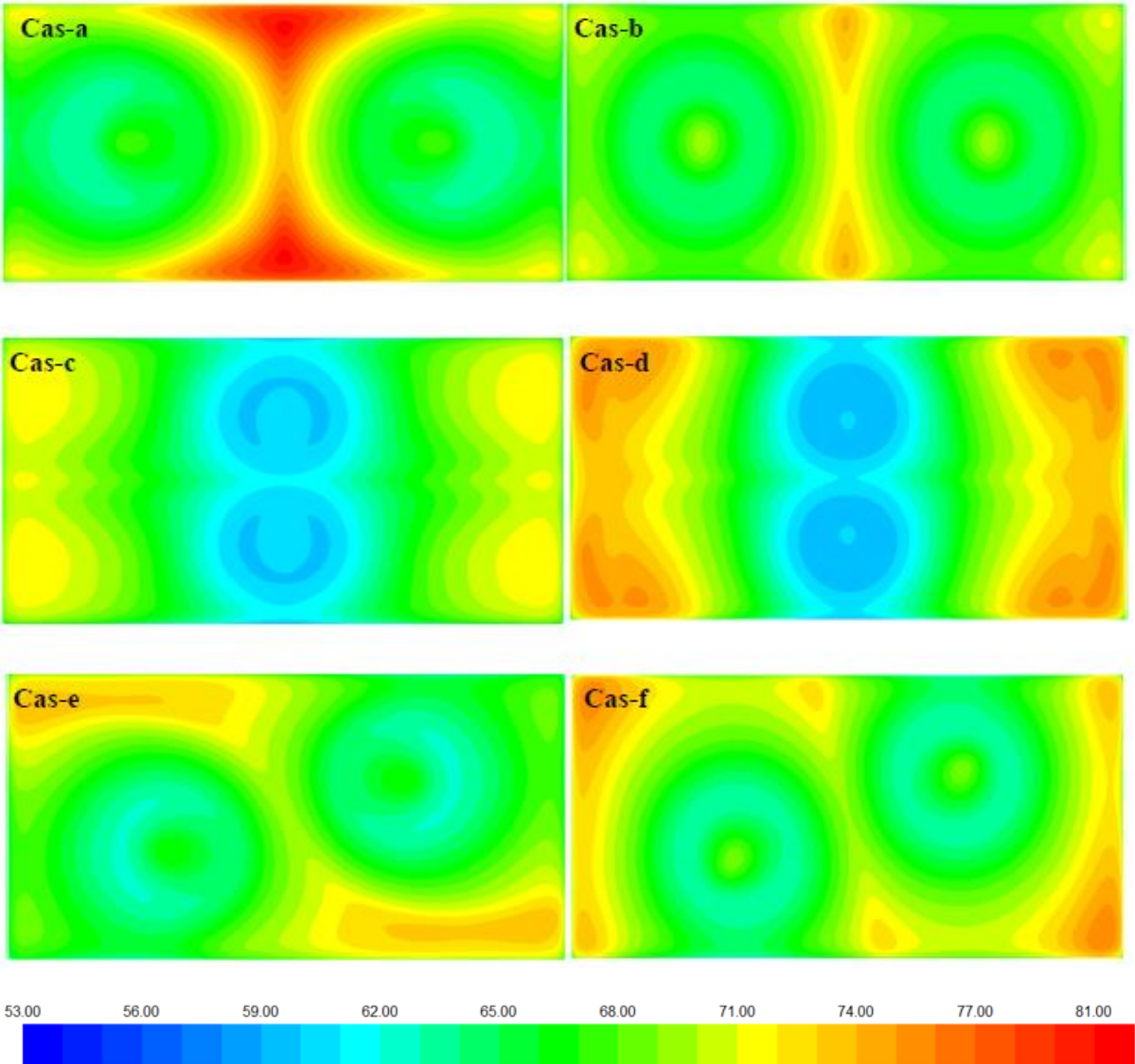


Figure III—7: Champ de températures (°C) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 38\text{mm}$, en absence de la couche d'aluminium.

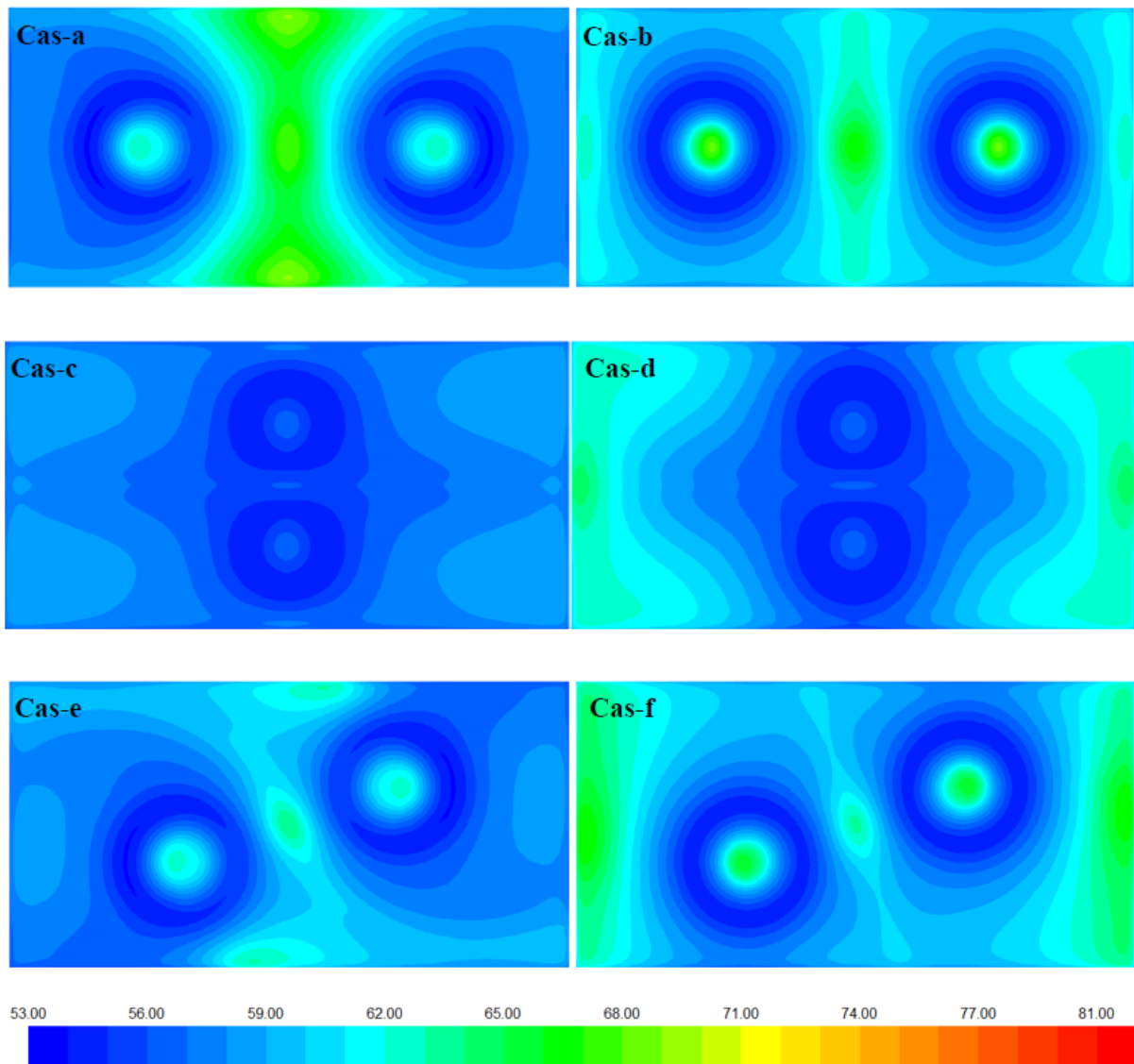


Figure III—8: Champ de températures (°C) pour le cas d'épaisseur d'entrefer $e = 5\text{mm}$, en absence de la couche d'aluminium

6.3 Réponse thermique du panneau PV refroidi au cours de l'année

Afin d'étudier l'efficacité du système de refroidissement au cours de l'année, on exploite la configuration optimale, correspondante au cas-c dont la cavité d'air est de 5mm d'épaisseur avec absence de la fine couche d'aluminium. Le panneau PV incliné selon l'angle optimal annuel de 32° (cf. Chapitre II, § 5.1), est alors exposé aux conditions climatiques prévalant à Tizi-Ouzou (36.7°N , 4.05°E) durant quatre journées de l'année dont les températures d'air et les vitesses du vent sont différentes. A partir de la base de données PVGIS (European Commission, Joint Research Centre, 2022), on a retenu, pour les quatre saisons, quatre journées claires dont les intensités de rayonnements solaires sont quasi identiques (Figure III—9). La journée du 30 juillet qui est la plus chaude de la saison estivale, avec une température maximale de 39.81°C et des vitesses de vent faibles ($V_{\text{vent-moy}}=1.8\text{m/s}$). Puis celle du 12 mai, pour la saison printanière,

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

qui affiche une température maximale de 31.02°C et des vitesses du vent assez remarquables ($V_{\text{vent-moy}}=3.11\text{m/s}$). La journée du 29 octobre, qui peut être considérée comme journée type de la saison d'automne, affiche une température maximale de 21.4°C et $V_{\text{moy}}=1.6\text{m/s}$. Enfin, celle du 01 janvier, qui caractérise une situation d'air froid ($T_{\text{air-max}}=12.5^{\circ}\text{C}$) dont la vitesse du vent est faible ($V_{\text{vent-moy}}=1.23\text{m/s}$). Ainsi, on étudie les effets combinés de la température de l'air et de la vitesse du vent sur l'efficacité du système de refroidissement.

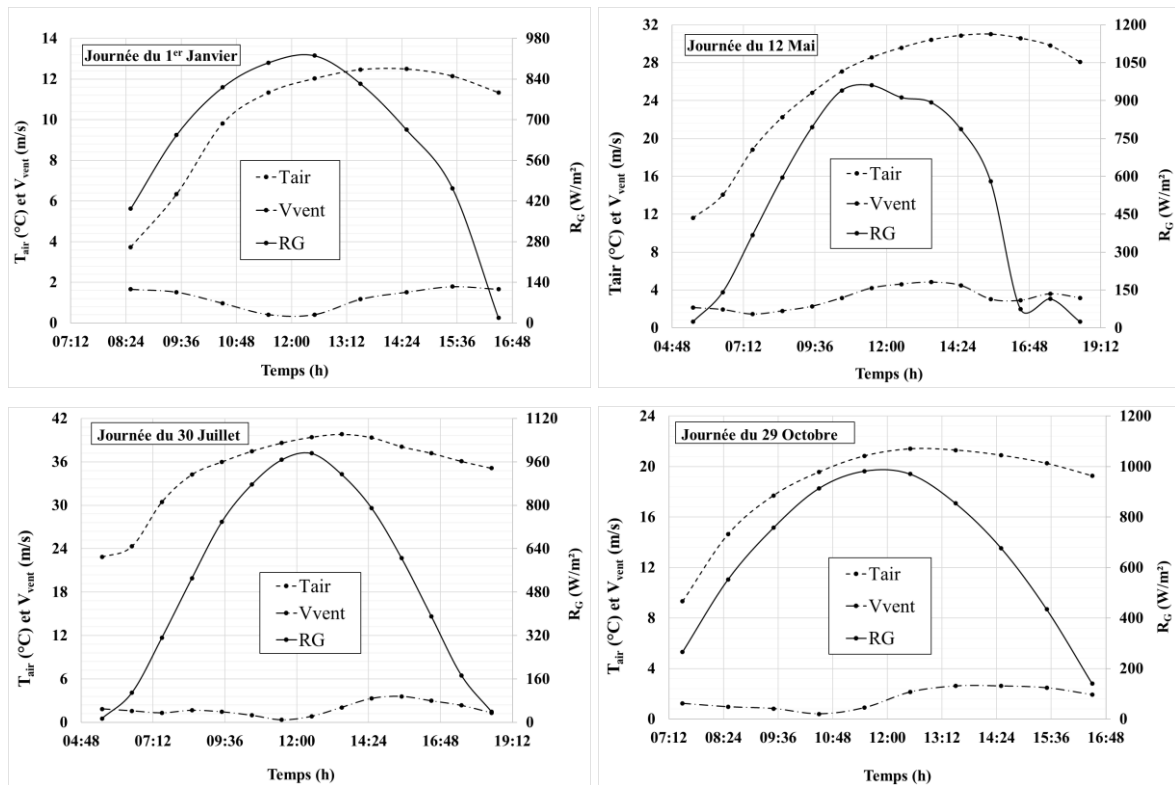


Figure III—9: Evolutions de la température de l'air T_{air} , du rayonnement solaire global R_G incident sur le panneau PV et de la vitesse du vent au cours des quatre journées.

On détermine par simulations numériques l'évolution des températures du panneau PV ainsi que son efficacité de conversion du rayonnement solaire en électricité. Ces grandeurs sont ensuite comparées aux cas du même panneau PV non-refroidi (absence de ventilateurs) exposé aux mêmes conditions climatiques.

6.3.1 Conditions aux limites

Les simulations sont effectuées pour des conditions météorologiques prévalant à Tizi-Ouzou (36.7°N , 4.05°E). Les deux panneaux PV, refroidi et non refroidi, sont orientés plein sud avec une inclinaison optimale annuelle ($i=32^{\circ}$) (cf. Chapitre II, § 5.1). A partir de la base de données PVGIS relative à l'année 2020, on obtient les figures (III – 9) qui traduisent les évolutions du rayonnement solaire globale (R_G) incident, de la température ambiante (T_{air}) et de la vitesse du vent (V_{vent}), au cours des quatre journées retenues.

6.3.2 Équations associées

Les températures d'équilibres du panneau PV sont déterminées en résolvant les équations couplées d'énergie et de quantités de mouvement données par les relations (III-1) à (III-11).

A. Echanges convectifs sur la face avant du panneau PV

L'échange convectif entre la face avant d'un panneau horizontal et l'air ambiant est corrélé, en situation de convection naturelle, par les relations (III-7) et (III-8).

Pour une plaque inclinée chauffant vers le haut, le nombre de Nusselt associé à la convection naturelle, pour des inclinaisons par rapport à la verticale $\theta < 60^\circ$ (ou $i > 30^\circ$ inclinaison par rapport à l'horizontale), est exprimé par la relation (III-12) (Fujii & Imura, 1972) :

$$N_{un} = \begin{cases} f\{0.16[R_a^{0.33} - (G_{rc} P_r)^{0.33}]\} + 0.56 (G_{rc} P_r \cos \cos(\theta))^{0.25}, & R_a < 5 \cdot 10^8 \\ f\{0.13[R_a^{0.33} - (G_{rc} P_r)^{0.33}]\} + 0.56 (G_{rc} P_r \cos \cos(\theta))^{0.25}, & R_a \geq 5 \cdot 10^8 \\ G_{rc} = 1.327 \cdot 10^{10} e^{(-3.708(\frac{\pi}{180}\theta))} \\ f = 0 \text{ si } R_a < G_{rc} P_r \\ f = 1 \text{ si } R_a > G_{rc} P_r \end{cases} \quad (III-12)$$

Si la face du verre est plus froide que l'air ambiant le nombre de Nusselt s'exprime par (Bergman et al., 2011) :

$$N_{un} = \begin{cases} 0.68 + \frac{0.67 R_a^{0.25}}{\left(1 + \left(\frac{0.492}{P_r}\right)^{\frac{9}{16}}\right)^{\frac{4}{9}}}, & R_a \leq 10^9 \\ \left(0.825 + \frac{0.387 R_a^{\frac{1}{6}}}{\left(1 + \left(\frac{0.492}{P_r}\right)^{\frac{9}{19}}\right)^{\frac{8}{27}}}\right)^2, & R_a > 10^9 \end{cases} \quad (III-13)$$

B. Echange convectif entre la face arrière du panneau non-refroidi et l'environnement

En absence de refroidissement actif, l'échange convectif avec l'air ambiant a lieu sur les faces avant et arrière du panneau PV. Sur la face arrière en situation de convection naturelle, le coefficient d'échange convectif est déterminé par les relations (III-12) et (III-13).

On introduit les corrélations des coefficients d'échanges convectifs associés à chaque face du panneau PV par un programme externe dit UDF (User defined function).

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

En présence de vent d'intensité V_{vent} , selon que l'échange est forcé ou mixte on adopte les relations suivantes (Armstrong & Hurley, 2010; Kaplani & Kaplanis, 2014):

$$h_{\text{conv}} = \begin{cases} h_n = \frac{Nu_n \lambda_{\text{air}}}{L_c}, & \frac{Gr}{Re^2} > 100 \\ h_f = 2.56 V_{\text{vent}} + 8.55, & \frac{Gr}{Re^2} < 0.01 \\ h_{\text{mixt}} = \sqrt[3]{h_n^3 + h_f^3}, & 0.01 \leq \frac{Gr}{Re^2} \leq 100 \end{cases} \quad (\text{III-14})$$

Où h_n , h_f et h_{mixt} définissent, respectivement, les coefficients d'échanges en situations de convections naturelle, forcée et mixte. Re est le nombre de Reynolds.

6.3.3 Température d'équilibres du panneau PV

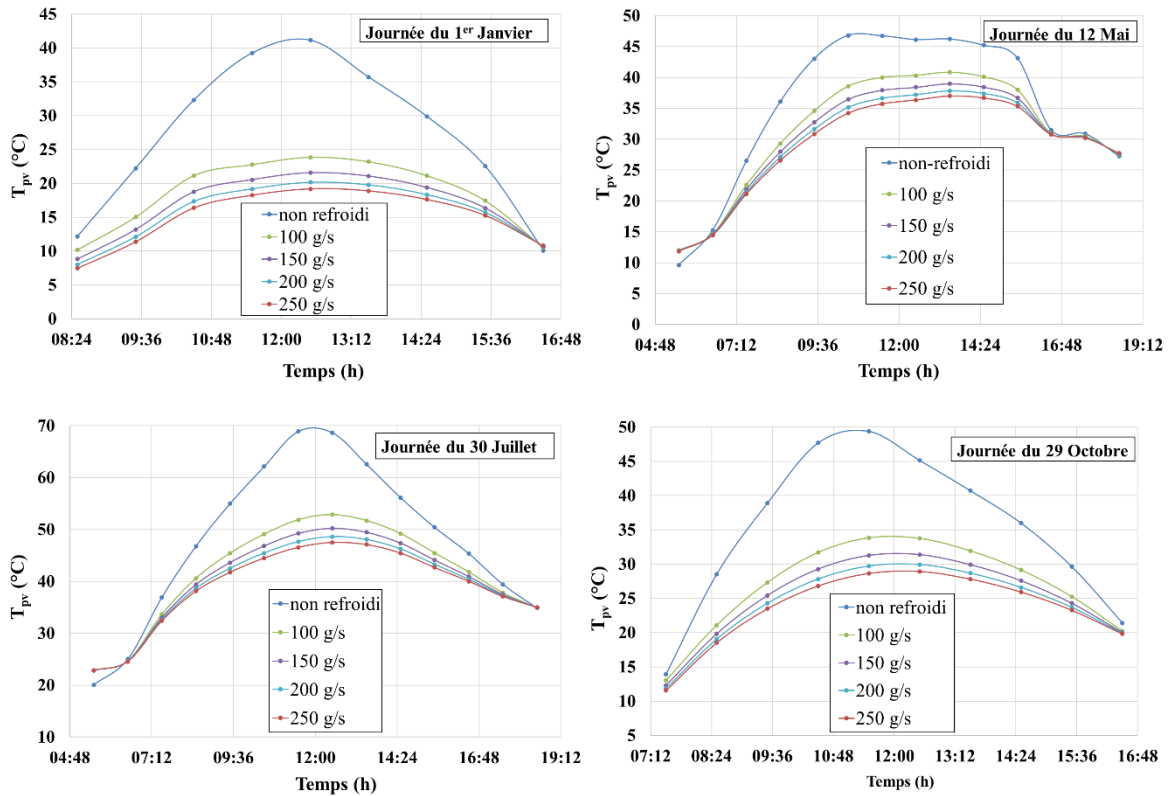


Figure III—10: Évolutions des températures du panneau PV refroidi et non-refroidi pour les quatre journées.

La figure (III – 10) et le tableau (III – 9) montrent l'évolution de la température moyenne du panneau PV refroidi et non-refroidi du lever au coucher du soleil pour les quatre journées de l'année. Les allures des courbes, comme rapporté par Bevilacqua et al. (2020), sont semblables à celles du rayonnement solaire. Le panneau PV non refroidi s'échauffe ($T_{\text{pv}}^{\text{Non-ref}} - T_{\text{air}}$) de 29.11°C, 18.2°C, 30.3°C et 28.55°C, respectivement, pour le 1^{er} Janvier, le 12 Mai, le 30 Juillet et le 29 Octobre, aux heures d'enseillement maximal.

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

L'activation du refroidissement par des ventilateurs permet d'abaisser significativement la température du panneau PV. Par ailleurs, en augmentant le débit d'air injecté par les deux ventilateurs, la température du panneau PV diminue davantage. L'effet du refroidissement se voit plus prononcé en se rapprochant de l'instant de culmination (Figure III—10). En effet, au midi solaire, les températures du panneau PV peuvent diminuer d'environ 15.49 à 21.94°C, selon que le débit injecté augmente de 100 à 250 g/s, pour les journées du 1^{er} Janvier, du 30 Juillet et du 29 Octobre (Tableau III-9). Par contre, pour la journée du 12 Mai, la température du panneau décroît de seulement environs 6.48 à 10.44°C en soufflant des débits allant de 100 à 250 g/s (Tableau III-9). Ceci est dû à la vitesse élevée du vent ($V_{\text{vent-moy}}=3.14\text{m/s}$) qui maintient naturellement la température du panneau PV non-refroidi à 46.81°C, soit une élévation de température du panneau PV par rapport à l'air ambiant de seulement 15.81°C. Ce faible gradient de température entre le panneau PV et l'air ambiant ne permet pas à l'action des ventilateurs d'accroître de façon significative l'échange convectif au cours de cette journée.

Contrairement à la journée du 1^{er} janvier dont la température de l'air et la vitesse du vent sont faibles (Figure III—9), la différence de température avec le panneau PV non-refroidi, atteint environ 29°C. Ce qui permet à l'air soufflé par les ventilateurs de favoriser les échanges convectifs avec le panneau PV et de réduire la température du panneau de 17.24 voire 21.94°C (Figure III—10, Tableau III-9).

