

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8 Mai 1945 Guelma



جامعة 8 ماي 1945 قالمة
UNIVERSITE 8 MAI 1945 GUELMA

Faculté : Sciences et Technologie
Département : Génie mécanique
Laboratoire de domiciliation : Laboratoire de Mécanique Appliquée
des Nouveaux Matériaux (LMANM)

THÈSE

En Vue de l'Obtention du Diplôme de Doctorat LMD

Domaine : Science et Technologie

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Energétique

Présentée par

LIMANE Badreddine

Intitulée

**Modélisation et simulation des effets thermomécaniques d'un module
photovoltaïque**

Soutenue le : 05 /11 /2025

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom

Grade

Mr. BEZAZI Abderrezak

Prof. Université 8 Mai 1945 Guelma

Président

Mr. OULD-LAHOUCINE Cherif

Prof. Université 8 Mai 1945 Guelma

Encadreur

Mr. GUENFOUD Salah

Prof. Université 8 Mai 1945 Guelma

Co-Encadreur

Mr. MEBAREK-LOUDINA Fateh

Prof. Université 20 Août 1955-Skikda

Examineur

Mr. TOUAFEK Khaled

Directeur de recherche à l'URAER-Ghardaïa

Examineur

Année Universitaire : 2024/2025

Dédicace

Je souhaite dédier cette thèse à :

Mes très chers parents

Ma femme

Ma sœur

Mes enfants

Mes frères

Mes amis

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier en premier lieu Allah, le tout puissant, de m'avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour mener à terme ce modeste travail. Ce dernier n'aurait pas pu aboutir sans le soutien, l'aide et la contribution de nombreuses personnes que je tiens à remercier.

Je tiens à remercier du fond du cœur mon directeur de thèse, le Professeur **OULD-LAHCENE Cherif**, qui m'a proposé ce sujet, m'a soutenu et encouragé dans les moments les plus difficiles, et ce, tout au long de cette thèse. Je le remercie d'avoir partagé avec moi son savoir scientifique et technique inépuisable, ainsi que de m'avoir fait bénéficier de ses conseils et de ses orientations avisés. Je tiens également à lui exprimer ma profonde gratitude pour sa sollicitude, sa disponibilité, et la confiance qu'il a accordée à mes idées scientifiques, et surtout pour son expertise, qui a permis d'apporter un regard critique et constructif à mon travail de recherche.

Je remercie sincèrement mon co-directeur de thèse, le Professeur **GUENFOUD Salah**, pour ses encouragements constants tout au long de cette thèse. Sa bienveillance et sa disponibilité m'ont grandement soutenu dans les moments difficiles. Je lui suis profondément reconnaissant pour sa confiance et son accompagnement.

Je tiens à remercier le directeur de notre laboratoire, le Laboratoire de Mécanique Appliquée des Nouveaux Matériaux (LMANM), ainsi que le président du jury de ma soutenance, le Professeur **BEZAZI Abderrezak**, pour ses précieux conseils et ses orientations tout au long de mon doctorat.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **MEBAREK-LOUDINA Fateh**, Professeur à l'Université 20 Août 1955 de Skikda, et à Monsieur **TOUAFEK Khaled**, Directeur de recherche à l'URAER de Ghardaïa, pour avoir accepté d'évaluer ce travail de thèse. Je les remercie sincèrement pour l'attention qu'ils ont portée à ce travail, ainsi que pour leurs remarques constructives et enrichissantes.

Je souhaite bon courage à mes collègues doctorants et la bienvenue à tous les nouveaux doctorants, à qui je souhaite beaucoup de succès dans leurs travaux de thèse.

Enfin, mes remerciements vont également à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Résumé

La présente étude se concentre sur l'analyse numérique des contraintes thermiques qui se développent dynamiquement au sein des modules photovoltaïques en fonctionnement, constituant une cause majeure de défaillance.