L'homogénéisation du champ de températures sur le panneau PV est appréciée par les gradients (δT_{max}) de températures pour différents débits d'air, aux instants de culmination des quatre journées (Tableau III-9). Il apparaît que l'augmentation du débit d'air atténue l'hétérogénéité du champ de températures. L'écart maximal de températures entre les points chaud et froid diminue, pour la journée la plus chaude du 30 juillet, de $\delta T_{\text{max}}=9.42^\circ\text{C}$ à $\delta T_{\text{max}}=5.48^\circ\text{C}$ quand le débit augmente de 100 à 250g/s.

En comparant les performances de ce système de refroidissement par deux ventilateurs délivrant un débit total d'air de 100g/s au midi solaire du 30 juillet ($T_{\text{air}}=39^\circ\text{C}$, $R_G=990\text{W/m}^2$, $V_{\text{vent}}=0.8\text{m/s}$) à celui proposé par Syafiqah et al. (2017) dont les conditions climatiques sont quasi similaires ($T_{\text{air}}=36.5^\circ\text{C}$, $R_G=1010\text{W/m}^2$ et $V_{\text{vent}}=2.5\text{m/s}$, débit d'air de 120g/s), il apparaît que la distribution de température qu'on obtient dans la présente étude, est plus homogène que celle fournie par ces auteurs. En effet, Syafiqah et al. (2017) montrent une hétérogénéité plus prononcée dans l'intervalle [$T_{\text{min}}=48$, $T_{\text{max}}=62^\circ\text{C}$], soit un écart de températures $\delta T_{\text{max}}=14^\circ\text{C}$, alors que la présente étude limite cet écart à seulement 9.42°C dans l'intervalle de températures [$T_{\text{min}}=46.05$, $T_{\text{max}}=55.47^\circ\text{C}$] (Tableau III-9).

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Tableau III-9: Températures minimale (T_{min}), maximale (T_{max}) et moyenne (T_{pv}) du panneau PV refroidi (par différents débits d'air soufflé par les ventilateurs) et non-refroidi, durant les heures d'ensoleillement maximal (midi solaire).

Journée du 1 ^{er} Janvier						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{Non-ref} - T_{pv}^{ref}$
Débit	T_{min}	T_{max}	$\delta T_{max} = T_{max} - T_{min}$	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{Non-ref}$	
100 g/s	17.76	26	8.24	23.9	41.14	17.24
150 g/s	16.75	23.39	6.64	21.58		19.56
200 g/s	16.16	21.74	5.58	20.17		20.97
250 g/s	15.77	20.6	4.83	19.2		21.94
Journée du 12 Mai						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{Non-ref} - T_{pv}^{ref}$
Débit	T_{min}	T_{max}	$\delta T_{max} = T_{max} - T_{min}$	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{Non-ref}$	
100 g/s	34.9	41.68	6.78	40.33	46.81	6.48
150 g/s	34.03	39.64	5.61	38.42		8.39
200 g/s	33.51	38.31	4.8	37.21		9.6
250 g/s	33.16	37.37	4.21	36.37		10.44
Journée du 30 Juillet						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{Non-ref} - T_{pv}^{ref}$
Débit	T_{min}	T_{max}	$\delta T_{max} = T_{max} - T_{min}$	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{Non-ref}$	
100 g/s	46.05	55.47	9.42	52.88	68.66	15.78
150 g/s	44.9	52.45	7.55	50.25		18.41
200 g/s	44.24	50.58	6.34	48.64		20.02
250 g/s	43.8	49.28	5.48	47.55		21.11
Journée du 29 Octobre						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{Non-ref} - T_{pv}^{ref}$
Débit	T_{min}	T_{max}	$\delta T_{max} = T_{max} - T_{min}$	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{Non-ref}$	
100 g/s	27.17	36.4	9.23	33.9	49.39	15.49
150 g/s	26.05	33.43	7.38	31.32		18.07
200 g/s	25.4	31.58	6.18	29.76		19.63
250 g/s	24.98	30.31	5.33	28.69		20.7

Par ailleurs, en faisant varier le débit d'air de 100 à 250g/s, on constate que pour les trois journées de janvier, juillet et octobre, dont les vitesses de vent sont faibles, l'abaissement de températures du panneau PV refroidi varie entre 15.49 et 21.94°C par rapport à celui non-refroidi (Tableau III-9). Par contre, pour la journée du 12 mai, dont la température de l'air atteint 31.02°C, à cause de la vitesse du vent assez élevée (3.14 m/s) l'abaissement de températures est de seulement 6.48 à 10.44°C.

6.4 Performances du système de refroidissement sous conditions climatiques réelles

6.4.1 Puissance électrique du ventilateur

La puissance électrique nécessaire à l'activation d'un ventilateur dépend principalement de sa vitesse de rotation. En effet, plus il tourne vite plus il génère des débits d'air importants et plus il consomme de l'électricité.

En utilisant les lois de similitude pour les ventilateurs axiaux (Eqs.(III-15) et (III-16)), la puissance (P_{fan}) consommée par un ventilateur de diamètre D , qui fournit un débit d'air Q avec une vitesse de rotation (N), peut être évaluée à partir des valeurs nominales données par le constructeur (P_{fan}^* , Q^* , D^* et N^*) (He et al., 2014; Zhang et al., 2022), comme suit :

$$\frac{Q}{Q^*} = \left(\frac{D}{D^*}\right)^3 \frac{N}{N^*} \quad (III-15)$$

$$\frac{P_{fan}}{P_{fan}^*} = \left(\frac{D}{D^*}\right)^5 \left(\frac{N}{N^*}\right)^3 \frac{\rho}{\rho^*} \quad (III-16)$$

La densité de l'air s'exprime (Bahrehmand & Ameri, 2015) en fonction de la température par la relation :

$$\rho = 3.9147 - 0.016082 T_{air} + 2.9013 \cdot 10^{-5} T_{air}^2 - 1.9407 \cdot 10^{-8} T_{air}^3 \quad (III-17)$$

Avec $[T_{air}] = K$.

Pour cette étude on retient le ventilateur de marque (MASO, N° série: H843740A) dont les caractéristiques nominales sont mentionnées dans le Tableau III-10. Pour un ventilateur de 20cm de diamètre, on détermine la puissance qu'il consomme, pour différents débits d'air, par la relation (III-16).

Tableau III-10: Caractéristiques du ventilateur (MASO, N° série: H843740A).

	Valeurs nominales	Valeurs déduites par la relation (III-16)			
D (cm)	30.5	20			
Q (g/s)	980	50	75	100	125
N (tr/min)	2250	407	610	814	1018
P_{fan} (W)	80	0.057	0.20	0.45	0.90

6.4.2 Puissance nette et efficacité du panneau PV refroidi

La puissance électrique délivrée par le panneau PV s'exprime par la relation suivante (Skoplaki & Palyvos, 2009):

$$P_{opt} = P_{STC}^{opt} \frac{R_G}{R_{G_{STC}}} (1 - \mu(T_{pv} - T_{STC})) \quad (III-18)$$

Avec :

P_{STC}^{opt} est fournie par le constructeur (Tableau III-1). Elle correspond à la puissance électrique produite sous les conditions standards (STC) : $T_{STC} = 25^\circ C$, $R_{G_{STC}} = 1000 W/m^2$ et AM1.5.

T_{pv} est la température moyenne du silicium, et μ est le coefficient de température de puissance égale à $0.37\%/^\circ C$.

Le rendement (%) du panneau PV sous les conditions standards correspond à :

$$\eta_{STC} = 100 \frac{P_{STC}^{opt}}{R_{G_{STC}} \cdot S} \quad (III-19)$$

Sous d'autres conditions, l'efficacité du panneau PV est définie par (Skoplaki & Palyvos, 2009):

$$\eta = 100 \frac{P_{opt}}{R_G S} \quad (III-20)$$

Ce qui conduit à :

$$\eta = \eta_{STC} (1 - \mu(T_{pv} - T_{STC})) \quad (III-21)$$

Dans le cas du panneau PV refroidi, on doit tenir compte de la puissance électrique P_{fan} dépensée par le panneau PV lui-même pour l'activation des ventilateurs. Ainsi, la puissance nette produite par le panneau PV correspond à :

$$P_{net} = P_{opt}^{ref} - P_{fan} \quad (III-22)$$

L'efficacité nette du panneau PV refroidi s'exprime alors par :

$$\eta_{net} = 100 \cdot \frac{P_{net}}{R_G S} \quad (III-23)$$

Laquelle devient :

$$\eta_{net} = \eta_{STC} (1 - \mu(T_{pv}^{ref} - T_{STC})) - 100 \frac{P_{fan}}{R_G S} \quad (III-24)$$

Afin d'apprécier l'amélioration de l'efficacité de conversion du panneau PV, que le refroidissement génère, on compare l'efficacité du panneau PV refroidi à celui non-refroidi. On écrit alors :

$$\eta_r = 100. \frac{\eta_{net} - \eta}{\eta} \quad (III-25)$$

6.4.3 Evolutions de la puissance et de l'efficacité du panneau PV au cours des différentes journées

La figure (III – 11) illustre l'évolution de la puissance électrique optimale délivrée par le panneau PV au cours des quatre journées avec différents débits d'air. Il apparaît que l'effet du refroidissement est significatif au midi solaire. Quand l'intensité du rayonnement solaire diminue, le refroidissement produit par le ventilateur s'amenuise jusqu'à disparaître aux heures du lever et du coucher. En effet, le réchauffement du panneau PV est d'autant plus important que l'intensité du rayonnement solaire est grande. Ainsi, aux alentours de midi, le refroidissement permet au panneau PV d'abaisser sa température et de produire plus de puissance électrique par rapport à celui non-refroidi. Par ailleurs, quand le débit d'air augmente, le refroidissement s'intensifie et améliore la production électrique du panneau PV.

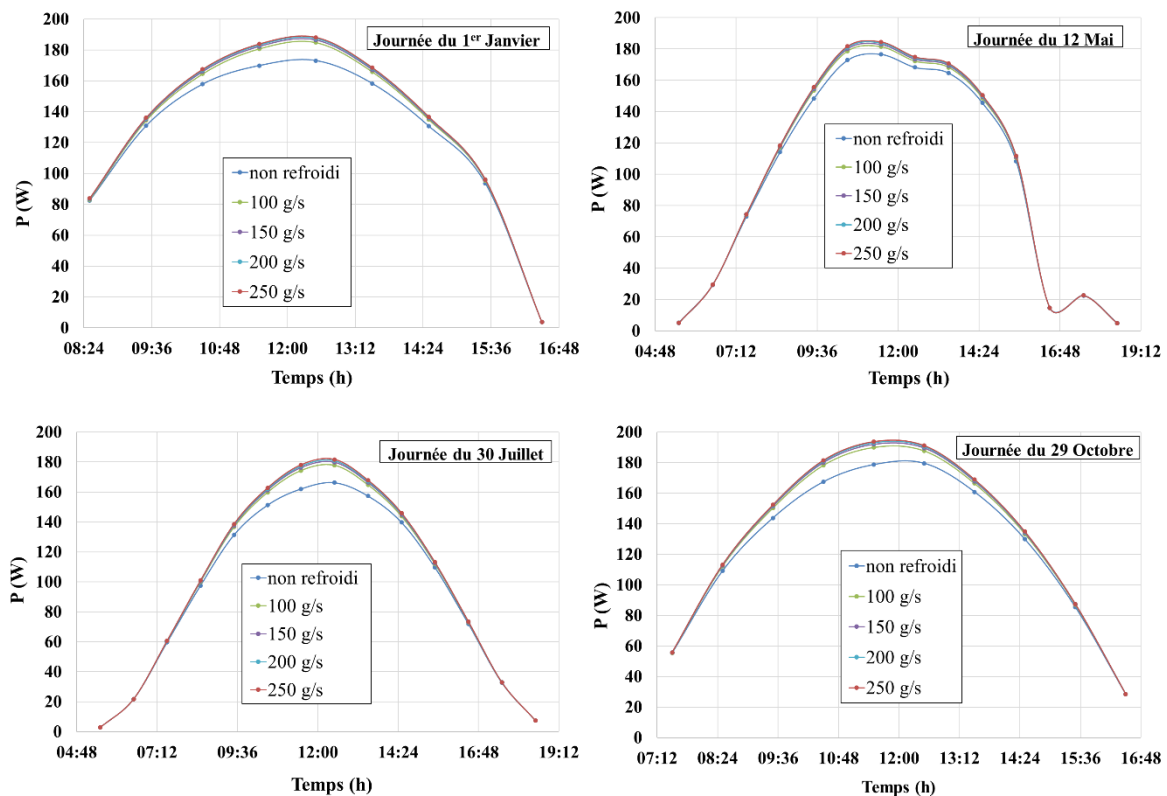


Figure III—11: Évolution de la puissance produite par le panneau refroidi et non-refroidi au cours des quatre journées.

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Le surplus de puissance électrique généré par le panneau PV refroidi à l'heure de l'ensoleillement maximal de la journée du 12 Mai est de seulement 4.69 à 6.39W. Pour les autres journées le gain de puissance est plus important, il atteint 11.2 à 13.82W selon le débit d'air.

En s'intéressant à l'efficacité nette du panneau PV, il apparaît à travers la figure (III – 12) que l'efficacité est d'autant meilleure que le débit d'air est important. Cependant, l'effet du refroidissement apparaît clairement durant l'intervalle de temps compris entre deux heures après le lever et deux heures avant le coucher du soleil, au cours duquel le panneau PV s'échauffe. En dehors de cette période, l'efficacité du panneau PV refroidi est nettement inférieure à celui non-refroidi, le dispositif de refroidissement consomme de l'énergie plus qu'il en génère.

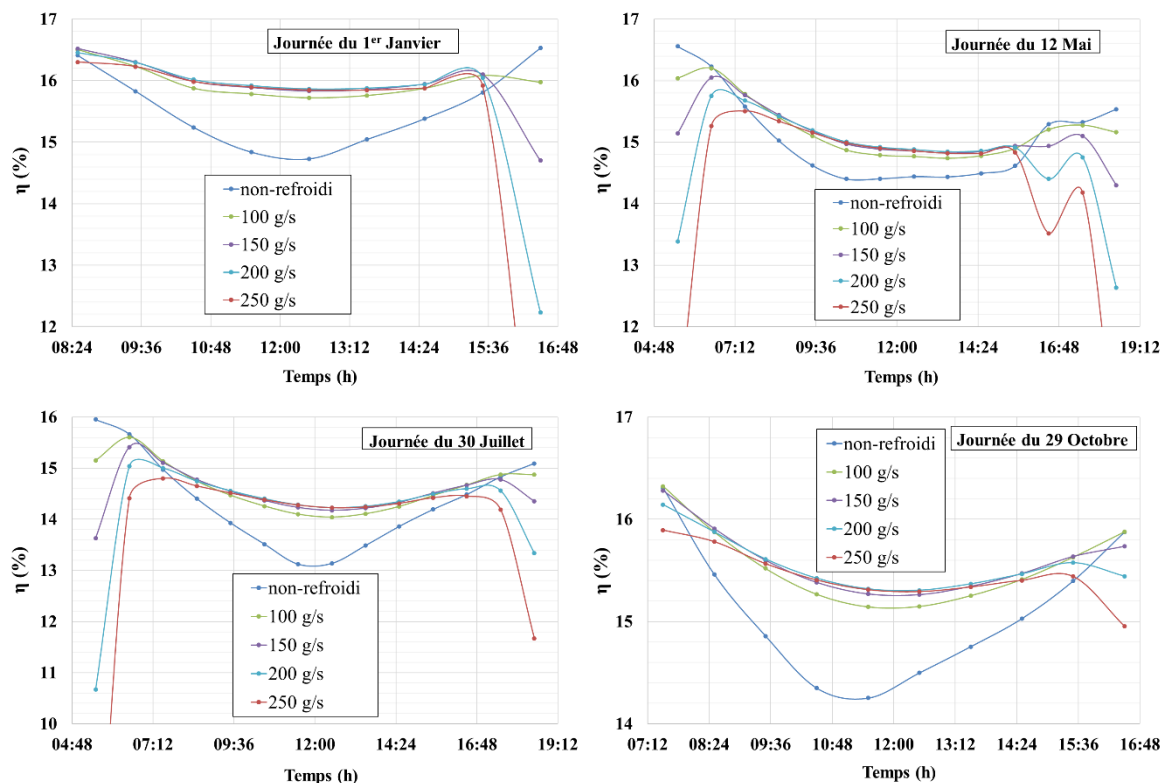


Figure III—12: Évolution de l'efficacité nette du panneau refroidi et non-refroidi au cours des quatre journées.

La figure (III – 13) traduit l'évolution, au cours de la journée, de l'amélioration de l'efficacité du panneau PV refroidi par les ventilateurs par rapport à celui non-refroidi. Il apparaît que la valeur optimale de débit d'air correspond à 200g/s. Ce débit optimal permet d'atteindre au midi solaire, des améliorations de 7.71%, 4.18%, 8.85% et 7.48% pour le 1^{er} Janvier, le 12 Mai, le 30 Juillet et le 29 Octobre. Par ailleurs, les résultats montrent que ce système de refroidissement peut aussi être utile durant les journées hivernales claires, en raison

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

des intensités appréciables de rayonnement solaire incident associées aux faibles températures de l'air et de vitesses du vent. Pour la journée du 12 mai, où l'intensité du vent est remarquable, l'amélioration de l'efficacité est faible.

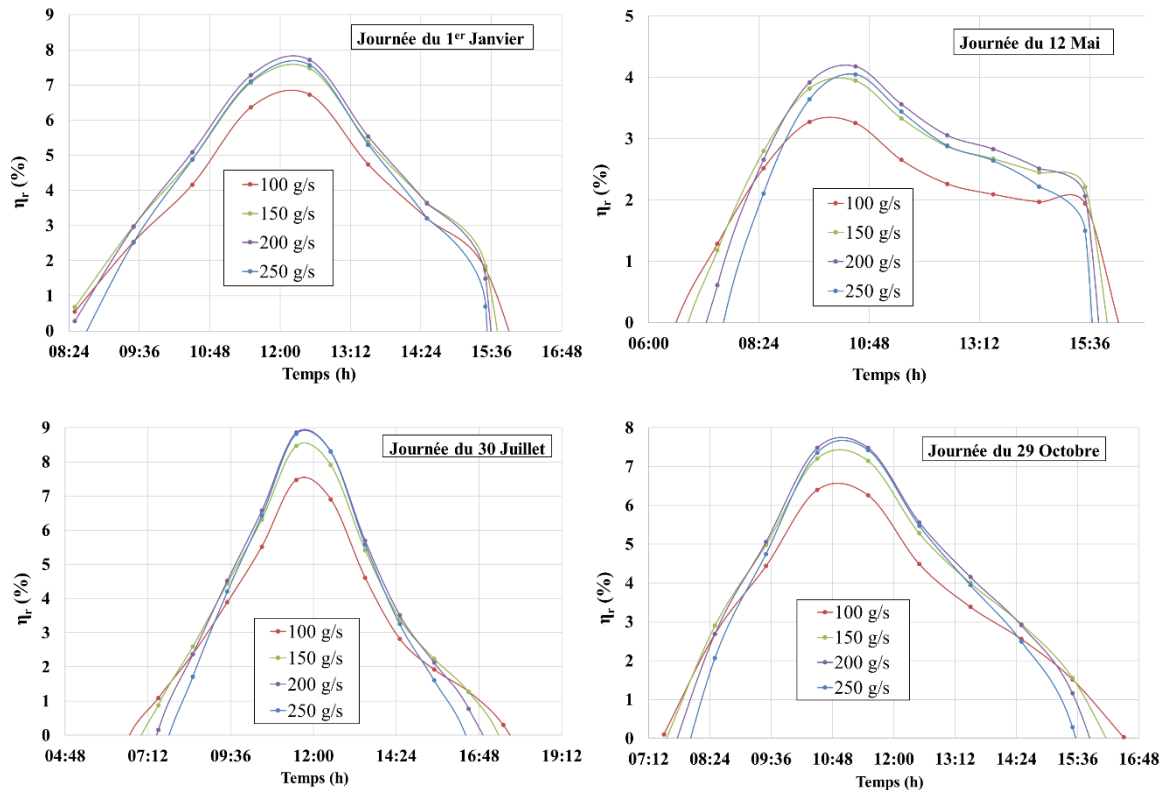


Figure III—13: Évolution de l'efficacité relative nette du panneau refroidi par rapport au panneau non-refroidi au cours des quatre journées.

En portant sur l'axe des ordonnées, l'efficacité relative, et sur l'axe des abscisses, l'écart de température entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant (Figure III—14), il apparaît qu'au-delà d'un seuil de 10°C, le refroidissement améliore l'efficacité du panneau PV. En deçà de ce seuil, l'efficacité relative est négligeable voire nulle ou négative (le système de refroidissement consomme plus qu'il en génère d'énergie).

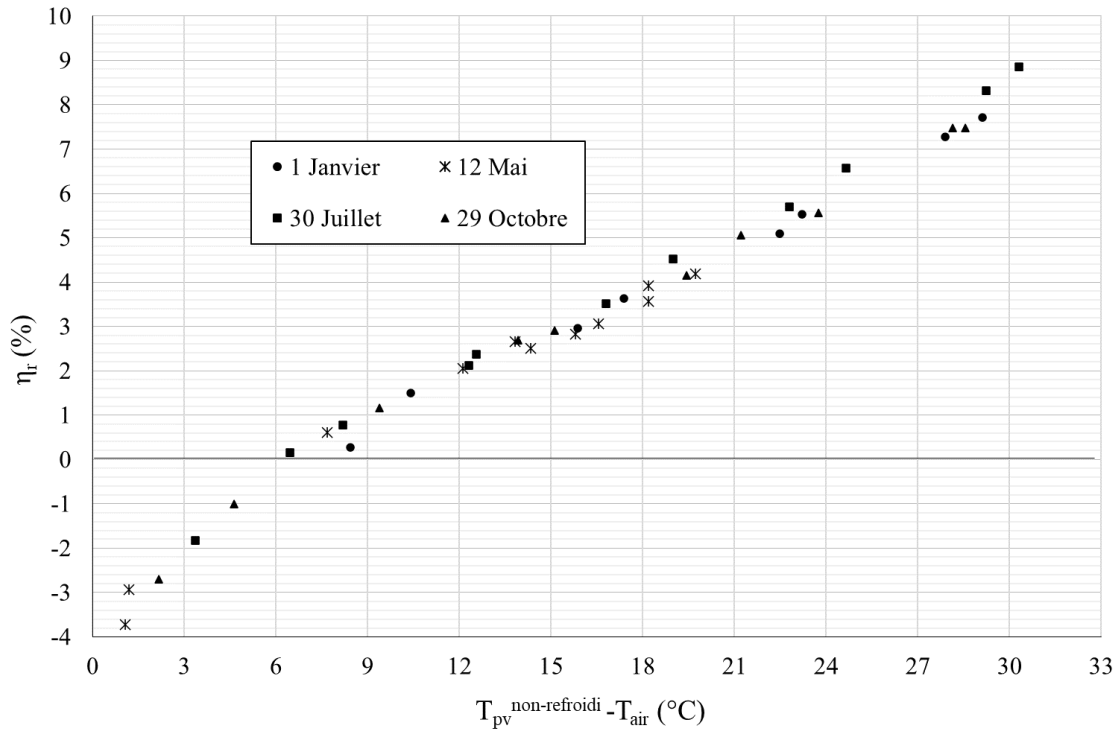


Figure III—14: Évolution de l'efficacité relative du panneau refroidi avec l'écart de température entre le panneau non-refroidi et l'air ambiant pour le débit optimal 200g/s.

6.4.4 Gains d'énergie

En tenant compte de la relation (III-18), on évalue à un instant t dans un intervalle de temps $[t-\tau, t+\tau]$ d'une heure ($\tau=30\text{min}$), les quantités d'énergies produites par le même panneau PV en situation refroidi et non-refroidi, qui s'expriment par :

$$E_h = \int_{t-\tau}^{t+\tau} P_{opt}(t) dt \quad \text{(III-26)}$$

La figure (III – 15) montre, pour le débit d'air de 200g/s, l'évolution de ces quantités d'énergie horaires E_h (Wh) au cours des quatre journées. Il apparaît que le refroidissement du panneau PV n'améliore pas toujours la production d'énergie électrique. En effet, on remarque, que l'effet bénéfique de l'action des ventilateurs apparaît dès que l'écart de températures entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant dépasse environ 10°C.

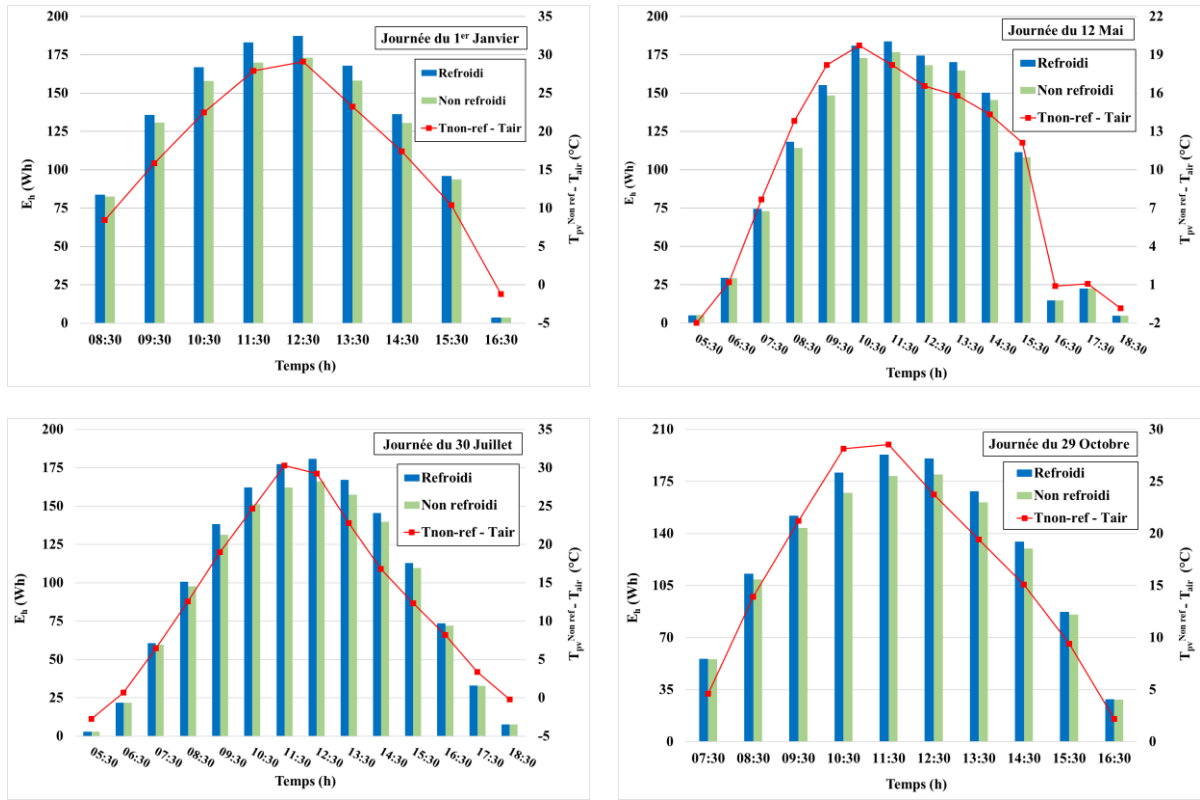


Figure III—15: Quantités horaires d'Énergie E_h (Wh) produites par le panneau PV en situations refroidi (avec un débit d'air de 200g/s) et non-refroidi. Ecart de températures entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant.

Ainsi, afin de quantifier les gains en énergie électrique que procure ce système de refroidissement, on évalue pour chaque journée j , dès que l'écart de températures de 10°C entre le panneau PV non refroidi et l'air ambiant est atteint, l'énergie produite par le panneau PV refroidi auquel on soustrait celle que fournirait ce même panneau non refroidi ainsi que celle requise pour l'activation des ventilateurs. Elle s'exprime par :

$$\delta E_j = \int_{t_1}^{t_c} P_{opt}^{ref}(t) dt - \int_{t_1}^{t_c} P_{opt}^{non-ref}(t) dt - \int_{t_1}^{t_c} P_{fan}(t) dt, \quad \text{si}(T_{pv}^{non-ref} - T_{air}) \geq 10 \quad (\text{III-27})$$

Avec :

$P_{opt}^{ref}(t)$ la puissance générée (Eq. III-18) par le panneau PV refroidi, $P_{opt}^{non-ref}(t)$ la puissance générée par le même panneau PV non-refroidi et $P_{fan}(t)$ la puissance consommée (Eq. III-16) par les ventilateurs à l'instant (t) . t_1 et t_c sont, respectivement, les heures du lever et du coucher de soleil.

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

On obtient des gains d'énergies de 52.51Wh, 38.06Wh, 63.15Wh et 57.6Wh pour respectivement, les journées de janvier, mai, juillet et octobre. On constate que la journée de mai présente la faible amélioration par rapport aux autres journées.

En termes de pourcentage par rapport à l'énergie produite par le panneau PV non-refroidi, on peut définir le taux d'amélioration d'énergie produite par l'expression suivante :

$$E_r = \frac{\delta E_j}{\int_{t_1}^{t_c} P_{opt}^{non-ref}(t) dt} \times 100 \quad (\text{III-28})$$

Ce taux montre que cette journée du 12 mai présente la faible valeur (Tableau III-11). En effet, pour cette journée, le vent souffle avec une intensité plus importante que les trois autres journées. Ainsi le refroidissement escompté par l'air ambiant est naturellement obtenu par l'action du vent. Les ventilateurs ne contribuent pas de façon significative. En effet, le taux journalier d'amélioration des gains en énergie est quasi identique avec 4.77, 4.81 et 4.65% pour, respectivement, les trois journées de janvier, juillet et octobre alors qu'il est seulement de 2.82% pour le 12 mai.

Tableau III-11: Taux d'amélioration des quantités d'énergies électrique produites (E_r) durant les quatre journées

	Intensité moyenne de la vitesse du vent (m/s)	E_r (%)
1^{er} Janvier	1.23	4.77
12 Mai	3.11	2.82
30 Juillet	1.8	4.81
29 Octobre	1.6	4.65

6.5 Performances du système de refroidissement en absence de vent

Les simulations pour les quatre journées sont reproduites en situation d'absence du vent (ou de très faibles vitesses du vent), dans ce cas le transfert de chaleur entre le panneau PV et l'air ambiant se fait par convection naturelle. Le coefficient d'échange convectif correspond à :

$$h_{conv} = h_n = \frac{N_{un} \lambda_{air}}{L_c} \quad (\text{III-29})$$

N_{un} est le nombre de Nusselt associé à la convection naturelle donné par l'équation (III-12) ou (III-13).

La face avant du panneau se refroidit uniquement par convection libre (naturelle), ce qui engendre une température d'équilibre plus élevée. Le refroidissement par ventilation va alors permettre un abaissement considérable de la température du panneau PV avec une nette amélioration de l'efficacité (Figure III—16). Au cours de la journée du 12 Mai, l'influence de

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

la vitesse du vent est significative. En effet durant cette journée la température du panneau non-refroidi est maintenue à seulement 46.8°C à cause de la vitesse du vent élevée qui atteint une valeur maximale de 4.8m/s. L'effet du refroidissement par ventilateurs sur le panneau PV est alors faible, il permet seulement un abaissement de température de 9.6°C (Tableau III-9). Alors qu'en absence de vent, la température du panneau atteint 76°C et l'action des ventilateurs le ramène à 37.84°C, soit un refroidissement de 38.16°C (Figure III—16).

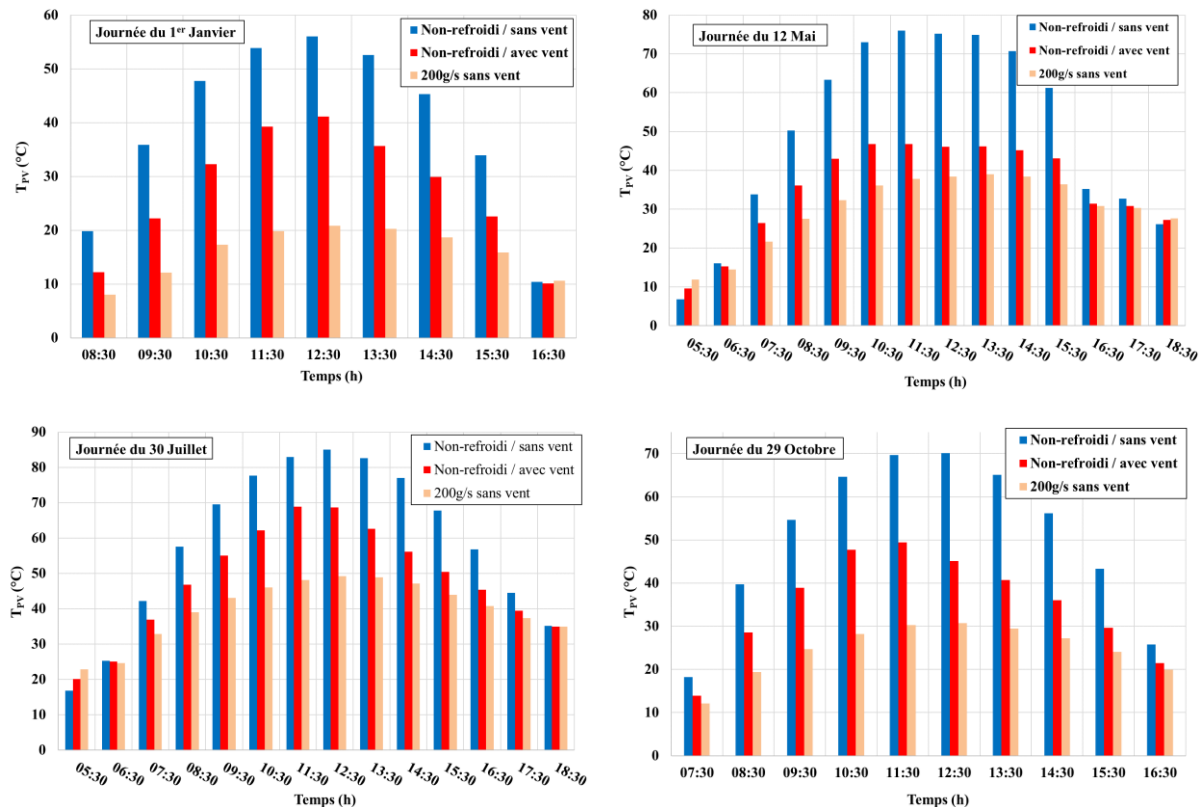


Figure III—16: Évolutions des températures du panneau PV non-refroidi en absence ou en présence du vent, et du panneau PV refroidi avec un débit d'air de 200g/s durant les quatre journées.

Le tableau (III – 12) recense, par rapport au panneau PV non-refroidi, les améliorations maximales de l'efficacité (η_r , Eq. (III-25)) et les gains d'énergie (E_r , Eq. (III-28)) obtenus durant les quatre journées. Il apparaît que le vent influe significativement sur l'amélioration de l'efficacité que procure le système de refroidissement. En présence de vent les améliorations varient de 4.18 à 8.85% alors qu'en absence de vent elles sont de 14.14 à 16.91%. Le même constat est observé pour les surplus d'énergie journalières que permet le refroidissement du panneau PV. En effet, pour les quatre journées, il évolue de 2.82 à 4.81% en présence de vent et augmente jusqu'à 10.67 à 12.56% en absence de vent.

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Tableau III-12: Améliorations de l'efficacité (η_r) et des quantités d'énergies (E_r) durant les quatre journées, en présence et en absence du vent.

	η_r (%)		E_r (%)	
	Présence du vent	Absence du vent	Présence du vent	Absence du vent
1^{er} Janvier	7.71	14.14	4.77	10.67
12 Mai	4.18	16.83	2.82	12.56
30 Juillet	8.85	16.49	4.81	11.61
29 Octobre	7.48	16.91	4.65	12.39

7 Conclusion

La distribution du champ de température dans un panneau PV refroidi est un paramètre important à ne pas négliger. A cet effet, des simulations numériques ont été effectuées pour proposer un dispositif optimal de refroidissement qui permet d'homogénéiser cette distribution de températures. En utilisant deux ventilateurs axiaux qui soufflent de l'air ambiant sur la face arrière d'un panneau PV commercial de dimensions standards, on a étudié l'effet de leurs positions et celles des sections de sorties d'air, de l'épaisseur du canal dans lequel s'écoule l'air ambiant et du diamètre des ventilateurs. Dans un premier temps, les simulations ont été réalisées sous des conditions extrêmes ($R_G=1000\text{W/m}^2$ et $T_{\text{air}}=50^\circ\text{C}$ en absence du vent), par la suite, la configuration favorisant le refroidissement conséquent du panneau PV avec une distribution homogène de températures est retenue comme configuration optimale. Cette dernière a ensuite été retenue pour quantifier le gain en énergie que procure ce système de refroidissement au cours de l'année. Pour ce faire, on a considéré quatre journées de l'année prévalant à Tizi-Ouzou (36.7°N , 4.05°E). Les résultats obtenus montrent que durant les journées d'été, l'amélioration de l'efficacité du panneau PV refroidi par rapport au panneau non refroidi, est de l'ordre de 8.85%. Elle peut atteindre 16.49% en l'absence de vent.

En activant le système de refroidissement aux moments opportuns, c'est-à-dire dès que l'écart de températures entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant atteint 10°C , on produit pour les quatre journées du 1er janvier, 12 mai, 30 juillet et 29 octobre : 38 à 63.16Wh/j de plus que le panneau PV non-refroidi exposé aux mêmes conditions météorologiques prévalant durant ces journées. Cette amélioration peut atteindre 154.27Wh/j en absence de vent.

Le refroidissement par deux ventilateurs disposés judicieusement à l'arrière du panneau PV, permet certes un bon refroidissement. Cependant, l'activation de deux ventilateurs nécessite une puissance électrique plus importante que celle relative à un seul ventilateur assurant le même débit d'air. De plus, se basant sur les travaux de Nebbali et al. (2020), l'utilisation d'un ventilateur a permis d'atteindre, sous des conditions climatiques extrêmes, des gains de 29.5% en efficacité, mais cette étude a concerné un panneau PV de dimension réduite ($29\text{cm}\times 22\text{cm}$)

Chapitre III : Effet du refroidissement par deux ventilateurs placés à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

et ne donne aucune indication sur la distribution de température sur un panneau PV commercial de dimensions standards. Dans le chapitre qui suit, il sera question d'étudier le refroidissement, de ce panneau PV par un seul ventilateur.

Chapitre IV

Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

1 Introduction

Pour un débit d'air fixé, la disposition, les dimensions et le nombre de ventilateurs qui assurent le refroidissement d'un panneau photovoltaïque (PV) ne modifient pas de façon significative sa température moyenne, mais influe plutôt sur la distribution du champ de températures.

A cet effet, les performances de deux systèmes de refroidissement par air qui s'écoule à travers une cavité de 5mm d'épaisseur seront comparées. Le premier système est celui retenu dans le chapitre précédent, composé de deux ventilateurs de diamètre 20cm placés sur l'axe transversal du panneau PV et qui injectent un débit total d'air de 200 g/s. Le deuxième système est composé d'un seul ventilateur de même dimension, placé au centre de la face arrière du panneau PV et qui injecte le même débit d'air de 200g/s. les simulations sont effectuées en considérant des conditions climatiques extrêmes caractérisées par : $R_G=1000W/m^2$ et $T_{air} = 50^\circ C$ avec absence de vent.

2 Refroidissement par deux ventilateurs vs un ventilateur de mêmes dimensions

2.1 Position du problème

La figure (IV – 1) illustre la face inférieure de la cavité sur laquelle est monté le ventilateur en son centre alors que les sorties d'air associées peuvent être transversales (Figure IV—1a) ou longitudinales (Figure IV—1b). Pour le cas de deux ventilateurs, qui est le cas optimal déterminé dans le chapitre précédent (Chapitre III), les sorties d'air sont transversales (Figure IV—1c). On étudie aussi l'influence de la couche d'aluminium de 1mm d'épaisseur, placée sur la face arrière du panneau PV.

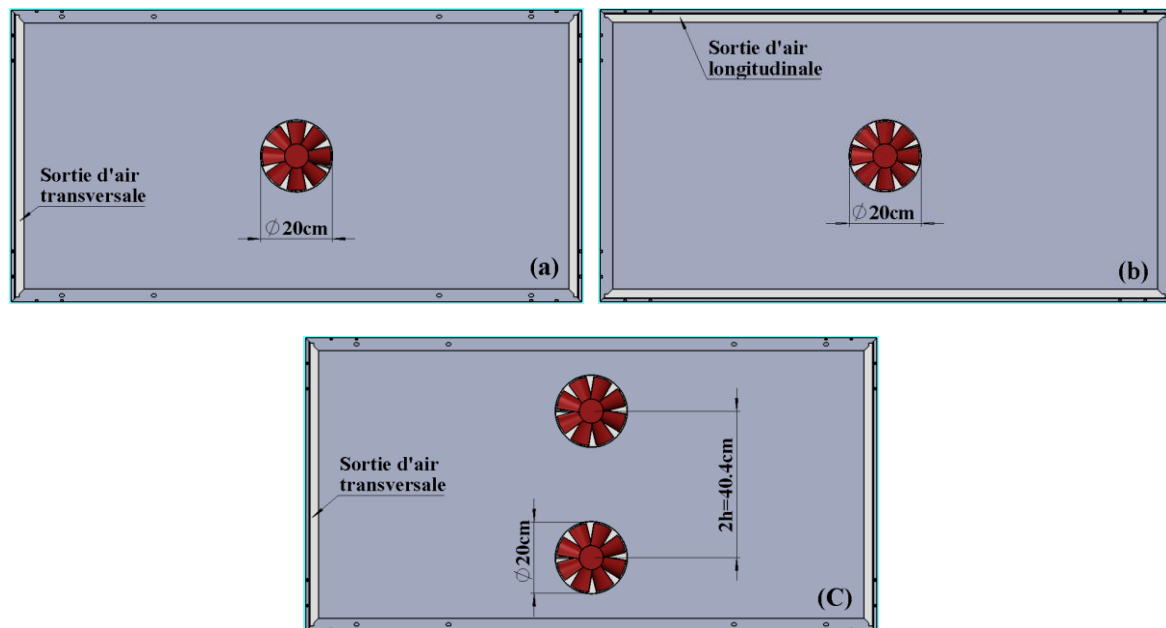


Figure IV—1: Illustration du panneau PV refroidi par un et deux ventilateurs.

2.2 Domaine de calcul, maillage et conditions aux limites

Le domaine de calcul et son maillage sont réalisés par la même procédure adoptée pour le système de refroidissement par deux ventilateurs (cf. Chapitre III, § 3), à savoir : on réalise en 2D des mailles quadrilatères de 3mm sur le plan inférieur de la cavité, ensuite par extrusion, selon la direction perpendiculaire à ce plan, des mailles hexaédriques sont générées pour former la cavité d'air et les différentes couches qui composent le panneau PV (Aluminium, Tedlar, EVA, silicium et le verre). Les mailles de la cavité ont une hauteur de 1mm, tandis que celles des autres couches sont de la même épaisseur du matériau.

Par ailleurs, le domaine de calcul est défini en adoptant les mêmes conditions aux limites : MASSFLOW-INLET, OUTFLOW et SYMMETRY, pour, respectivement, les sections d'entrées et de sorties d'air et les plans de symétries (cf. Chapitre III, § 4).

Les équations (III – 1 à 10) sont adoptées pour les domaines solides, alors que pour le domaine fluide les équations associées sont décrites par les relations (III – 11) et le tableau (III – 4) (cf. Chapitre III, § 5).

2.3 Résultats

2.3.1 Température du panneau PV

Il apparaît à travers la figure (IV – 2) que l'utilisation d'un seul ventilateur doit être associé à des sorties d'air transversales. En effet, cette configuration assure un meilleur refroidissement du panneau PV avec une meilleure homogénéisation du champ de températures. On constate

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

qu'en absence de la couche d'aluminium (Tableau IV-1), le panneau PV atteint une température moyenne $T_{pv}=60.53^{\circ}\text{C}$ avec un gradient maximal de température $\delta T_{\max}=10.78^{\circ}\text{C}$ pour des sorties d'air transversales, contre $T_{pv}=64.08^{\circ}\text{C}$ et $\delta T_{\max}=20.34$ pour des sorties d'air longitudinales. En rajoutant la couche d'aluminium, le même constat est observé avec tout de même un abaissement du gradient de température de 3.35°C et 3.65°C pour les cas des sorties d'air transversales et longitudinales respectivement.