La détermination précise des champs de température au sein d'un module PV soumis à des conditions de fonctionnement réelles est essentielle pour évaluer les contraintes thermiques auxquelles il est exposé. Dans la première partie de cette thèse, nous abordons cette problématique à travers une approche multi-physique, prenant en compte les différents aspects physiques de la conversion photovoltaïque. Tout d'abord, un modèle optique-radiatif permet de calculer le rayonnement solaire absorbé. Ce modèle est couplé à un modèle thermique tridimensionnel, basé sur la méthode des éléments finis, pour déterminer la distribution de température au sein des composants du module. Enfin, les résultats de ces deux sous-modèles sont intégrés dans un modèle électrique afin de simuler les performances électriques des panneaux PV. La comparaison des résultats numériques avec des données expérimentales publiées valide le modèle proposé. Les conditions environnementales, les systèmes d'installation et la variété des matériaux employés (tels que l'encapsulation et la couche arrière) ont été étudiés de manière approfondie pour en déterminer l'influence.

Dans la deuxième partie, nous avons mené une étude numérique tridimensionnelle pour analyser les déformations thermomécaniques induites dans le module PV. Les champs de température obtenus ont été directement appliqués au modèle structural en tant que charges thermiques. La prédiction fiable du comportement thermomécanique des modules PV en simulation numérique dépend étroitement de la pertinence des modèles de matériaux utilisés pour représenter le comportement mécanique des différents composants. Afin d'obtenir un compromis entre la complexité numérique et la fidélité des résultats, nous avons adopté un modèle viscoélastique pour représenter le comportement de l'encapsulant, tandis que les autres composants ont été modélisés par une loi d'élasticité linéaire. L'objectif principal de cette étude est d'évaluer l'influence des conditions environnementales, des zones climatiques, ainsi que des diverses configurations et technologies sur les contraintes thermiques induites dans les cellules PV et les charges appliquées sur les rubans de cuivre.

Mots-clés: Module photovoltaïque ; Approche multi-physique ; Champ de température ; Contraintes thermiques ; Méthode des éléments finis.

Abstract

The current study numerically investigates the thermal stresses generated within photovoltaic modules during operation, which constitute a primary cause of **their** failure.

Accurately determining the temperature distribution within a PV module under operating conditions is crucial for assessing the resulting thermal stresses. In the first part of this thesis, we address this problem using a multi-physics approach, considering the various physical aspects of photovoltaic conversion. An optical-radiative model is initially used to calculate the absorbed solar radiation, which is subsequently coupled with a 3D finite element thermal model to determine the temperature distribution within the module components. Finally, the results of these two sub-models are integrated into an electrical model to simulate the electrical performance of the PV panels. A comparison of numerical results with published experimental data corroborates the validity of the proposed thermal model. A comprehensive analysis was conducted to evaluate the influence of environmental factors, installation systems, and the various materials used in encapsulates and backheets.

In the second part, we performed a 3D numerical study to investigate the thermo-mechanical deformations of the PV module, applying the temperature fields directly as thermal loads to the structural model. The accuracy of the numerical models in predicting the thermo-mechanical behavior of the PV module strongly depends on the material models chosen to represent the mechanical behavior of its components. To ensure computational efficiency and accuracy of results, a viscoelastic model was employed to represent the encapsulate behavior, while linear elasticity was used for the remaining components. The main objective of this study is to evaluate the influence of environmental conditions, climatic zones, and various configurations and technologies on the thermal stresses induced in PV cells, as well as the loads applied to the copper ribbons.

Key words: Photovoltaic module; Multi-physics approach; Temperature field; Thermal stresses; Finite element method.

ملخص

تتطرق رسالة الدكتوراه هذه لدراسة تطور الإجهادات الحرارية داخل الوحدات الكهروضوئية أثناء التشغيل عددياً، والتي تعد من الاسباب الرئيسية المؤدية لفشلها.

يعد التحديد الدقيق للتوزيع الحراري داخل الوحدة الكهروضوئية في ظل ظروف التشغيل الفعلية أمراً بالغ الأهمية للتنبؤ بالضغوط الحرارية التي تتعرض لها. في الجزء الأول من هذه الأطروحة، نعالج هذه المشكلة باقتراح نموذج متعدد الفيزياء مع الأخذ في الاعتبار جميع الجوانب الفيزيائية المختلفة لظاهرة التحويل الكهروضوئي. أولاً، نقوم بتقدير الإشعاع الشمسي الممتص بواسطة الوحدة الكهروضوئية من خلال نموذج إشعاعي بصري. بعد ذلك، يتم استخدام نموذج حراري ثلاثي الأبعاد قائم على طريقة العناصر المحدودة لتحليل توزيع الحرارة الناتجة عن تحول الجزء الأكبر من الإشعاع الشمسي الممتص إلى طاقة حرارية داخل الوحدة. وأخيراً، يتم تعريف نتائج هذين النموذجين الفرعيين كمداخلات لنموذج كهربائي لمحاكاة الأداء الكهربائي للألواح الكهروضوئية. تم إجراء مقارنة تفصيلية بين النتائج العددية التي تم الحصول عليها من النموذج المقترح والبيانات التجريبية المستقاة من دراسة سابقة، وذلك بهدف التحقق من مدى دقة النموذج في التنبؤ بدرجة الحرارة الكهروضوئية. تمت دراسة الظروف البيئية وأنظمة التركيب ومجموعة متنوعة من المواد المستخدمة في التغليف والطبقة الخلفية بعمق لتحديد تأثيرها.