Tableau IV-1: Température moyenne et gradient de température maximal (δT_{\max}) du panneau PV refroidi par un ou deux ventilateurs qui soufflent un débit d'air total de 200g/s.

	1 ventilateur de 20cm Sorties d'air transversales		1 ventilateur de 20cm Sorties d'air longitudinales		2 ventilateurs de 20cm Sorties d'air transversales	
	δT_{\max} ($^{\circ}\text{C}$)	T_{pv} ($^{\circ}\text{C}$)	δT_{\max} ($^{\circ}\text{C}$)	T_{pv} ($^{\circ}\text{C}$)	δT_{\max} ($^{\circ}\text{C}$)	T_{pv} ($^{\circ}\text{C}$)
Sans aluminium	10.78	60.53	20.34	64.08	7	60.49
Avec aluminium	7.43	60.97	16.69	64.3	5.6	60.99

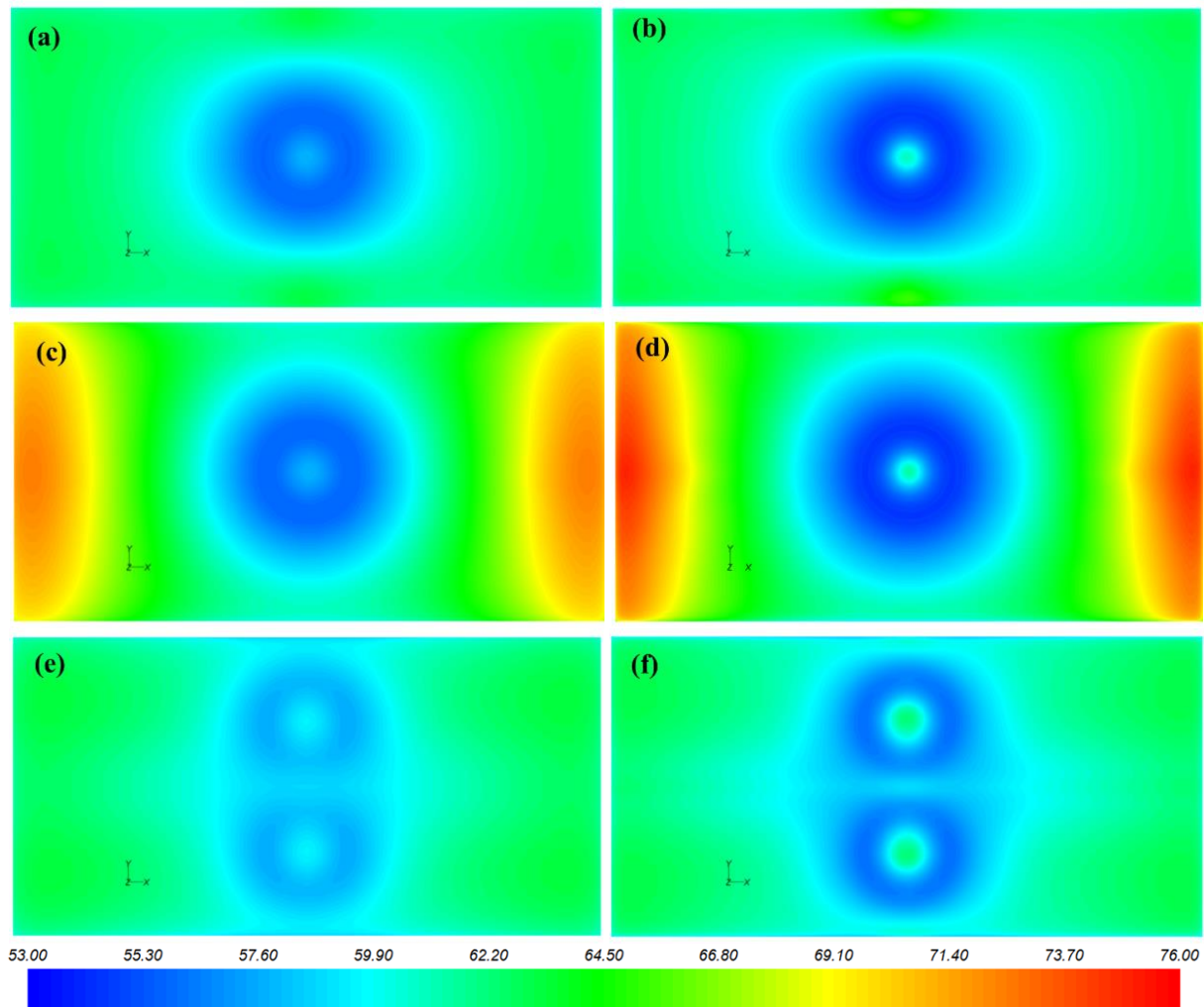


Figure IV—2: Champ de températures ($^{\circ}\text{C}$) du panneau PV refroidi par :(a – b). un ventilateur associé à des sorties d'air transversales. (c – d). un ventilateur associé à des sorties d'air longitudinales. (e – f). deux ventilateurs associés à des sorties d'air transversales. délivrant un débit total $Q=200\text{g/s}$. À gauche : en présence de la couche d'aluminium. À droite : en absence de la couche d'aluminium.

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

La figure (IV – 2) et le tableau (IV – 1) montrent que pour un débit global de 200g/s, le recours à deux ventilateurs permet une meilleure homogénéisation des températures ($\delta T_{\max}=10.78^{\circ}\text{C}$ pour un ventilateur et seulement $\delta T_{\max}=7^{\circ}\text{C}$ avec deux ventilateurs). Par contre, à cause du même débit d'air, les deux situations offrent un même niveau de température moyenne du panneau PV. Par ailleurs, le gradient de températures diminue pour les trois configurations en présence de la couche d'aluminium.

2.3.2 Puissance d'activation des ventilateurs

Soit à évaluer, pour un même débit global d'air, les puissances nécessaires pour l'activation d'un ou deux ventilateurs de mêmes diamètres D.

Tenant compte des relations (III – 15 à 17), la puissance d'activation d'un ventilateur de diamètre D qui souffle un débit d'air Q , correspond à :

$$P_{1\text{-fan}} = A Q^3 \quad (\text{IV-1})$$

Avec :

$$A = P_{\text{fan}}^* \frac{D^{*4}}{D^4} \frac{1}{Q^{*3}} \frac{\rho}{\rho^*} \quad (\text{IV-2})$$

Alors que pour deux ventilateurs, toujours de diamètres D et soufflant chacun un débit $Q/2$, elle correspond à :

$$P_{2\text{-fan}} = 2 \cdot A \left(\frac{Q}{2}\right)^3 \quad (\text{IV-3})$$

Soit :

$$P_{2\text{-fan}} = \frac{1}{4} \cdot A Q^3 \quad (\text{IV-4})$$

Ce qui conduit à :

$$P_{2\text{-fan}} = \frac{1}{4} P_{1\text{-fan}} \quad (\text{IV-5})$$

Il apparaît alors, que pour un même débit global d'air et mêmes diamètres, que la puissance d'activation de deux ventilateurs est 4 fois moins importante que celle requise par un seul ventilateur.

Par ailleurs, on obtient à partir des relations (III – 15 à 17) l'évolution de la puissance d'un ventilateur avec le débit et son diamètre, exprimée par :

$$P_{fan} = B \frac{Q^3}{D^4} \quad (IV-6)$$

Avec :

$$B = P_{fan}^* \frac{D^{*4} \rho}{Q^{*3} \rho^*} \quad (IV-7)$$

L'évolution de la puissance d'activation de ventilateurs en fonction du diamètre, est représentée par la figure (IV – 3), en considérant les caractéristiques nominales du ventilateur: MASO - N° série: H843740A (Tableau III-10).

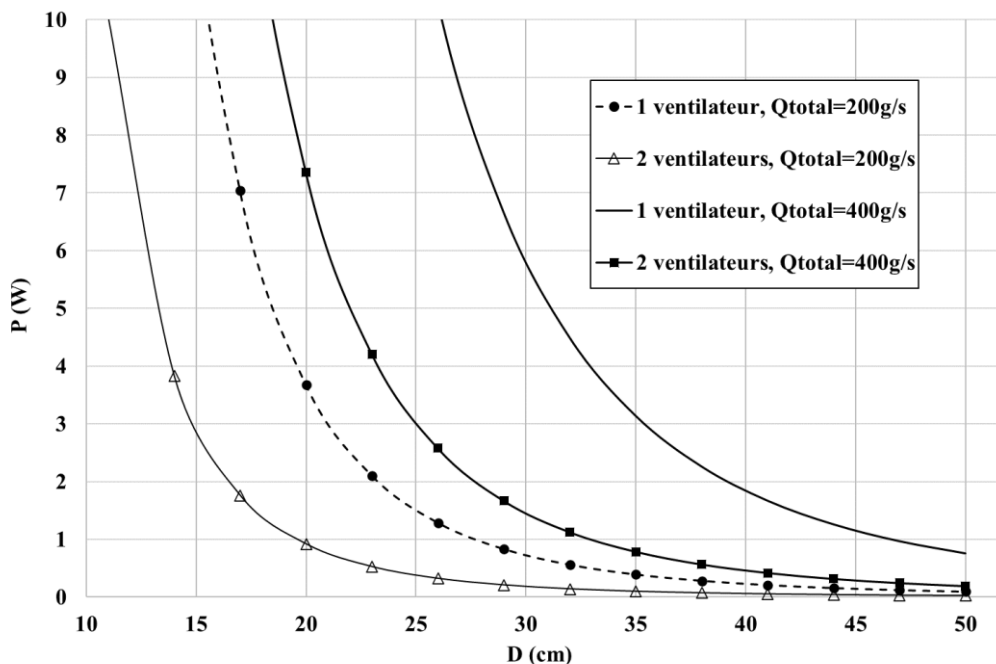


Figure IV—3: Puissance d'activation d'un seul ou deux ventilateurs en fonction du diamètre.

A partir du tableau (IV – 1), il apparaît que le recours à deux ventilateurs permet, d'une part, d'obtenir un meilleur refroidissement et une bonne homogénéisation du champ de températures et d'autre part, de réduire la puissance nécessaire à leur activation (Figure IV—3).

D'après le tableau (IV – 1), l'homogénéisation du champ de température est favorisée par la section importante des entrées d'air qu'offrent ces ventilateurs. En effet, une surface importante du panneau PV est exposée au flux d'air.

Cependant, le refroidissement par un seul ventilateur (Figure IV—4b) peut être envisagé, à condition de choisir un diamètre adéquat qui minimise son énergie d'activation et assure une bonne homogénéisation du champ de température sur le panneau PV.

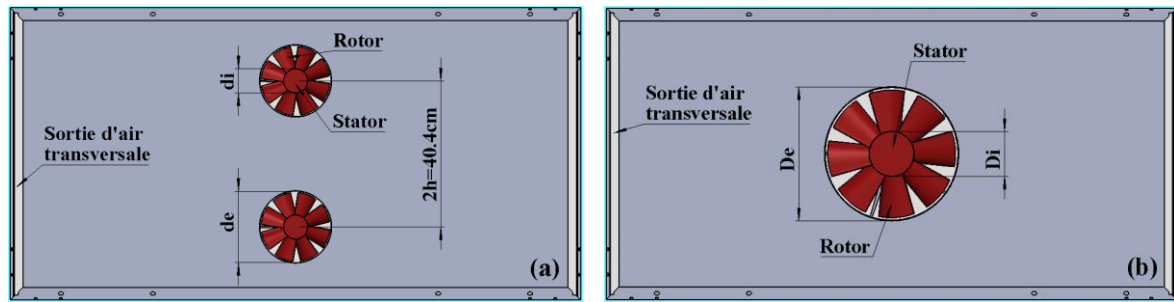


Figure IV—4: Illustration de la disposition d'un ou deux ventilateurs associés aux sorties d'air transversales.

En prenant comme référence le système à deux ventilateurs de 20cm (Figure IV—4a), on doit déterminer le diamètre D_e (Figure IV—4b) pour lequel la section d'entrée d'air S_2 du système à un seul ventilateur est équivalente à la section totale S_1 des deux ventilateurs de diamètres $d_e=20\text{cm}$.

On a la section totale des entrées d'air S_1 (Figure IV—4a) s'exprime par :

$$S_1 = \frac{\pi(d_e^2 - d_i^2)}{4} \times 2 \quad (\text{IV-8})$$

Sachant que le diamètre du stator (d_i) est d'environ le tiers du diamètre du rotor (d_e), on obtient :

$$S_1 = \pi \left(\frac{2d_e^2}{9} \right) \times 2 \quad (\text{IV-9})$$

Avec un diamètre de 20cm, la section d'entrée d'air (S_1) vaut environ 558.5cm^2 .

Pour refroidir avec un seul ventilateur de diamètre (D_e), plus grand, on peut considérer par similitude que le diamètre du stator (D_i) est environ le tiers du diamètre du rotor (D_e) (Figure IV—4b), la section d'entrée d'air (S_2) correspond alors à :

$$S_2 = \pi \left(\frac{2D_e^2}{9} \right) \quad (\text{IV-10})$$

Afin d'atteindre le même degré de refroidissement que celui assuré par deux ventilateurs, la section d'entrée d'air (S_2) doit être au moins égale ou supérieure à la section de soufflage des deux ventilateurs ($S_1=558.5\text{cm}^2$). On peut donc déterminer le diamètre D_e qui permet de vérifier l'inégalité : $S_2 \geq S_1$. Laquelle est vérifiée pour :

$$D_e \geq \sqrt{\frac{9S_1}{2\pi}} \quad (\text{IV-11})$$

Pour $S_1=558.5\text{cm}^2$, on obtient :

$$D_e \geq 28.28\text{cm}$$

Par ailleurs, la figure (IV – 3) montre que la puissance consommée par deux ventilateurs de diamètre $d_e=20\text{cm}$ peut être réduite en utilisant un seul ventilateur de grand diamètre D_e .

A travers la figure (IV – 5) qui exprime l'évolution, avec le diamètre D_e , des différences de puissances d'activation d'un ventilateur de diamètre D_e et de deux ventilateurs de 20cm de diamètre, il apparaît que pour un même débit global d'air, cet écart s'amenuise avec l'augmentation du diamètre. De plus, on constate un diamètre critique à partir duquel, la puissance ($P_{1\text{-fan-}D_e}^Q$) consommée par un seul ventilateur qui souffle un débit (Q) est inférieure à celle consommée ($2P_{1\text{-fan-}20\text{cm}}^{Q/2}$) par deux ventilateurs de diamètre $d_e=20\text{cm}$ qui injectent chacun un débit $Q/2$. Ainsi, pour deux ventilateurs de 20cm de diamètres débitant 200g/s, on a une puissance d'activation de 0.92W, alors que cette puissance permettrait d'activer, pour ce même débit d'air, un seul ventilateur de diamètre 28.28cm (Figure IV—3 et IV – 5). Au-delà de 28.28cm, la puissance requise à l'activation d'un seul ventilateur devient plus faible que celle d'activation de deux ventilateurs de 20cm de diamètre.

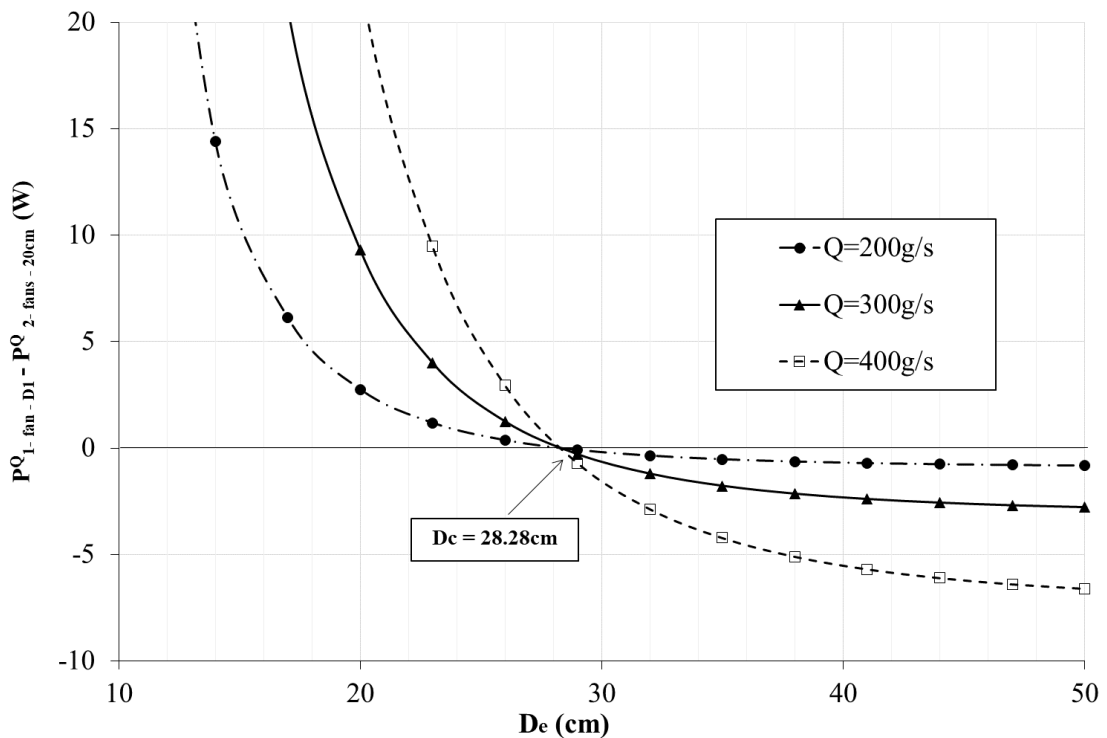


Figure IV—5: Évolution de l'écart entre la puissance consommée par un seul ventilateur de diamètre D_e et celle consommée par deux ventilateurs de 20cm de diamètres.

Ce diamètre de 28.28cm peut être déduit analytiquement par une simple résolution de la relation suivante :

$$\left(P_{1\text{-fan-}D_e}^Q\right) \leq \left(2P_{1\text{-fan-}d_e}^{Q/2}\right) \quad (\text{IV-12})$$

Par ailleurs, à partir des relations (IV – 6) et (IV – 7) on aboutit à :

$$B \frac{Q^3}{D_e^4} \leq 2B \frac{(Q/2)^3}{d_e^4} \quad (\text{IV-13})$$

laquelle devient :

$$\frac{1}{D_e^4} \leq \frac{1}{4d_e^4} \Rightarrow D_e \geq (4d_e^4)^{0.25} \quad (\text{IV-14})$$

pour $d_e=20\text{cm}$, on aboutit à :

$$D_e \geq 28.28 \text{ cm} \quad (\text{IV-15})$$

Ainsi, pour le refroidissement par un seul ventilateur, on doit veiller à avoir un ventilateur de diamètre supérieur à 28.28cm pour minimiser sa puissance d'activation et assurer au moins le même niveau de refroidissement que celui produit par deux ventilateurs de 20cm de diamètre.

3 Refroidissement par un seul ventilateur de grand diamètre

3.1 Effet du diamètre

En se basant sur les résultats obtenus par le cas optimal qui concerne le refroidissement d'un panneau PV par deux ventilateurs de diamètres 20cm associés aux sorties d'air transversales (Figure IV—1C), on effectue des simulations numériques en considérant le même panneau PV (Tableau III-1) refroidi par un seul ventilateur associé aux sorties d'air transversales et sous les mêmes conditions climatiques : $R_G=1000\text{W/m}^2$, $T_{\text{air}}=50^\circ\text{C}$ en absence de vent.

En considérant un débit d'air de 200g/s, trois cas de figure seront comparés :

Cas-1 : Panneau PV refroidi par deux ventilateurs de diamètre 20cm

Cas-2 : Panneau PV refroidi par un ventilateur de diamètre $D=30\text{cm}$

Cas-3 : Panneau PV refroidi par un ventilateur de diamètre $D=38\text{cm}$

3.1.1 Description du domaine de calculs

La cavité d'air placée sous le panneau PV est de 5mm d'épaisseur, la section d'entrée d'air (ventilateur) est située au centre du plan inférieur de la cavité (à 5mm de la face arrière du panneau), tandis que les sorties d'air sont localisées aux extrémités transversales (Figure IV—6).

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

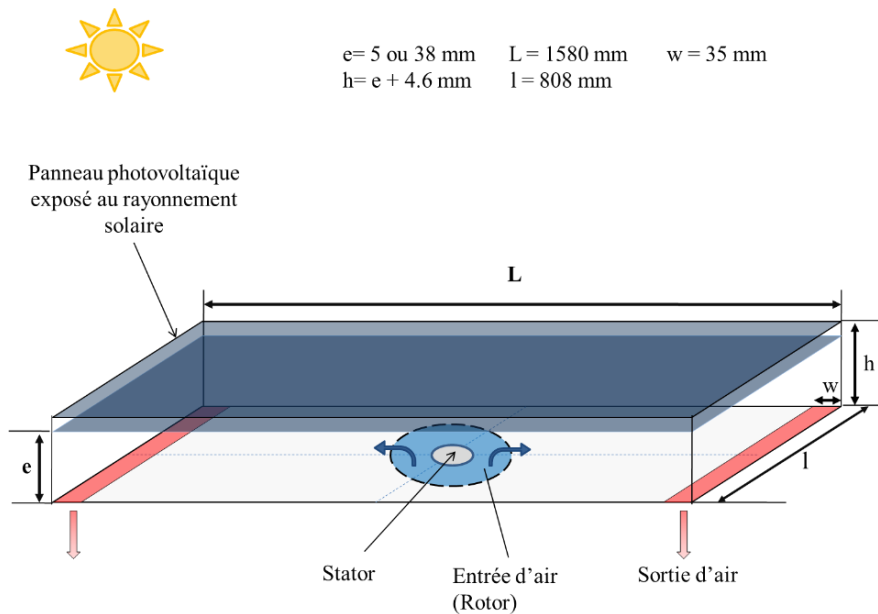


Figure IV—6: Système de refroidissement d'un panneau PV par un seul ventilateur

3.1.2 Résultats

La figure (IV – 7) et le tableau (IV – 2) montrent les distributions de températures sur le panneau PV refroidi par un seul ventilateur de diamètres 30cm et 38cm, et par deux ventilateurs de diamètres 20cm soufflant un débit total d'air $Q=200\text{g/s}$.