في الجزء الثاني، أجرينا دراسة عددية باستخدام نموذج هيكل ثلاثي الأبعاد لتحليل التشوهات الميكانيكية الحرارية المستحثة في الوحدة الكهروضوئية أثناء تشغيلها وذلك بتطبيق أحمال حرارية مستمدة من النموذج الحراري. ويعتمد التنبؤ الموثوق بالسلوك الميكانيكي الحراري للوحدات الكهروضوئية في المحاكاة العددية اعتماداً كبيراً على مدى ملائمة نماذج المواد المستخدمة لوصف السلوك الميكانيكي للمكونات المختلفة. لتحقيق توازن بين كفاءة الحساب ودقة النتائج، تم اعتماد نموذج مادة مرن-لزج لوصف سلوك المادة المغلفة، في حين تم اعتبار المكونات الأخرى على أنها مرنة خطية. الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو تقييم تأثير الظروف البيئية والمناطق المناخية والتكوينات والتقنيات المختلفة على الضغوط الحرارية المستحثة في الخلايا الكهروضوئية والأحمال المطبقة على الأشرطة النحاسية.

الكلمات المفتاحية: الوحدة الكهروضوئية؛ نهج متعدد الفيزياء؛ المجال الحراري؛ الإجهادات الحرارية؛ طريقة العناصر المحدودة.

Productions Scientifiques

Publications :

1. Limane B, Ould-Lahoucine C, Diaf S. Modeling and simulation of the thermal behavior and electrical performance of PV modules under different environment and operating conditions. Renew Energy 2023;219. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119420>.
2. B. Limane, C. Ould-Lahoucine, S. Guenfoud, S. Diaf, D.F. Laefer, Detailed modeling and numerical analysis of thermo mechanical stresses in the crystalline silicon and thin film PV modules under varying climatic conditions, Thermal Science and Engineering Progress 52 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2024.102625>.

Communications Internationales :

1. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif and Guenfoud Salah. Thermal and Electrical Performance Assessment of Cooled PV Panel Under different Operating Conditions. 1st International conference on modern electrical engineering and technology. CIETM'22. At: February 18-19, 2022. Souk Ahras, Algeria.
2. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif and Guenfoud Salah. Investigation of temperature and thermal stress in a cooled PV panel under real operating conditions based on a 3D FE thermomechanical model. Ankara international congress on scientific research-VI. AICSR'22. At: April 1-3, 2022. Ankara, Turkey.
3. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif and Guenfoud Salah. Effect of cooling technique on the performance of PV modules operating in desert climates. International conference on sustainable engineering and technology IC-SET'22. At: June 07th, 2022. Yogyakarta, Indonesia.
4. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif and Guenfoud Salah. Estimating the lifetime of photovoltaic modules operating in harsh climatic conditions. 1st International Conference on Applied Chemistry and Renewable Energies. ACREIC 2022. At: November 26-28, 2022. Tebessa, Algeria.
5. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif and Guenfoud Salah. Influence of the mounting systems on the thermal behavior and electrical performance of PV modules. 1st International

Conference on Scientific and Academic Research. ICSAR'22. At: December 10-13, 2022. Konya, Turkey.

6. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif and Guenfoud Salah. Modeling and Simulation of the influence of the encapsulant material on the thermomechanical behavior of PV modules. 1st International Conference on Materials Sciences and Technology. MatScience-2022. At: December 13-15, 2022. Khenchela, Algeria.
7. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif and Guenfoud Salah. Numerical simulation of residual stresses in PV panels after the lamination process. 1st international conference on renewable energies and power systems. ICREPS'24. At: May 13-14, 2024. Maama, Algeria.