A partir du tableau (IV – 2), il apparaît que le refroidissement par un seul ventilateur accentue l'hétérogénéité du champ de températures. En effet, on atteint des gradients de températures $\delta T_{\text{max}}=14.11$ et 21.18°C avec un ventilateur, respectivement, de diamètre 30 (Cas – 2) et 38cm (Cas – 3) contre seulement 7°C avec deux ventilateurs (Cas-1). La figure (IV – 7) montre que cela est causé par le diamètre important du stator. En effet, la surface du panneau PV qui fait face au stator, n'est pas bien ventilée par l'air frais soufflé à travers le rotor, ce qui constitue un point chaud. Pour un diamètre de 30cm (Cas – 2), la température maximale est de 68.67°C , alors que pour 38cm (Cas – 3) elle est de 75.29°C . Ainsi, plus le diamètre du ventilateur augmente plus la température du point chaud est importante.

Tableau IV-2: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les cas 1, 2 et 3, en présence ou en absence de la couche d'aluminium avec un débit total d'air de 200g/s

	2 ventilateurs de 20cm (cas – 1)		1 seul ventilateur de 30cm (cas –2)		1 seul ventilateur de 38cm (cas – 3)	
	Avec Alu	Sans Alu	Avec Alu	Sans Alu	Avec Alu	Sans Alu
T_{min} ($^\circ\text{C}$)	57.65	56.07	56.16	54.55	55.64	54.1
T_{max} ($^\circ\text{C}$)	63.25	63.07	63.17	68.67	64.35	75.29
$\delta T_{\text{max}}= T_{\text{max}}- T_{\text{min}}$ ($^\circ\text{C}$)	5.6	7	7.01	14.11	8.71	21.18
T_{pv} ($^\circ\text{C}$)	60.99	60.49	61.07	60.64	60.67	60.4

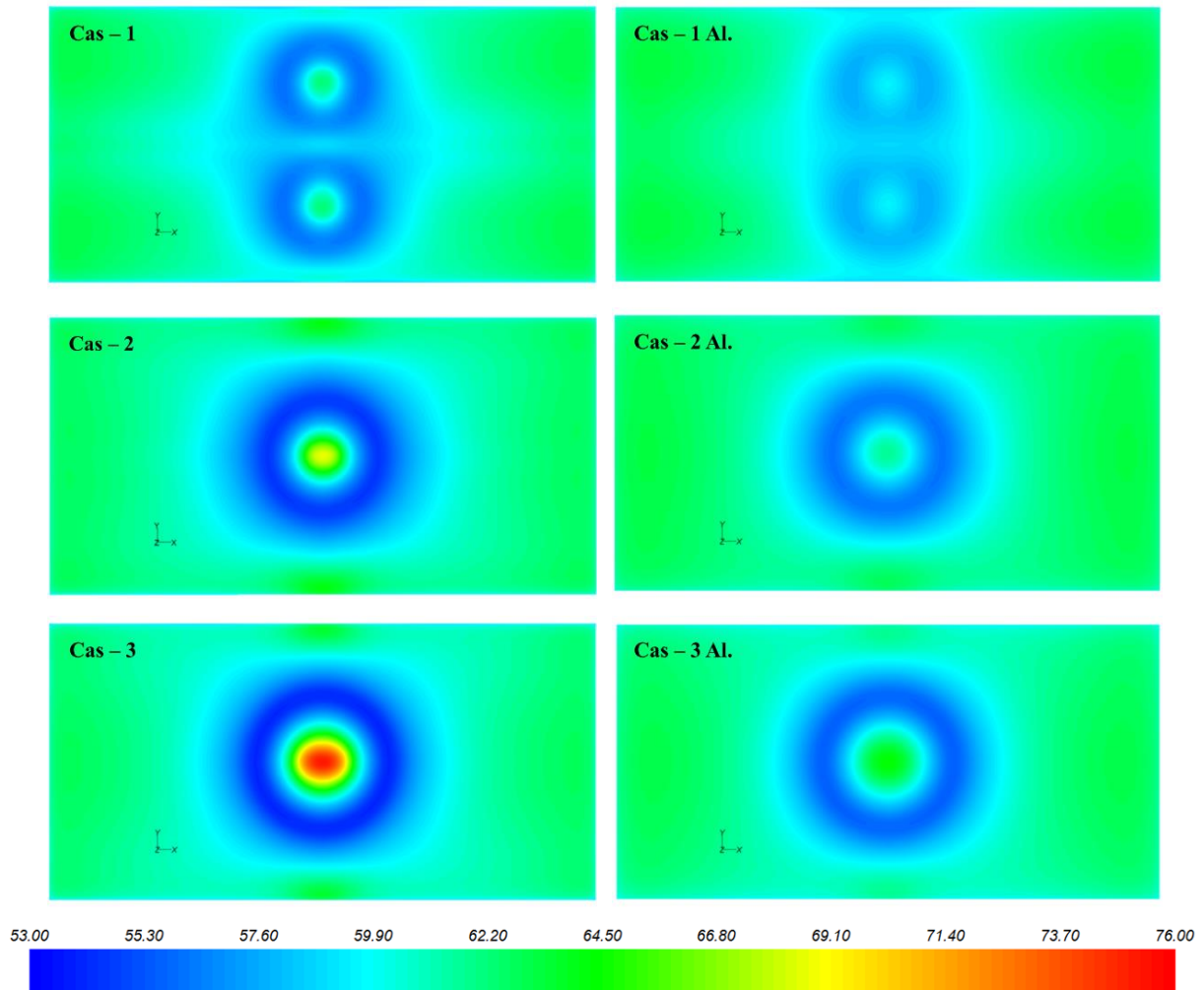


Figure IV—7: Champ de températures (°C) du panneau PV refroidi avec un débit $q=200\text{g/s}$. A gauche : en absence de la couche d'aluminium. A droite : en présence de la couche d'aluminium.

L'apparition de ce points chaud est due à la mauvaise circulation de l'air entre le stator et la surface inférieur du panneau PV. Le flux d'air à l'entrée du ventilateur est directement dévié par le stator vers les sorties latérales situées aux extrémités, ce qui constitue une zone de recirculation à faible taux de renouvellement d'air dont les vitesses d'écoulement sont très faibles voire nulles (Figure IV—8).

Pour pallier ces points chauds, on propose d'utiliser un dissipateur de chaleur, telle qu'une plaque d'aluminium de 1mm d'épaisseur sur la face inférieure du Tedlar. On remarque alors, que les températures des points chauds atteignent 63.17°C et 64.35°C pour, respectivement, les cas-2 et 3. Soit des baisses de températures de 5.5 et 10.94°C . Ce qui permet d'atteindre des gradients de températures $\delta T_{\max}=7.01^\circ\text{C}$ (Cas - 2), $\delta T_{\max}=8.71^\circ\text{C}$ (Cas - 3) très proches de celui obtenu avec deux ventilateurs ($\delta T_{\max}=7^\circ\text{C}$, Cas - 1). Ainsi, la conductivité thermique élevée de l'aluminium, favorise le transfert de chaleur par conduction, et contribue à l'homogénéisation du champ de températures du panneau PV (Figure IV—7, Tableau IV-2).

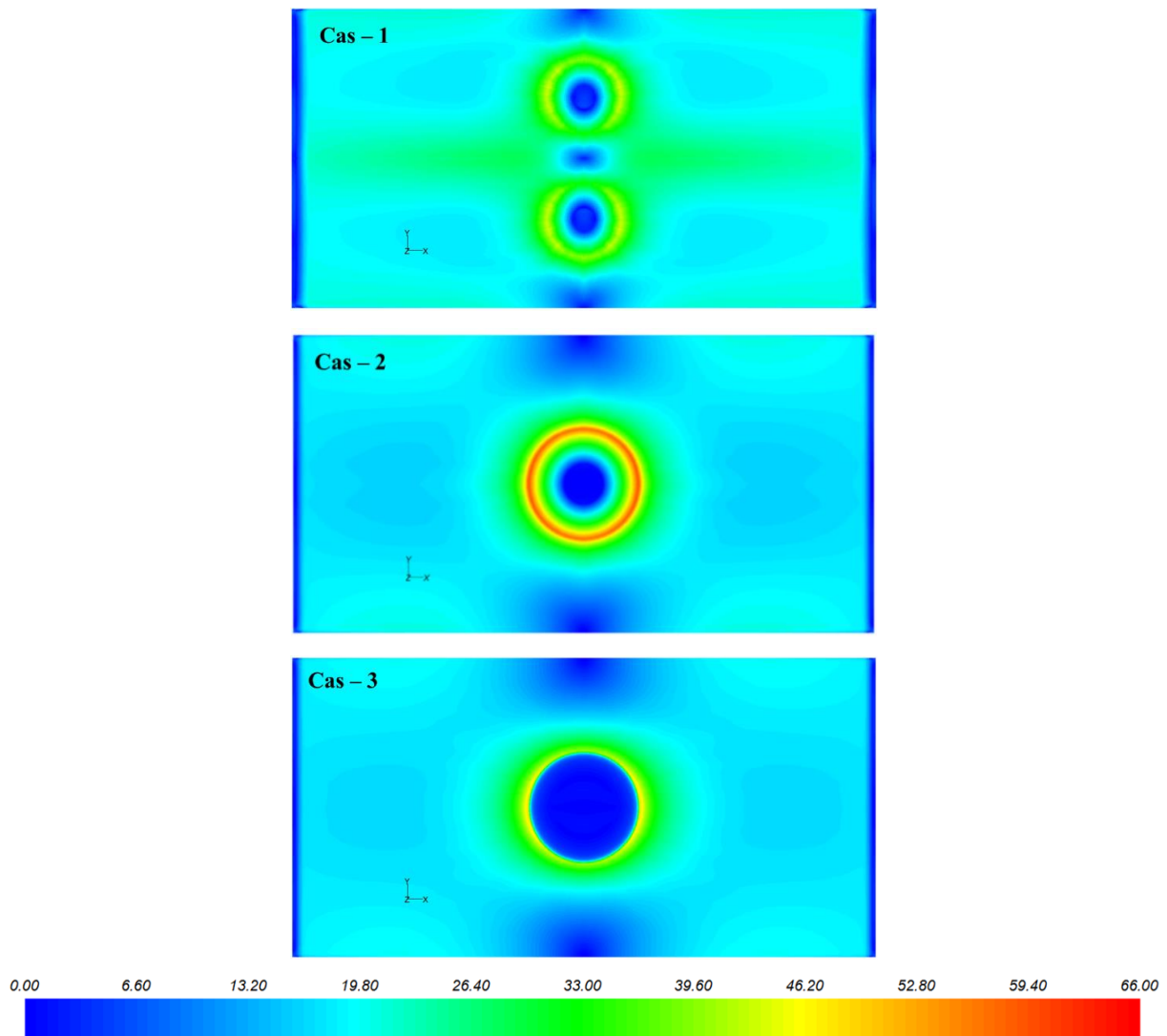


Figure IV—8: Champs des vitesses (m/s) dans la cavité d'air, au voisinage immédiat du panneau PV.

3.2 Entrée d'air éloignée du plan inférieur de la cavité d'air

Dans le but d'éliminer les points chauds qui apparaissent au centre du panneau PV, et afin d'homogénéiser davantage la distribution de températures, il faut permettre au flux d'air de se renouveler constamment dans la zone comprise entre le stator et le panneau PV. Pour ce faire, en admettant que la mauvaise circulation du flux d'air est due au diamètre élevé du stator associé à la faible épaisseur de la cavité, on propose d'augmenter l'épaisseur d'entrefer, uniquement au niveau de cette zone, en éloignant le ventilateur du plan inférieur de la cavité (Figure IV—9). Pour cette configuration, les simulations sont effectuées en considérant deux cas de figures (cas - 4 et cas - 5).

- Cas - 4 : Panneau PV refroidi par un ventilateur de 30cm éloigné de 10cm par rapport au plan inférieur de la cavité.

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

- Cas – 5 : Panneau PV refroidi par un ventilateur de 38cm éloigné de 10cm par rapport au plan inférieur de la cavité.

Les résultats obtenus sont ensuite comparés au cas du refroidissement par deux ventilateurs de 20cm qu'on a pris comme référence (cas – 1) (Tableau IV-2).

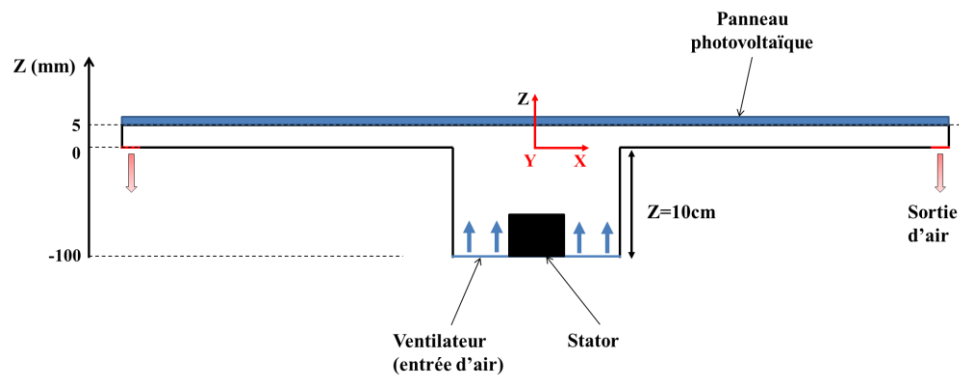


Figure IV—9: Schéma du panneau PV refroidi avec un ventilateur éloigné de 10cm par rapport au plan inférieur de la cavité.

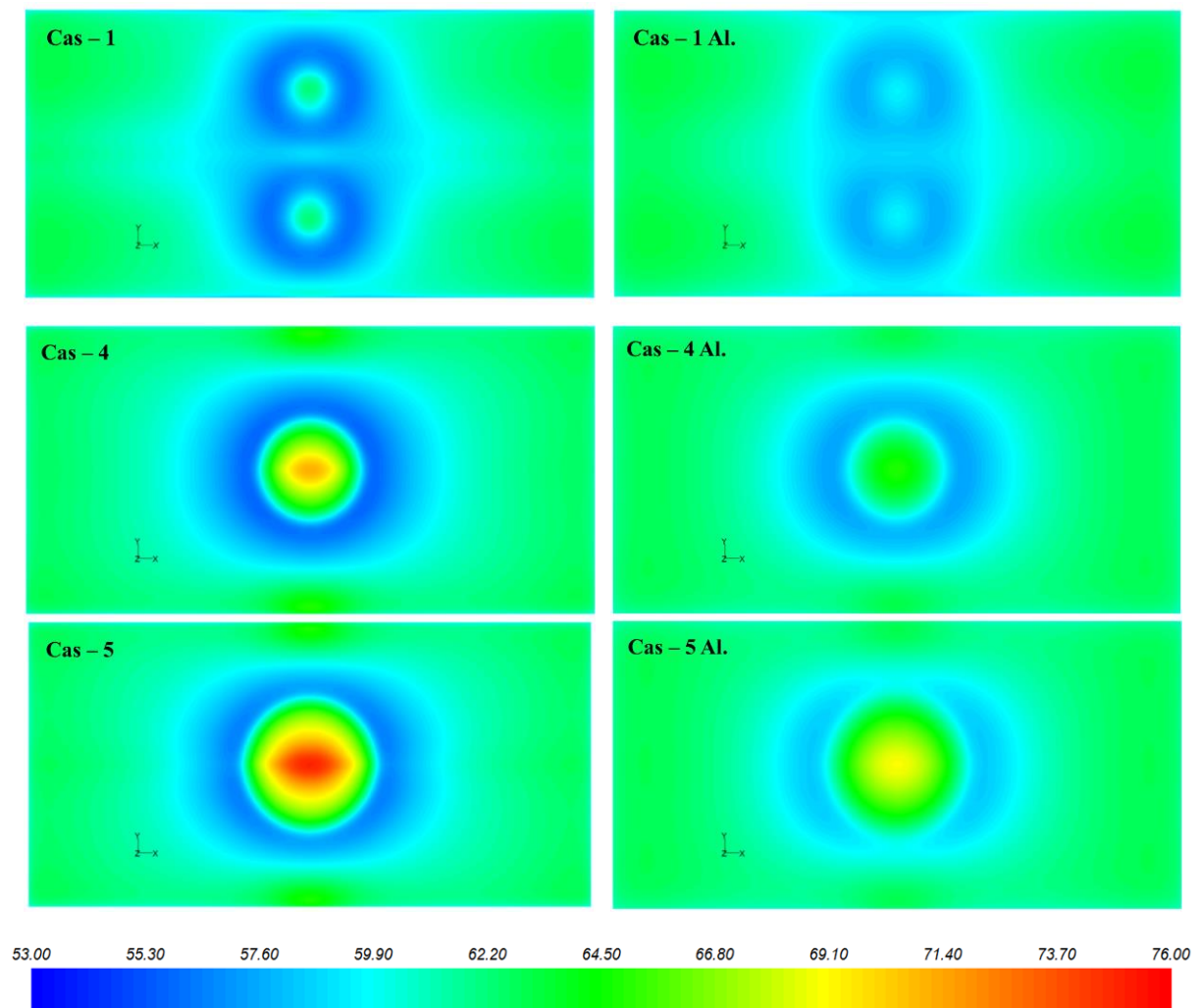


Figure IV—10: Champ de températures (°C) du panneau PV refroidi avec un débit $q=200\text{g/s}$. A gauche : en absence de la couche d'aluminium. A droite : en présence de la couche d'aluminium.

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

La figure (IV – 10) montre les distributions de températures du panneau PV refroidi selon ces cas de figure avec un débit de 200g/s, en présence ou non de la couche d'aluminium. Il s'est avéré que les points chauds sont toujours présents au centre du panneau. On observe que les deux configurations (cas 4 et 5, Tableau IV-3) ne contribuent pas à un meilleur refroidissement. La portion du panneau PV qui fait face au stator reste mal ventilée et l'échange convectif entre l'air et le panneau PV n'est pas accentué.

Tableau IV-3: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les cas 1, 4 et 5, avec présence ou absence de la couche d'aluminium et un débit total d'air de 200g/s

Avec ou sans de la couche d'aluminium	2 ventilateurs de 20cm (cas – 1)		1 seul ventilateur de 30cm (cas – 4)		1 seul ventilateur de 38cm (cas – 5)	
	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans
T_{\min} (°C)	57.65	56.07	57.42	55.83	58.47	56.5
T_{\max} (°C)	63.25	63.07	64.9	71.09	68.92	74.89
$\delta T_{\max} = T_{\max} - T_{\min}$ (°C)	5.6	7	7.48	15.26	10.45	18.39
T_{pv} (°C)	60.99	60.49	61.32	61.02	61.81	61.48

La figure (IV – 11) donne les champs de vitesses au voisinage immédiat de la face inférieure du panneau PV (plan Z=5mm, Figure IV—9). Il apparait que la vitesse de l'air au centre de ce plan (entre le stator et le panneau PV) est pratiquement nulle, ce qui prouve que l'air se renouvelle faiblement au niveau de cette zone. La figure (IV – 12) confirme ce constat. On observe que les vitesses affichées dans la zone située entre le stator et le panneau PV sont très faibles, ce qui explique les températures élevées au niveau de cette zone d'air inactif.

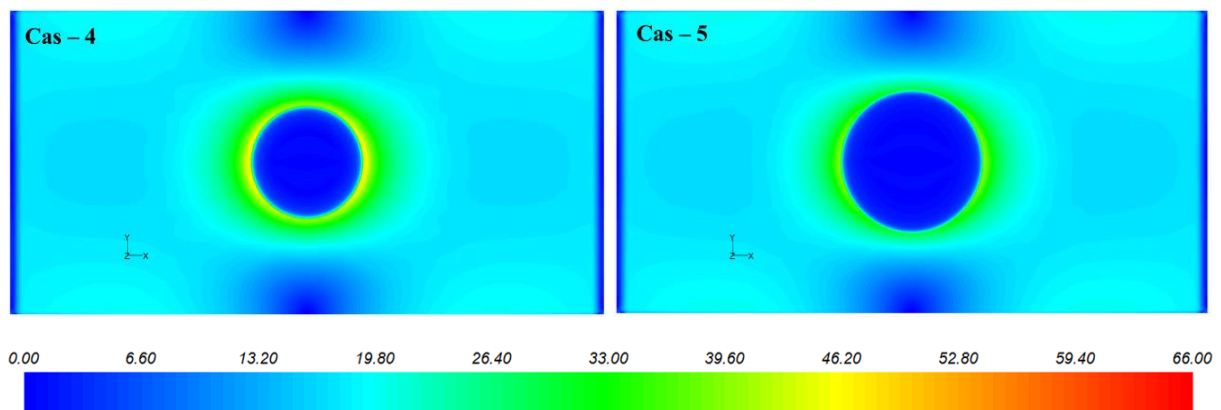


Figure IV—11: Champs de vitesse (m/s) au voisinage immédiat de la face inférieure du panneau PV (z=5mm).

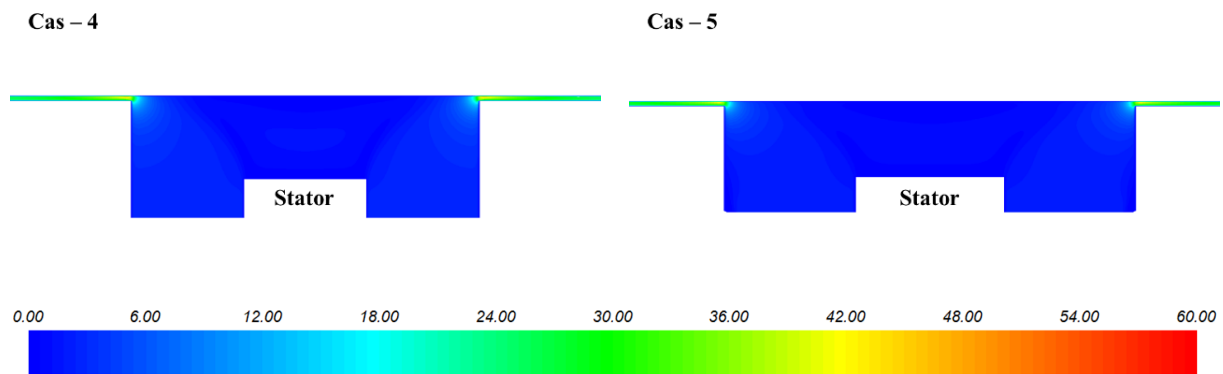


Figure IV—12: Champs de vitesses (m/s) sur le plan ($y=0\text{mm}$) perpendiculaire au panneau PV.

3.3 Ventilateur muni d'aubes directrices

Afin d'orienter le flux d'air soufflé par le ventilateur vers le centre de la cavité, entre le stator et le panneau PV, on place, à la sortie du ventilateur, un redresseur de flux d'air constitué par huit aubes directrices à intervalles réguliers (Figure IV—13). On considère alors deux autres nouveaux cas de figure (Cas 6 et 7) qui seront alors comparés au cas du refroidissement par deux ventilateurs de mêmes diamètres de 20cm.

- Cas- 6 : Ventilateur de diamètre $D=30$ cm avec aubes directrices
- Cas - 7 : Ventilateur de diamètre $D=38$ cm avec aubes directrices

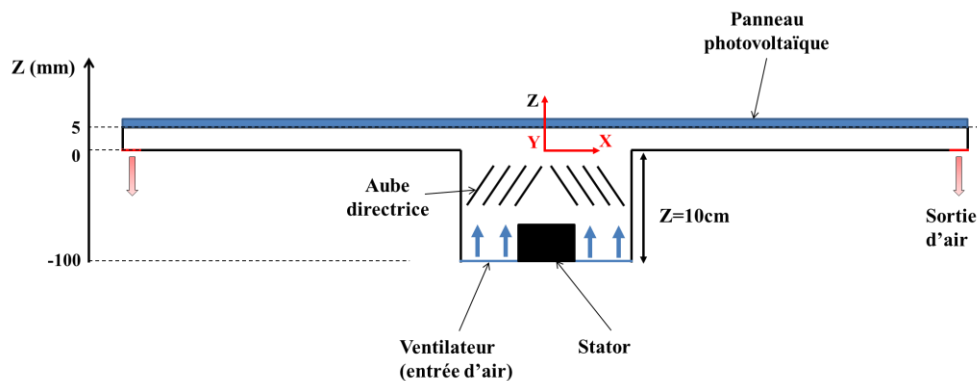


Figure IV—13: Schéma du panneau PV refroidi avec un ventilateur muni d'aubes directrices.

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

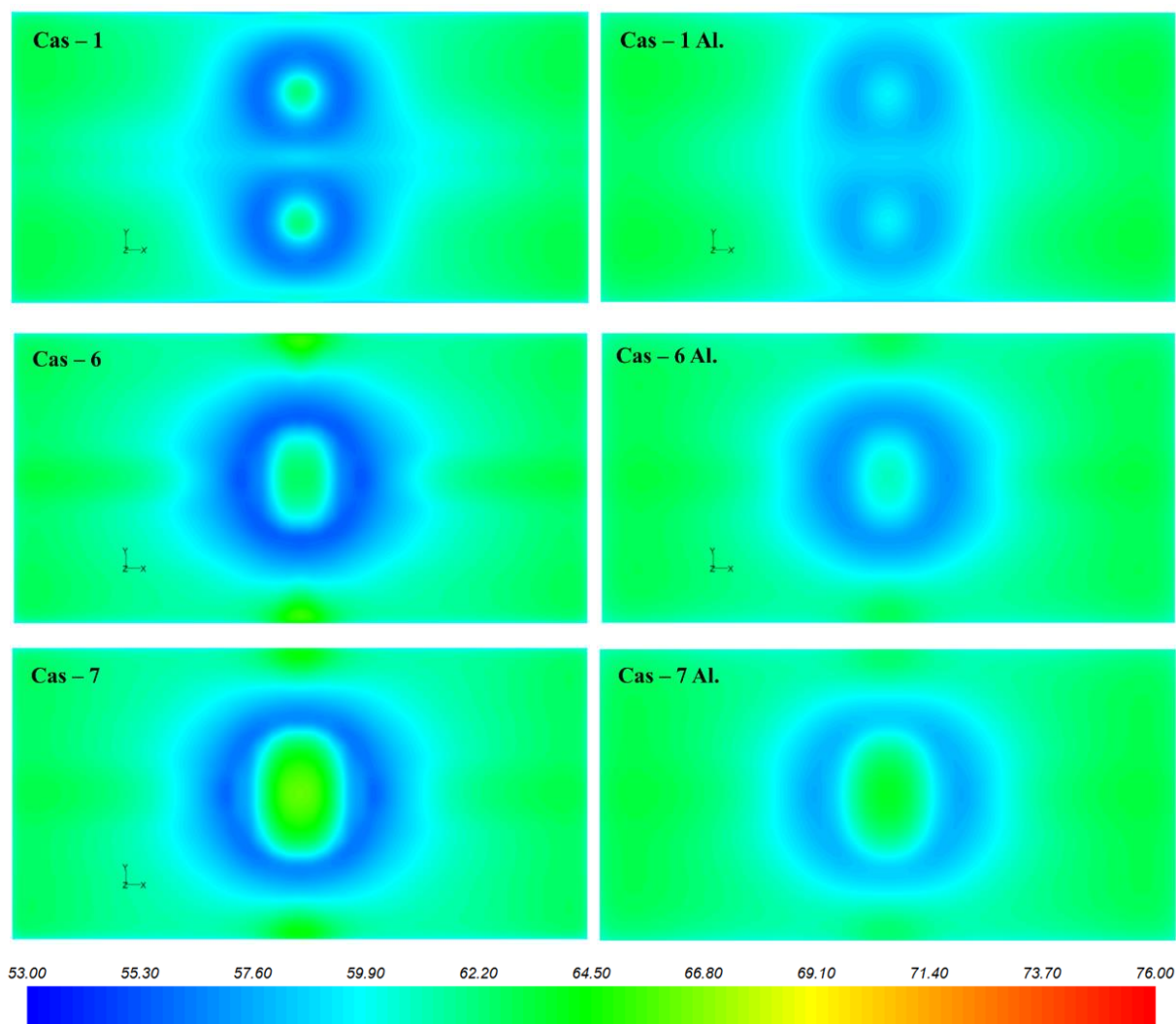


Figure IV—14: Champ de températures (°C) du panneau PV refroidi avec un débit $q=200\text{g/s}$. A gauche : en absence de la couche d'aluminium. A droite : en présence de la couche d'aluminium.

Tableau IV-4: Températures minimale, maximale et moyenne du panneau PV pour les cas – 1, 6 et 7, avec présence ou absence de la couche d'aluminium et un débit total d'air de 200g/s

Avec ou sans couche d'aluminium	2 ventilateurs de 20cm (cas – 1)		1 seul ventilateur de 30cm (cas – 6)		1 seul ventilateur de 38cm (cas – 7)	
	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans
T_{\min} (°C)	57.65	56.07	56.89	55.33	57.56	55.87
T_{\max} (°C)	63.25	63.07	63.23	65.3	63.72	66.15
$\delta T_{\max} = T_{\max} - T_{\min}$ (°C)	5.6	7	6.34	9.97	6.16	10.28
T_{pv} (°C)	60.99	60.49	61.09	60.67	61.3	60.88

Les champs de températures du panneau PV pour les différentes configurations sont illustrés par la figure (IV – 14). Il apparaît à travers cette figure que les points chauds déjà constaté précédemment (Cas – 2 à 5) ont quasiment disparus et les distributions de températures sont quasi homogènes. Les températures maximales (Tableau IV-4) obtenues sont de seulement 65.3 (Cas – 6) et 66.15°C (Cas – 7) contre 63.07 (Cas – 1). On peut dire que les aubes directrices

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

contribuent significativement au renouvellement d'air au centre de la cavité. Les figures (IV – 15 et IV – 16) montrent que les intensités de vitesses au voisinage immédiat du panneau PV sont appréciables par rapport à celles obtenues en absence de ces aubes (Figure IV—11 et IV – 12).

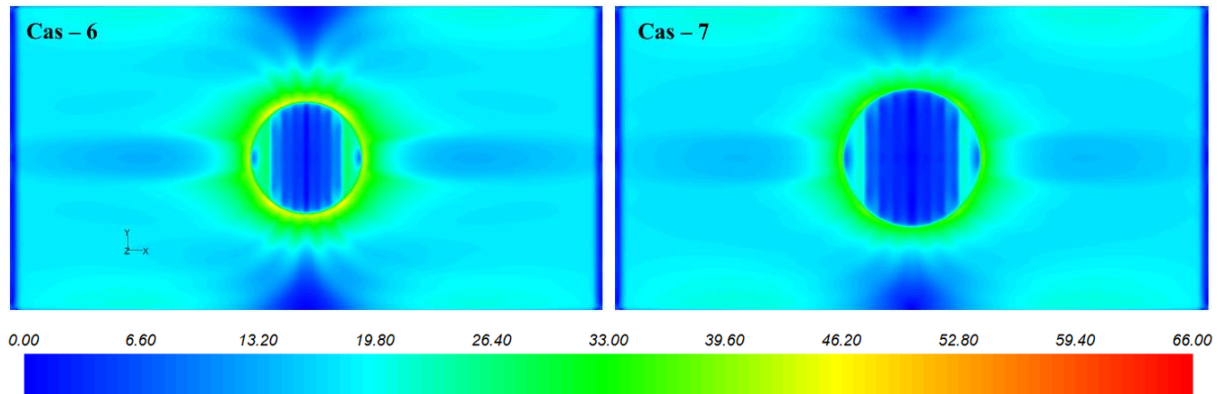


Figure IV—15: Champs de vitesse (m/s) au voisinage immédiat de la face inférieure du panneau PV ($z=5\text{mm}$).

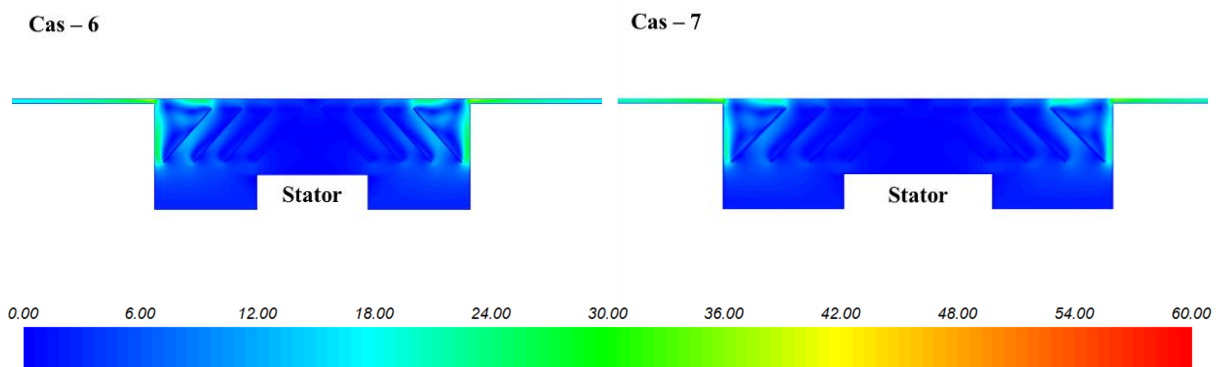


Figure IV—16: Champs de vitesse (m/s) sur le plan ($y=0\text{mm}$) perpendiculaire au panneau PV.

4 Application du refroidissement par un seul ventilateur muni d'aubes directrices (Cas– 7)

Le système de refroidissement par un seul ventilateur de diamètre 38cm illustré par le cas-7, en absence de la couche d'aluminium, est exploité pour analyser son efficacité sur le panneau PV sous les conditions météorologiques prévalant à Tizi-Ouzou (36.7°N , 4.05°E) durant les journées du 1^{er} Janvier, 12 Mai, 30 Juillet et 30 Octobre (Figure III—9).

Le champ de température du panneau PV est déterminé en résolvant les équations associées au domaine solide (III – 1 à 6) et au domaine fluide (III – 11, Tableau III-4). Etant donné que le panneau PV est incliné avec un angle optimal annuel $i=32^\circ$, les échanges convectifs avec l'environnement extérieur sont corrélés par les équations (III – 12 à 14).

4.1 Température d'équilibres du panneau PV

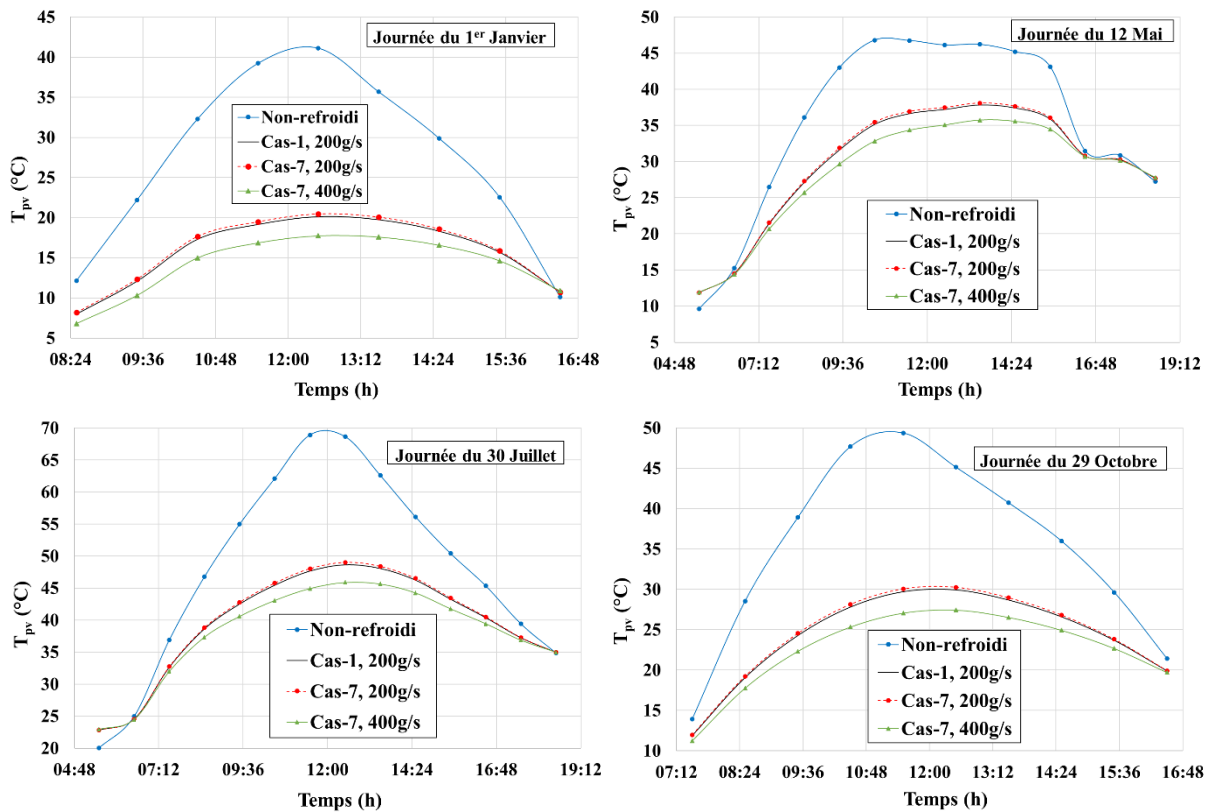


Figure IV—17: Évolutions des températures du panneau PV refroidi et non-refroidi pour les quatre journées.

La figure (IV – 17) montre l'évolution des températures moyennes du panneau PV refroidi par un ou deux ventilateurs, ainsi que celles relatives au panneau PV non-refroidi. En soufflant le même débit d'air (200g/s), le refroidissement par un seul ventilateur (cas – 7) offre, au cours des journées, les mêmes températures que celles obtenues avec deux ventilateurs (cas – 1), ceci montre que la température moyenne du panneau PV dépend principalement du débit d'air injecté. En injectant un débit d'air supérieur (400g/s) le panneau PV se refroidit davantage. Par ailleurs, l'homogénéisation de températures du panneau PV est estimée par le gradient maximal (δT_{max}) entre les températures minimale et maximale enregistrées pour chaque journée. Pour un débit de 200g/s, les gradients maximaux ne dépassent pas 5.43°C, 5.11°C, 6.24°C et 6.03°C durant les quatre journées respectives du 01/01, 12/05, 30/07 et 29/10 (Tableau IV-5), on remarque que ces valeurs sont très proches de celles obtenues en utilisant le refroidissement par deux ventilateurs (Tableau III-9). En soufflant un débit de 400g/s, ces gradients de températures baissent à 4.14°C, 3.96°C, 4.73°C et 4.3°C (Tableau IV-5).

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Tableau IV-5: Températures minimale (T_{\min}), maximale (T_{\max}) et moyenne du panneau (T_{pv}) refroidi par le système (cas – 7) et non-refroidi, durant les heures d'ensoleillement maximal (midi solaire).

Journée du 1^{er} Janvier						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{\text{Non-ref}} - T_{pv}^{\text{ref}}$
Débit	T_{\min}	T_{\max}	$\delta T_{\max=T_{\max}^*}$ T_{\min}	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{\text{Non-ref}}$	
200 g/s	16.68	22.11	5.43	20.48	41.14	20.66
400 g/s	15.29	19.43	4.14	17.75		23.39
Journée du 12 Mai						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{\text{Non-ref}} - T_{pv}^{\text{ref}}$
Débit	T_{\min}	T_{\max}	$\delta T_{\max=T_{\max}^*}$ T_{\min}	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{\text{Non-ref}}$	
200 g/s	31.73	36.84	5.11	35.44	46.81	11.37
400 g/s	31.88	35.84	3.96	32.83		13.98
Journée du 30 Juillet						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{\text{Non-ref}} - T_{pv}^{\text{ref}}$
Débit	T_{\min}	T_{\max}	$\delta T_{\max=T_{\max}^*}$ T_{\min}	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{\text{Non-ref}}$	
200 g/s	43.93	50.17	6.24	48.03	68.91	20.88
400 g/s	42.37	47.1	4.73	44.97		23.94
Journée du 29 Octobre						
PV refroidi					PV non refroidi	$T_{pv}^{\text{Non-ref}} - T_{pv}^{\text{ref}}$
Débit	T_{\min}	T_{\max}	$\delta T_{\max=T_{\max}^*}$ T_{\min}	T_{pv}^{ref}	$T_{pv}^{\text{Non-ref}}$	
200 g/s	25.97	32	6.03	30.08	49.39	19.28
400 g/s	24.84	29.14	4.3	27.08		22.31

4.2 Réponse électrique du panneau PV refroidi

L'amélioration (η_r) de la puissance nette générée par le panneau PV refroidi par rapport au panneau non-refroidi est évaluée par la relation (III – 25). La figure (IV – 18) montre l'évolution, au cours des quatre journées, de l'amélioration de l'efficacité (η_r) du panneau PV refroidi par un seul ventilateur muni d'aubes directrices (Cas-7). Pour un débit d'air de 200g/s, on atteint des améliorations de 7.96%, 4.42%, 9.06% et 7.69%, respectivement, aux cours des quatre journées du 01/01, 12/05, 30/07 et 29/10. En effet, le choix judicieux du diamètre du

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

ventilateur a permis de réduire la puissance requise à son activation, comparativement au cas de figure utilisant deux ventilateurs de 20cm (cas-1).

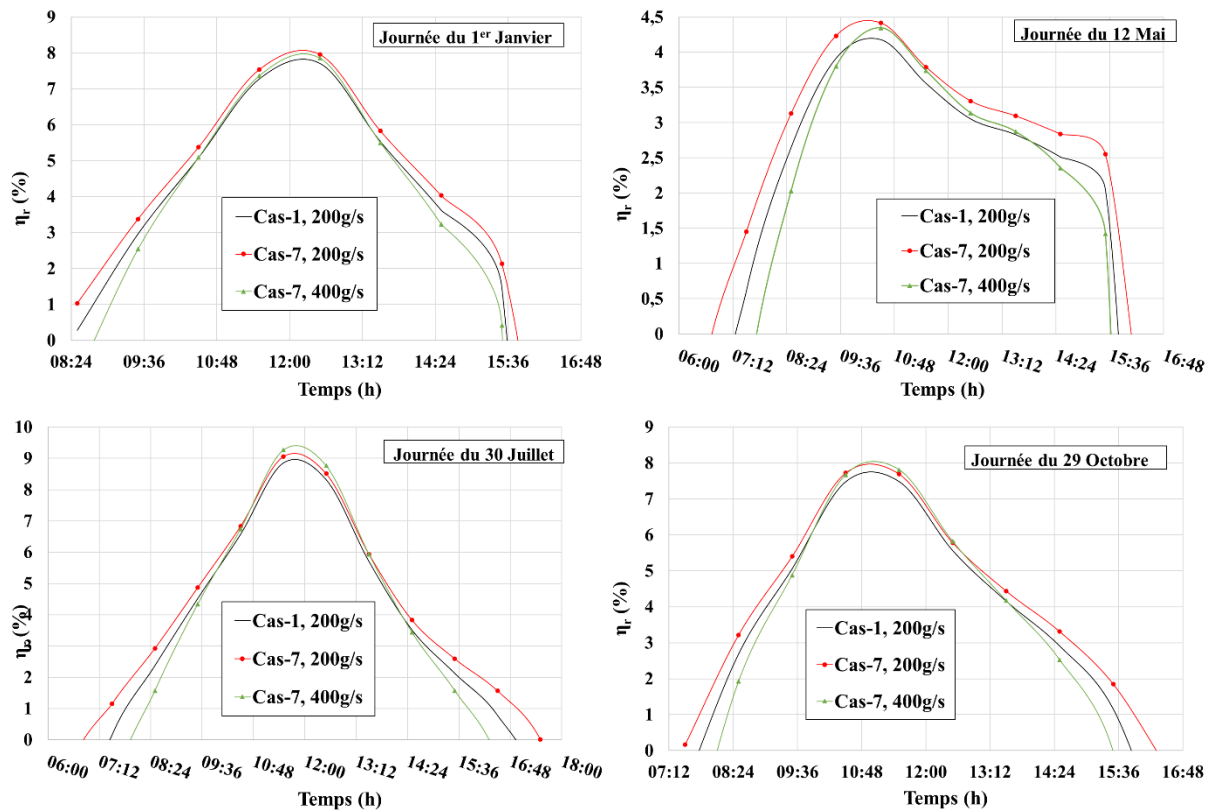


Figure IV—18: Evolution de l'efficacité relative nette du panneau refroidi par rapport au panneau non-refroidi au cours de quatre journées.

Par ailleurs, le cas (7) avec un débit de 400g/s s'avère encore meilleur que le cas (1) avec 200g/s. Malgré l'augmentation de la puissance d'activation du ventilateur avec l'accroissement du débit (Figure IV—3), le panneau PV génère plus de puissance électrique (Figure IV—18) en se refroidissant davantage (Figure IV—17).

Comme pour le système de refroidissement à deux ventilateurs de 20cm (cas – 1), on peut proposer un seuil d'écart de température entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant, à partir duquel le refroidissement du panneau PV reste efficace. La figure (IV – 19) montre qu'une valeur minimale de 10°C est nécessaire pour améliorer l'efficacité du panneau PV par refroidissement.

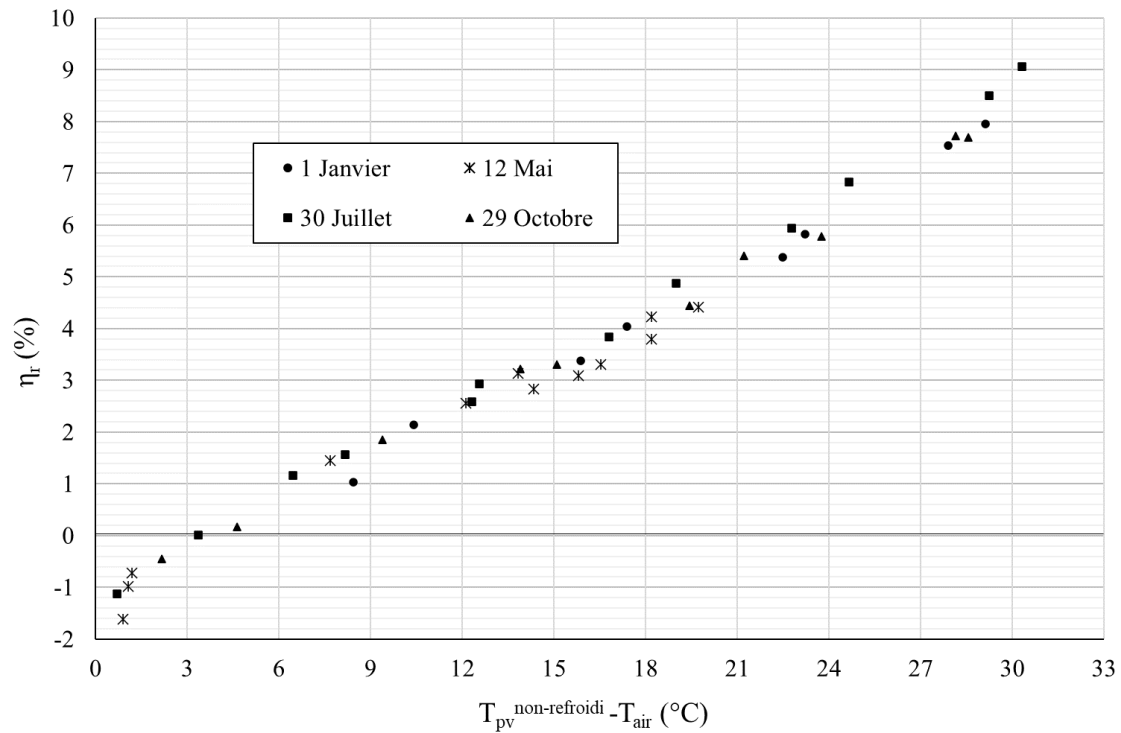


Figure IV—19: Évolution de l'efficacité relative du panneau refroidi par un seul ventilateur (cas – 7) avec l'écart de température entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant pour un débit d'air 200g/s.

4.3 Gains d'énergie générés par le panneau PV refroidi

On se propose d'abord d'évaluer les quantités d'énergies produites par le panneau PV refroidi. Pour ce faire, on considère que l'activation du ventilateur intervient dès que l'écart de température entre le panneau PV non-refroidi et l'air ambiant dépasse 10°C.

L'équation (III-26) donne les quantités d'énergies horaires, alors que l'expression (III-27) évalue le surplus d'énergie que le refroidissement génère pendant la journée.

Pour un débit de 200g/s, on obtient des gains journaliers d'énergies de 56.85Wh, 42.83Wh, 67.8Wh et 61.4Wh pour, respectivement, les journées de janvier, mai, juillet et octobre. En portant le débit jusqu'à 400g/s, les gains sont de 50.8Wh, 37.07Wh, 62.9Wh et 56.37Wh pour les quatre journées respectives.

En termes de pourcentage (relation III – 28) par rapport à l'énergie produite par le panneau PV non-refroidi, il apparaît à travers la figure (IV – 20) que le refroidissement par un seul ventilateur et un débit de 200g/s (Cas-7) permet des gains non négligeables d'énergie. L'augmentation du débit d'air à 400g/s conduit à des taux d'améliorations semblables à ceux produits par deux ventilateurs soufflant un débit total de 200g/s.

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

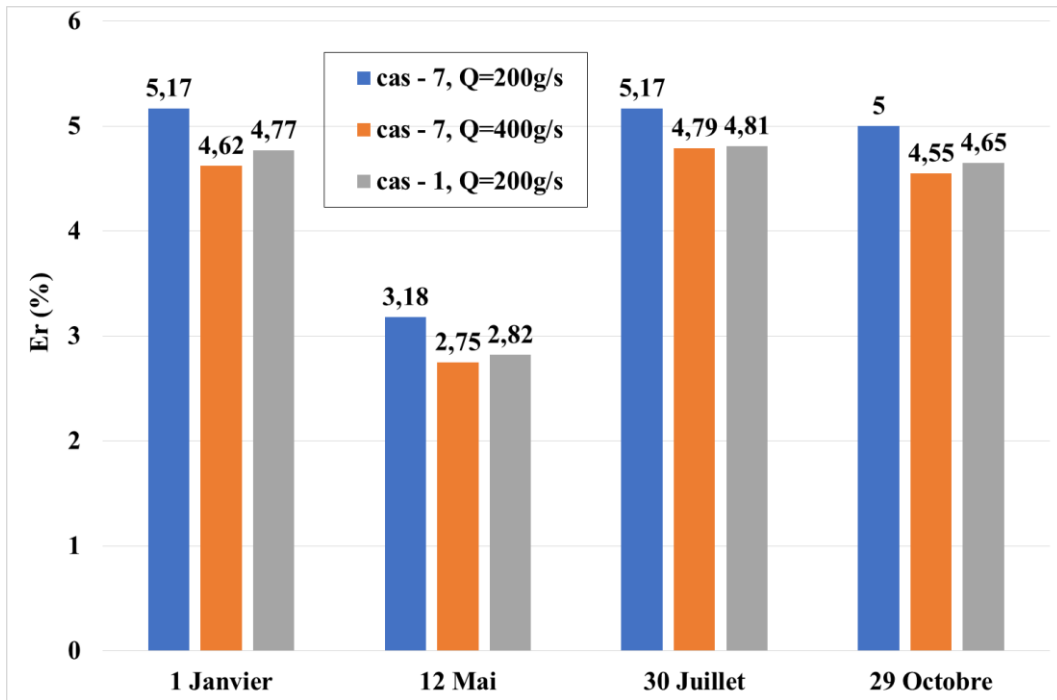


Figure IV—20: Taux d'amélioration des gains d'énergie journaliers (E_r) durant les quatre journées

Afin de montrer l'influence de la vitesse du vent, on associe aux quatre journées retenues précédemment, des situations d'absence de vent. Ceci permet au panneau PV non refroidi de chauffer davantage et d'atteindre des températures d'équilibres plus élevées. En effet, l'échange convectif entre le panneau PV et l'air ambiant se fait par convection naturelle (Eq. III-29). Le ventilateur permet alors de mieux refroidir le panneau PV.

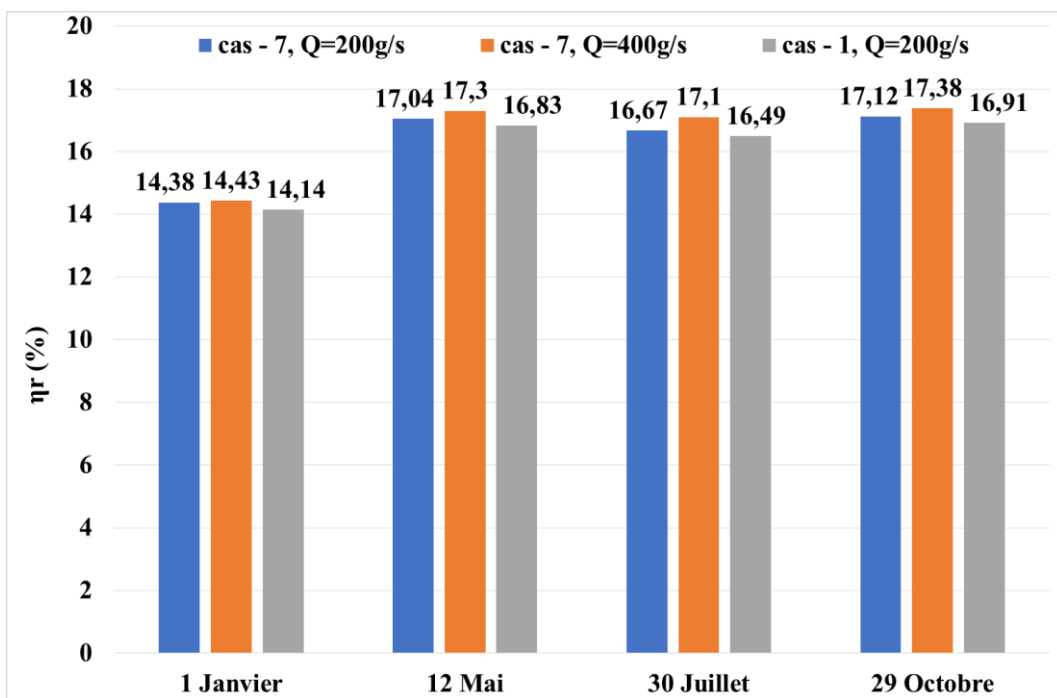


Figure IV—21: Efficacités relatives maximales (η_r) durant les heures d'ensoleillement maximal pour les quatre journées en absence du vent.

La figure (IV – 21) montre les améliorations de l'efficacité η_r (%), par rapport au panneau non-refroidi, durant les pics l'ensoleillement de chaque journée. Elles évoluent entre 14.38 et 17.12% pour un débit d'air de 200g/s et de 14.43 à 17.38% avec 400g/s avec un seul ventilateur. En présence du vent, ces valeurs sont beaucoup plus faibles, elles sont de l'ordre de 4.42 à 9.06% (Figure IV—18).

En ce qui concerne les gains d'énergie journaliers E_r (%) en absence de vent, on obtient des surplus d'énergie allant de 10.47% - 12.88% (Figure IV—22). Alors qu'en présence de vent, elles sont seulement de 2.75% - 5.17% (Figure IV—20),

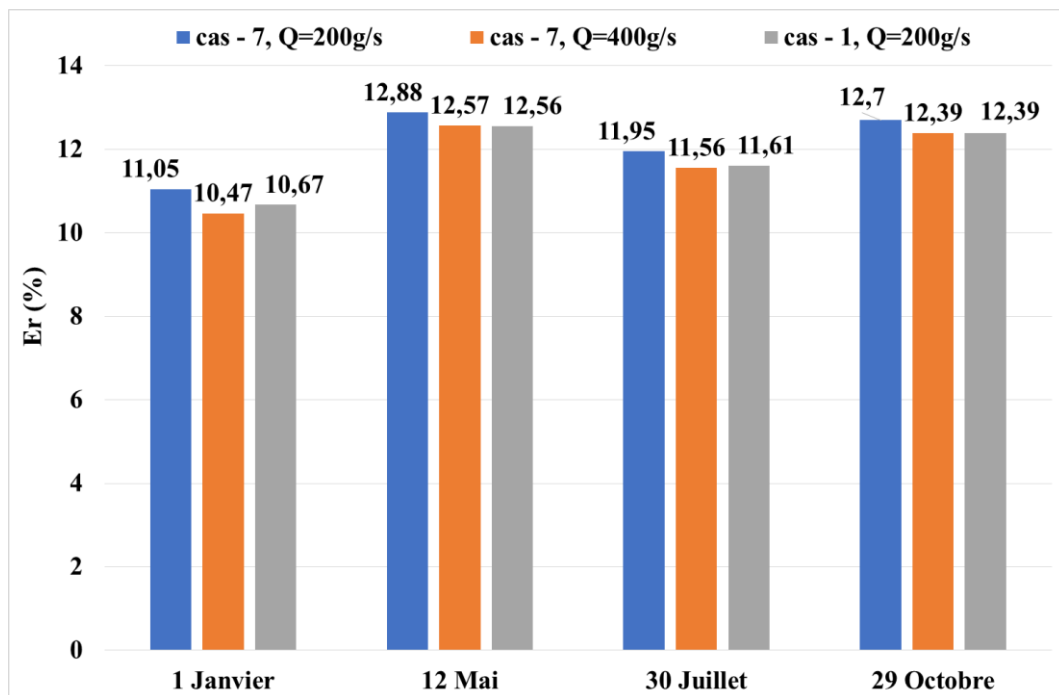


Figure IV—22: Gain d'énergie (E_r) obtenu par le panneau PV refroidi durant les quatre journées en absence du vent.

5 Conclusion

On a proposé une alternative intéressante pour refroidir un panneau photovoltaïque en utilisant un seul au lieu de deux ventilateurs de diamètre 20cm. Pour parvenir à ce résultat, il a été nécessaire de déterminer le diamètre critique du ventilateur. Ce diamètre doit être choisi de manière à minimiser deux paramètres : les gradients de température du panneau PV et la consommation électrique du ventilateur. D'après les estimations initiales, un seul ventilateur de diamètre minimal de 28.28cm correspondant à une section d'entrée d'air équivalente à la section totale des deux ventilateurs de 20cm, permet d'obtenir, pour une même puissance électrique d'activation, la même homogénéisation de température qu'avec deux ventilateurs de 20cm.

Chapitre IV : Effet du refroidissement par un seul ventilateur placé à l'arrière d'un panneau PV de dimensions standards

Par ailleurs, les simulations montrent qu'un ventilateur de grandes dimensions (30 et 38cm) engendre un flux d'air faiblement renouvelé dans la cavité au voisinage du stator, empêchant ainsi le refroidissement du panneau dans cette zone. Afin de résoudre ce problème, une étude d'optimisation a permis de positionner un ventilateur, muni d'aubes directrices, à 10cm en dessous du plan inférieur de la cavité d'air. Cette solution permet d'orienter le flux d'air au centre du panneau PV et d'éviter l'apparition de points chauds dans cette zone. Ce qui assure une bonne homogénéisation de températures, similaire à celle obtenue en utilisant deux ventilateurs de 20cm. Par la suite, le panneau PV refroidi a fait l'objet d'une simulation numérique, pour étudier son comportement thermique et électrique sous différents scénarios météorologiques prévalant à Tizi-Ouzou (36.7°N, 4.05°E), durant quatre différentes journées.

Les résultats obtenus montrent que, la réponse thermique du panneau PV refroidi par un seul ventilateur est semblable à celle obtenue en utilisant deux ventilateurs de 20cm. Quant aux performances électriques du panneau PV, elles sont meilleures que celles fournies par deux ventilateurs.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

La puissance électrique produite par un panneau solaire photovoltaïque (PV) dépend principalement de deux facteurs qui sont : l'intensité de rayonnement solaire incident et sa température d'équilibre. En effet, plus le rayonnement solaire reçu par le panneau est intense, plus la production électrique est élevée. Cependant, à cause de sa température d'équilibre élevée son efficacité électrique est affectée.

Afin d'atteindre une production électrique optimale d'un panneau PV, on se propose i). de déterminer l'orientation optimal du panneau PV. ii). de refroidir ce panneau PV par une disposition judicieuse de ventilateur qui souffle de l'air ambiant sur sa face arrière.

Pour maximiser l'intensité de rayonnement solaire incident sur un panneau PV, on utilise des dispositifs onéreux dits traqueurs solaires qui permettent de suivre la course du soleil dans le ciel. Toutefois, il existe d'autres techniques moins complexes et moins onéreuses. Elles consistent à orienter les panneaux PV vers l'équateur avec un angle d'inclinaison optimal. Ce dernier peut être journalier, mensuel, saisonnier ou annuel. Il est déterminé par un algorithme génétique (AG) qui est une méthode d'optimisation. L'angle d'inclinaison optimal permet alors de maximiser l'énergie solaire incidente sur le panneau PV. Des corrélations sont alors proposées pour le calcul de ces angles optimaux pour des latitudes variant de 60° sud à 60° nord. Par ailleurs, on a montré que pour le cas d'un ensemble de panneaux disposés en rangées, l'une derrière l'autre sur une surface limitée, la position horizontale des panneaux PV est privilégiée pour éviter la génération des ombres entre les rangées.

Afin de pallier l'effet négatif de l'augmentation de température des panneaux PV, on prévoit un système de refroidissement. On propose alors d'utiliser des ventilateurs qui soufflent de l'air ambiant sur la face arrière du panneau PV.

En première approche, on a utilisé deux ventilateurs. La disposition judicieuse de ces deux ventilateurs au regard des sorties d'air transversales et longitudinales est alors déterminée par simulation numérique en faisant appel au code de calcul CFD (Fluent). La configuration optimale correspond à celle qui assure un bon refroidissement du panneau PV avec une distribution homogène du champ de températures.

Un refroidissement quasi homogène est obtenu par deux ventilateurs, de 20cm de diamètres, placés sur l'axe médian transversal du panneau PV (808mm×1580mm) associés à deux sorties d'air transversales. Des simulations sont ensuite effectuées en considérant les conditions météorologiques prévalant à Tizi-Ouzou (36.7°N, 4.05°E) pour différentes journées (1^{er} Janvier, 12 Mai 30 juillet et 29 Octobre). En tenant compte de la puissance consommée par les ventilateurs, les résultats obtenus montrent que :

Conclusion Générale

- Un débit d'air optimal de 200g/s permet d'atteindre, au midi solaire, des améliorations de la puissance électrique produite, par rapport au panneau PV non-refroidi, de l'ordre de 4.18% à 8.85%. Ces chiffres peuvent atteindre 14.14% à 16.91% en absence de vent.
- En activant le système de refroidissement aux moments opportuns pour éviter les pertes inutiles de puissance, le gain journalier en énergie électrique augmente alors de 2.82% à 4.81%. En absence de vent, ces améliorations atteignent 10.67% à 12.56%.

En deuxième étape, on s'est proposé de refroidir le panneau PV en utilisant un seul ventilateur de diamètre suffisamment grand qui assure la même homogénéisation de températures tout en consommant moins d'énergie pour son activation. Un diamètre minimal de 28.28cm, déterminé analytiquement, est alors requis. Les résultats obtenus montrent qu'il est nécessaire de rajouter un redresseur de flux d'air entre le ventilateur et le panneau PV pour éliminer les points chauds localisés sur le stator. En optant pour un ventilateur de 38cm, on améliore davantage l'efficacité du panneau PV.

En perspective, un dispositif expérimental de refroidissement du panneau PV de dimensions standards (1580mm × 808mm) par un seul ventilateur est en cours de réalisation pour valider les résultats déjà obtenus. Par ailleurs, il serait intéressant de récupérer l'énergie calorifique transportée par l'air chaud, issu du panneau PV refroidi, pour des fins de préchauffage ou de séchage. Ce qui constituera un panneau PV hybride photovoltaïque/thermique, communément désigné par PV/T.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- Abdallah, S., Nijmeh, S., 2004. Two axes sun tracking system with PLC control. *Energy Conversion and Management* 45, 1931–1939. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.10.007>
- Abd-Elhady, M.S., Serag, Z., Kandil, H.A., 2018. An innovative solution to the overheating problem of PV panels. *Energy Conversion and Management* 157, 452–459. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.017>
- Ahmad, M.J., Tiwari, G.N., 2009. Optimum tilt angle for solar collectors used in India. *Energy Conversion and Management* 50, 73–78. <https://doi.org/10.1080/01430750.2009.9675788>
- Akyürek, Z., Akyüz, A.Ö., Güngör, A., 2019. Optimizing the tilt angle of solar panels to reduce carbon footprint: case for the west mediterranean region of Turkey. *International Journal of Engineering, Design and Technology* 1, 10–15.
- Armstrong, S., Hurley, W.G., 2010. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Applied Thermal Engineering* 30, 1488–1495. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.03.012>
- Ayyarao, Tummala.S.L.V., Kumar, P.P., 2022. Parameter estimation of solar PV models with a new proposed war strategy optimization algorithm. *Intl J of Energy Research* 46, 7215–7238. <https://doi.org/10.1002/er.7629>
- Bahaidarah, H.M.S., Baloch, A.A.B., Gandhidasan, P., 2016. Uniform cooling of photovoltaic panels: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, 1520–1544. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.064>
- Bahrami, A., Okoye, C.O., Atikol, U., 2016. The effect of latitude on the performance of different solar trackers in Europe and Africa. *Applied Energy* 177, 896–906. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.103>
- Bahrehand, D., Ameri, M., 2015. Energy and exergy analysis of different solar air collector systems with natural convection. *Renewable Energy* 74, 357–368. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.028>
- Baloch, A.A.B., Bahaidarah, H.M.S., Gandhidasan, P., Al-Sulaiman, F.A., 2015. Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling. *Energy Conversion and Management* 103, 14–27. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.018>
- Bayrak, F., 2022. Energy, Exergy and Sustainability Indicators of Photovoltaic Panel Cooling under Forced Convection. *Erzincan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi* 15, 340–359. <https://doi.org/10.18185/erzifbed.971321>
- Bergman, T.L., Lavine, A.S., Incropera, F.P., Dewitt, D.P., 2011. *Fundamentals of heat and mass transfer*, 7th ed. ed. Wiley, Hoboken, NJ.
- Bevilacqua, P., Bruno, R., Arcuri, N., 2020. Comparing the performances of different cooling strategies to increase photovoltaic electric performance in different meteorological conditions. *Energy* 195, 116950. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.116950>
- Bevilacqua, P., Bruno, R., Rollo, A., Ferraro, V., 2022. A novel thermal model for PV panels with back surface spray cooling. *Energy* 255, 124401. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124401>
- Bojić, M., Bigot, D., Miranville, F., Parvedy-Patou, A., Radulović, J., 2012. Optimizing performances of photovoltaics in Reunion Island-tilt angle: Optimizing photovoltaics in Reunion Island-tilt angle. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 20, 923–935. <https://doi.org/10.1002/pip.1159>
- bp, 2022. *bp Statistical Review of World Energy* (No. 71st edition). BP p.l.c., London.
- Calabrò, E., 2013. An Algorithm to Determine the Optimum Tilt Angle of a Solar Panel from Global Horizontal Solar Radiation. *Journal of Renewable Energy* 2013, 1–12. <https://doi.org/10.1155/2013/307547>
- Castanheira, A.F.A., Fernandes, J.F.P., Branco, P.J.C., 2018. Demonstration project of a cooling system for existing PV power plants in Portugal. *Applied Energy* 211, 1297–1307. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.086>
- Chang, T.P., 2009. The Sun's apparent position and the optimal tilt angle of a solar collector in the northern hemisphere. *Solar Energy* 83, 1274–1284. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.02.009>
- Chen, Y.-M., Lee, C.-H., Wu, H.-C., 2005. Calculation of the Optimum Installation Angle for Fixed Solar-Cell Panels Based on the Genetic Algorithm and the Simulated-Annealing Method. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 20, 467–473. <https://doi.org/10.1109/TEC.2004.832093>

Références bibliographiques

- Chinchilla, M., Santos-Martín, D., Carpintero-Rentería, M., Lemon, S., 2021. Worldwide annual optimum tilt angle model for solar collectors and photovoltaic systems in the absence of site meteorological data. *Applied Energy* 281, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116056>
- Datta, S., Bhattacharya, S., Roy, P., 2016. Artificial Intelligence based Solar Panel Tilt Angle Optimization and its Hardware Implementation for Efficiency Enhancement. *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering* 5, 7830–7842. <https://doi.org/10.15662/IJAREEIE.2016.0510006>
- Despotovic, M., Nedic, V., 2015. Comparison of optimum tilt angles of solar collectors determined at yearly, seasonal and monthly levels. *Energy Conversion and Management* 97, 121–131. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.03.054>
- Díaz, F.A., Moraga, N.O., Cabrales, R.C., 2022. Computational modeling of a PV-PCM passive cooling system during a day–night cycle at arid and semi-arid climate zones. *Energy Conversion and Management* 270. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116202>
- Drury, E., Lopez, A., Denholm, P., Margolis, R., 2013. Relative performance of tracking versus fixed tilt photovoltaic systems in the USA. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 22, 1302–1315. <https://doi.org/10.1002/pip.2373>
- Ejaz, A., Jamil, F., Ali, H.M., 2022. A novel thermal regulation of photovoltaic panels through phase change materials with metallic foam-based system and a concise comparison: An experimental study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 49. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101726>
- Eke, R., Senturk, A., 2012. Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system. *Solar Energy* 86, 2665–2672. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.06.006>
- Eldin, S.A.S., Abd-Elhady, M.S., Kandil, H.A., 2016. Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. *Renewable Energy* 85, 228–233. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.051>
- Elminshawy, N.A.S., El Ghandour, M., Gad, H.M., El-Damhogi, D.G., El-Nahhas, K., Addas, M.F., 2019a. The performance of a buried heat exchanger system for PV panel cooling under elevated air temperatures. *Geothermics* 82, 7–15. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.05.012>
- Elminshawy, N.A.S., Mohamed, A.M.I., Morad, K., Elhenawy, Y., Alrobaian, A.A., 2019b. Performance of PV panel coupled with geothermal air cooling system subjected to hot climatic. *Applied Thermal Engineering* 148, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.11.027>
- European Commission, Joint Research Centre, 2022. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS).
- Fluent Inc., 2001. *Fluent v.6.1 user's guide*.
- Fraunhofer ISE, 2022. *Photovoltaics Report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, Freiburg.
- Fujii, T., Imura, H., 1972. Natural-convection heat transfer from a plate with arbitrary inclination. *International Journal of Heat and Mass Transfer* 15, 755–767. [https://doi.org/10.1016/0017-9310\(72\)90118-4](https://doi.org/10.1016/0017-9310(72)90118-4)
- Gholami, A., Ameri, M., Zandi, M., Gavagsaz Ghoachani, R., 2022. Electrical, thermal and optical modeling of photovoltaic systems: Step-by-step guide and comparative review study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 49. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101711>
- Green, M.A., Dunlop, E.D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., Kopidakis, N., Bothe, K., Hinken, D., Rauer, M., Hao, X., 2022. Solar cell efficiency tables (Version 60). *Prog Photovolt Res Appl.* 30, 687–701. <https://doi.org/10.1002/pip.3595>
- Grubišić-Čabo, F., Nižetić, S., Čoko, D., Marinić Kragić, I., Papadopoulos, A., 2018. Experimental investigation of the passive cooled free-standing photovoltaic panel with fixed aluminum fins on the backside surface. *Journal of Cleaner Production* 176, 119–129. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.149>
- Grubišić-Čabo, F., Nižetić, S., Marinić Kragić, I., Čoko, D., 2019. Further progress in the research of fin-based passive cooling technique for the free-standing silicon photovoltaic panels. *Int J Energy Res* 43, 1–21. <https://doi.org/10.1002/er.4489>

Références bibliographiques

- Hafez, A.Z., Yousef, A.M., Harag, N.M., 2018. Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91, 754–782. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.094>
- Hailu, G., Fung, A.S., 2019. Optimum Tilt Angle and Orientation of Photovoltaic Thermal System for Application in Greater Toronto Area, Canada. *Sustainability* 11. <https://doi.org/10.3390/su11226443>
- Hammad, B., Al-Sardeah, A., Al-Abed, M., Nijmeh, S., Al-Ghandoor, A., 2017. Performance and economic comparison of fixed and tracking photovoltaic systems in Jordan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80, 827–839. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.241>
- Hasanuzzaman, M., Malek, A.B.M.A., Islam, M.M., Pandey, A.K., Rahim, N.A., 2016. Global advancement of cooling technologies for PV systems: A review. *Solar Energy* 137, 25–45. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.07.010>
- He, W., Dai, Y., Han, D., Yue, C., Pu, W., 2014. Influence from the rotating speed of the windward axial fans on the performance of an air-cooled power plant. *Applied Thermal Engineering* 65, 14–23. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.12.068>
- Hernandez-Perez, J.G., Carrillo, J.G., Bassam, A., Flota-Banuelos, M., Patino-Lopez, L.D., 2021. Thermal performance of a discontinuous finned heatsink profile for PV passive cooling. *Applied Thermal Engineering* 184. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.116238>
- IRENA, 2021. Renewable Power Generation Costs in 2020. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Ismail, M.S., Moghavvemi, M., Mahlia, T.M.I., 2013. Analysis and evaluation of various aspects of solar radiation in the Palestinian territories. *Energy Conversion and Management* 73, 57–68. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.04.026>
- Jacobson, M.Z., Jadhav, V., 2018. World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels. *Solar Energy* 169, 55–66. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.030>
- Jakhar, S., Soni, M.S., Gakkhar, N., 2017. An integrated photovoltaic thermal solar (IPVTS) system with earth water heat exchanger cooling: Energy and exergy analysis. *Solar Energy* 157, 81–93. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.08.008>
- Jannot, Y., 2011. THERMIQUE SOLAIRE.
- Jeyaprabha, S.B., Selvakumar, A.I., 2015. Optimal sizing of photovoltaic/battery/diesel based hybrid system and optimal tilting of solar array using the artificial intelligence for remote houses in India. *Energy and Buildings* 96, 40–52. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.03.012>
- Kacira, M., Simsek, M., Babur, Y., Demirkol, S., 2004. Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. *Renewable Energy* 29, 1265–1275. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2003.12.014>
- Kaddoura, T.O., Ramli, M.A.M., Al-Turki, Y.A., 2016. On the estimation of the optimum tilt angle of PV panel in Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 65, 626–634. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.032>
- Kaplani, E., Kaplanis, S., 2014. Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of PV module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination. *Solar Energy* 107, 443–460. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.037>
- Kazem, H.A., Khatib, T., Sopian, K., 2013. Sizing of a standalone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman. *Energy and Buildings* 61, 108–115. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.02.011>
- Keshavarz, S.A., Talebizadeh, P., Adalatia, S., Mehrabian, M.A., Abdolzadeh, M., 2012. Optimal Slope-Angles to Determine Maximum Solar Energy Gain for Solar Collectors Used in Iran. *International Journal Of Renewable Energy Research* 2, 665–673.
- Konrad, M., 2014. Photovoltaics: fundamentals, technology and practice. Wiley, Chichester, West Sussex, UK.
- Lajimi Elamri, N., 2015. Etude du comportement thermique et massique d'un local muni de différents types d'enveloppes. Université de Monastir.
- Le Roux, W.G., 2016. Optimum tilt and azimuth angles for fixed solar collectors in South Africa using measured data. *Renewable Energy* 96, 603–612. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.003>

Références bibliographiques

- Liu, B.Y.H., Jordan, R.C., 1963. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. *Solar Energy* 7, 53–74. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(63\)90006-9](https://doi.org/10.1016/0038-092X(63)90006-9)
- Lubitz, W.D., 2011. Effect of manual tilt adjustments on incident irradiance on fixed and tracking solar panels. *Applied Energy* 88, 1710–1719. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.11.008>
- Luque, A., Hegedus, S. (Eds.), 2003. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Wiley, Hoboken, NJ.
- Mandi, B., 2019. Modélisation, Simulation et Analyse du Comportement Thermo- énergétique d'un Projet de Distillateur Solaire A effet De serre, Projection Industrielle. UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID TLEMCEN, FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE.
- Marinić-Kragić, I., Nižetić, S., Grubišić-Čabo, F., Čoko, D., 2020. Analysis and optimization of passive cooling approach for free-standing photovoltaic panel: Introduction of slits. *Energy Conversion and Management* 204. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112277>
- Martín-Chivelet, N., 2016. Photovoltaic potential and land-use estimation methodology. *Energy* 94, 233–242. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.108>
- MASO, N° série: H843740A. Maso Ventilateur de refroidissement électrique universel 12 V 80 W.
- Moghadam, H., Tabrizi, F.F., Sharak, A.Z., 2011. Optimization of solar flat collector inclination. *Desalination* 265, 107–111. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2010.07.039>
- Mohammad Bagher, A., 2015. Types of Solar Cells and Application. *AJOP* 3, 94–113. <https://doi.org/10.11648/j.ajop.20150305.17>
- Muneeshwaran, M., Sajjad, U., Ahmed, T., Amer, M., Ali, H.M., Wang, C.-C., 2020. Performance improvement of photovoltaic modules via temperature homogeneity improvement. *Energy* 203. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117816>
- Narvarte, L., Lorenzo, E., 2008. Tracking and ground cover ratio. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 16, 703–714. <https://doi.org/10.1002/pip.847>
- Nebbali, D., Nebbali, R., Ouibrahim, A., 2020. Improving photovoltaic panel performance via an autonomous air cooling system – experimental and numerical simulations. *International Journal of Ambient Energy* 41. <https://doi.org/10.1080/01430750.2018.1517670>
- Nebbali, R., 2008. *Modelling of the Dynamics of the Distributed Internal Climate in a Greenhouse*. 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* 43, 111–129. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.12.003>
- Nijegorodov, N., Devan, K.R.S., Jain, P.K., Carlsson, S., 1994. Atmospheric transmittance models and an analytical method to predict the optimum slope of an absorber plate, variously oriented at any latitude. *Renewable Energy* 4, 529–543. [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(94\)90215-1](https://doi.org/10.1016/0960-1481(94)90215-1)
- 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* 108, 287–296. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.079>
- Nižetić, S., Giama, E., Papadopoulos, A.M., 2018. Comprehensive analysis and general economic-environmental evaluation of cooling techniques for photovoltaic panels, Part II: Active cooling techniques. *Energy Conversion and Management* 155, 301–323. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.10.071>
- Njoku, H.O., 2016. Upper-limit solar photovoltaic power generation: Estimates for 2-axis tracking collectors in Nigeria. *Energy* 95, 504–516. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.078>
- NREL, 2022. *Best Research-Cell Efficiency Chart*. National Renewable Energy Laboratory.
- Özcan, Z., Gülgün, M., Şen, E., Çam, N.Y., Bilir, L., 2021. Cooling channel effect on photovoltaic panel energy generation. *Solar Energy* 230, 943–953. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.10.086>
- Popovici, C.G., Hudişteanu, S.V., Mateescu, T.D., Cherecheş, N.-C., 2016. Efficiency Improvement of Photovoltaic Panels by Using Air Cooled Heat Sinks. *Energy Procedia* 85, 425–432. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.223>
- Qiu, G., Riffat, S.B., 2003. Optimum tilt angle of solar collectors and its impact on performance. *International Journal of Ambient Energy* 24, 13–20. <https://doi.org/10.1080/01430750.2003.9674898>

Références bibliographiques

- Quaschnig, V., Hanitscht, R., 1996. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. *Solar Energy* 56, 513–520.
- 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. *Energy Conversion and Management* 83, 48–57. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.053>
- Rahman, M.M., Hasanuzzaman, M., Rahim, N.A., 2015. Effects of various parameters on PV-module power and efficiency. *Energy Conversion and Management* 103, 348–358. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.067>
- Raina, G., Sinha, S., Saini, G., Sharma, S., Malik, P., Thakur, N.S., 2022. Assessment of photovoltaic power generation using fin augmented passive cooling technique for different climates. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 52. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102095>
- Ridha, H.M., 2020. Parameters extraction of single and double diodes photovoltaic models using Marine Predators Algorithm and Lambert W function. *Solar Energy* 209, 674–693. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.047>
- Robin, Y., 2014. Croissance et Physique de Structures Photovoltaïques CuInSe₂ Soutenue. Université Montpellier II, France.
- RØYNE, A., 2005. COOLING DEVICES FOR DENSELY PACKED, HIGH CONCENTRATION PV ARRAYS. University of Sydney.
- Royne, A., Dey, C., Mills, D., 2005. Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 86, 451–483. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2004.09.003>
- Sajjad, U., Amer, M., Ali, H.M., Dahiya, A., Abbas, N., 2019. Cost effective cooling of photovoltaic modules to improve efficiency. *Case Studies in Thermal Engineering* 14. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100420>
- Santos-Martin, D., Lemon, S., 2015. SoL – A PV generation model for grid integration analysis in distribution networks. *Solar Energy* 120, 549–564. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.07.052>
- Sargunanathan, S., Elango, A., Mohideen, S.T., 2016. Performance enhancement of solar photovoltaic cells using effective cooling methods: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64, 382–393. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.024>
- Shukla, A., Kant, K., Sharma, A., Biwole, P.H., 2017. Cooling methodologies of photovoltaic module for enhancing electrical efficiency: A review. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 160, 275–286. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.10.047>
- Siecker, J., Kusakana, K., Numbi, B.P., 2017. A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 192–203. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.053>
- Simón-Martín, M. de, Alonso-Tristán, C., Díez-Mediavilla, M., 2014. Performance Indicators for Sun-Tracking Systems: A Case Study in Spain. *Energy and Power Engineering* 06, 292–302. <https://doi.org/10.4236/epe.2014.69025>
- Skoplaki, E., Palyvos, J.A., 2009. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy* 83, 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- Soulayman, S., Hammoud, M., 2016. Optimum tilt angle of solar collectors for building applications in mid-latitude zone. *Energy Conversion and Management* 124, 20–28. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.066>
- Subramanian, R., Murugesan, C., Tamilkolundu, S., Jaganath, D., 2020. Enhancement of wind speed using converging duct for cooling off-grid mast-mounted flat solar PV panels to improve its power generation. *IET Renewable Power Generation* 14, 263–269. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0869>
- Sumathi, V., Jayapragash, R., Bakshi, A., Kumar Akella, P., 2017. Solar tracking methods to maximize PV system output – A review of the methods adopted in recent decade. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74, 130–138. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.013>
- Sutanto, B., Indartono, Y.S., Wijayanta, A.T., Iacovides, H., 2022. Enhancing the performance of floating photovoltaic system by using thermosiphon cooling method: Numerical and

Références bibliographiques

- experimental analyses. *International Journal of Thermal Sciences* 180. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2022.107727>
- Syafiqah, Z., Irwan, Y.M., Amin, N.A.M., Irwanto, M., Leow, W.Z., Amelia, A.R., 2017. Thermal and Electrical Study for PV Panel with Cooling System. *IJECS* 7, 492–499. <https://doi.org/10.11591/ijeecs.v7.i2.pp492-499>
- Talebizadeh, P., Mehrabian, M.A., Abdolzadeh, M., 2011a. Prediction of the optimum slope and surface azimuth angles using the Genetic Algorithm. *Energy and Buildings* 43, 2998–3005. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.07.013>
- Talebizadeh, P., Mehrabian, M.A., Abdolzadeh, M., 2011b. Determination of Optimum Slope Angles of Solar Collectors Based on New Correlations. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 33, 1567–1580. <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.551253>
- Vajedi, H., Dehghan, M., Aminy, M., Pourrajabian, A., Gediz Ilis, G., 2022. Experimental study on an air-based photovoltaic-thermal (PV-T) system with a converging thermal collector geometry: A comparative performance analysis. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 52. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102153>
- Vauthelin, A., 2018. Fabrication et caractérisation de cellules photovoltaïques multi-jonctions à base de matériaux antimoniures (III-Sb) pour applications sous fortes concentrations solaires. Université de Montpellier, France.
- Vieira, R.G., Guerra, F.K.O.M.V., Vale, M.R.B.G., Araújo, M.M., 2016. Comparative performance analysis between static solar panels and single-axis tracking system on a hot climate region near to the equator. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64, 672–681. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.089>
- Wessley, G.J.J., Starbell, R.N., Sandhya, S., 2017. Modelling of Optimal Tilt Angle for Solar Collectors Across Eight Indian Cities. *International Journal Of Renewable Energy Research* 7, 353–358.
- Ya'u, M.J., 2017. A Review on Solar Tracking Systems and Their Classifications. *Journal of Energy, Environmental & Chemical Engineering* 2, 46–50. <https://doi.org/10.11648/j.jeece.20170204.13>
- Zagrouba, M., Sellami, A., Bouaïcha, M., Ksouri, M., 2010. Identification of PV solar cells and modules parameters using the genetic algorithms: Application to maximum power extraction. *Solar Energy* 84, 860–866. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.02.012>
- Zhang, W., Wang, D., Zhang, S., Yang, Z., Lin, Z., 2022. Research on models for estimating aerodynamic and energy consumption performance of fan filter units (FFUs). *Building and Environment* 207, 108516. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2021.108516>

Annexes

Annexe A
Travaux effectués dans le cadre de cette
thèse de Doctorat

Publications internationales

Idir Kecili, Rezki Nebbali & Sonia Ait Saada (2022) Optimal tilt angle of a solar panel for a wide range of latitudes. Comparison between tilted and horizontal configurations, *International Journal of Ambient Energy*, 43:1, 8697-8709, DOI: 10.1080/01430750.2022.2101522

Kecili, I.; Ait Saada, S. and Nebbali, R. (2020). Air-cooling System for a Large Size Photovoltaic Panel. In *Proceedings of the 1st International Conference of Computer Science and Renewable Energies - ICCSRE*; ISBN 978-989-758-431-2, SciTePress, pages 359-364. DOI: 10.5220/0009773403590364

Communications internationales

Idir Kecili, Rezki Nebbali. Parametric study of a vertical air-to-ground heat exchanger. *10ème Conférence Internationale des Energies Renouvelables (CIER'2022)*, Hammamet, Tunisie Décembre 20-22, 2022

Idir Kecili, Sonia Ait Saada & Rezki Nebbali. Optimisation de l'Angle d'Inclinaison d'un Panneau Solaire. *24ème Congrès Français de Mécanique (CFM'2019)*, Brest (France), 26-30 Août 2019

Kecili Idir, Ait Saada Sonia & Nebbali Rezki. Air-cooling System for a Large Size Photovoltaic Panel. *1st International Conference of Computer Science and Renewable Energies (ICCSRE'2018)*, Ouarzazate, Morocco, November 22-24, 2018

Communications nationales

Idir Kecili, Sonia Ait Saada & Rezki Nebbali. Numerical study of a PV panel cooled by two fans. *7ème Congrès Algérien de Mécanique (CAM'2019)*, Ghardaïa (Algérie), 23-26 Février 2020

Idir Kecili, Sonia Ait Saada & Rezki Nebbali. Détermination de l'Inclinaison Optimale d'un Panneau Solaire. *International Conference on Renewable Energy and Energy Conversion (ICREEC'2019)*, Oran, Algeria 11-13 Novembre 2019

Annexe B

**Contributions dans d'autres travaux de
recherche**

Annexe B

Maîtrise de l'outil de simulation (Fluent)

Ma maîtrise du logiciel Fluent (CFD), a constitué un apport non négligeable dans les travaux de simulations de panneaux photovoltaïques refroidis par eau :

Sonia Ait Saada, **Idir Kecili** & Rezki Nebbali. (2020). An Autonomous Water-Cooling System of PV. *In Proceedings of the 1st International Conference of Computer Science and Renewable Energies - ICCSRE*; ISBN 978-989-758-431-2, SciTePress, pages 365-368. DOI: 10.5220/0009773503650368

Ait Saada, S., **Kecili, I.**, Nebbali, R. (2020). Water-Cooled Photovoltaic Panel Efficiency. *In: Belasri, A., Beldjilali, S. (eds) ICREEC 2019*. Springer Proceedings in Energy. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-15-5444-5_8

Sonia Ait Saada, **Idir Kecili** & Rezki Nebbali. (2018). Preliminary study of a water-cooled PV system. *Proceedings - International Conference on Communications and Electrical Engineering (ICCEE'2018)*, ISBN 978-1-7281-0112-5, IEEE, pages 1-4, DOI: 10.1109/CCEE.2018.8634464.

Acquisition de données

Mes connaissances des systèmes d'acquisitions de données ont fortement contribué au montage d'un dispositif expérimental qui a consisté au refroidissement par eau d'un panneau PV. Les résultats de ces travaux sont actuellement exploités pour un article qui est en cours de préparation.