Communications Nationales :

1. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif et Guenfoud Salah. Etude numérique de l'influence du refroidissement passif sur le comportement thermique et la performance électrique des modules photovoltaïques. Premier séminaire national sur les matériaux pour l'environnement et développement durable. MEDD'23. Le 09 et 10 Mai 2023. Relizane. Algérie.
2. Limane Badreddine, Ould-Lahoucine Cherif et Guenfoud Salah. Thermomechanical behavior and backsheet effect of photovoltaic modules. Algerian Conference on Mechanics and Solar Energy. ACMSE'23. At: June.17-18, 2023. Ouargla, Algeria.

Table des matières

Dédicace	I
Remerciements	II
Résumé	III
Productions Scientifiques.....	VI
Table des matières.....	VIII
Liste des figures	XII
Liste des tableaux.....	XX
Nomenclature	XXII
Introduction générale	1

Chapitre I

Étude bibliographique

I.1 Introduction	5
I.2 Énergie solaire photovoltaïque (PV)	5
I.3 Potentiel photovoltaïque mondial.....	6
I.4 Potentiel photovoltaïque algérien	8
I.5 Effet photovoltaïque	11
I.6 Principe de fonctionnement des cellules PV	12
I.7 Fabrication des modules photovoltaïques.....	13
I.7.1 Silicium de grade solaire	13
I.7.2 Cristallisation des lingots.....	15
I.7.2.1 Lingots monocristallins	15
I.7.2.2 Lingots multicristallins	16
I.7.3 Plaquettes de silicium (wafers).....	17
I.7.4 Cellule photovoltaïque.....	18

I.7.5 Module photovoltaïque.....	19
I.8 Technologies des modules PV	21
I.9 Mécanismes de dégradation des modules PV.....	22
I.9.1 Bris de verre.....	22
I.9.2 Délamination et décoloration d'encapsulant	23
I.9.3 Fissuration des cellules PV	24
I.9.4 Dégradation du backsheet.....	25
I.10 Contexte bibliographique (aspect thermique).....	26
I.10.1 Conditions environnementales	26
I.10.1.1 Modèles empiriques et analytiques simplifiés.....	26
I.10.1.2 Modèles numériques.....	30
I.10.2 Conditions d'installation.....	31
I.10.2.1 Inclinaison du module PV	31
I.10.2.2 Elévation du panneau et la nature du sol	33
I.10.3 Configurations	35
I.11 Contexte bibliographique (aspect structurel).....	37
I.11.1 Durant la production.....	37
I.11.2 Durant le fonctionnement	39
I.12 Conclusion	40

Chapitre II

Modélisation thermique et électrique des modules PV

II.1 Introduction	42
II.2 Modèle de rayonnement	43
II.3 Modèle optique.....	45
II.4 Modèle thermique	47
II.5 Modèle électrique	57
II.6 Conclusion.....	57

Chapitre III

Réponse thermique et performance électrique des modules PV

III.1 Introduction.....	59
III.2 Présentation du panneau PV sélectionné dans l'étude	59

III.3 La géométrie et le maillage du modèle	60
III.4 Validation du modèle thermique.....	61
III.4.1 Comparaison avec des résultats expérimentaux	62
III.4.2 Comparaison avec la NOCT	63
III.4.3 Comparaison avec des modèles empiriques	63
III.5 Influence des conditions environnementales	67
III.5.1 Influence de la radiation solaire.....	68
III.5.2 Influence de la température ambiante	69
III.5.3 Influence de la vitesse du vent	71
III.6 Influence des conditions d'installation	72
III.6.1 Influence de l'angle d'inclinaison.....	73
III.6.2 Influence de l'élévation du panneau	75
III.6.3 Influence de la nature du sol	77
III.7 Influence des différentes configurations	80
III.7.1 Influence de l'encapsulant	80
III.7.2 Influence du backsheet.....	82
III.8 Conclusion	83

Chapitre IV

Modélisation thermomécanique des modules PV

IV.1 Introduction.....	86
IV.2 Principe de la thermomécanique.....	86
IV.3 Modélisation du comportement des matériaux constitutifs du module PV	88
IV.3.1 Comportement élastique	88
IV.3.2 Viscoélasticité.....	91
IV.4 Conditions aux limites	95
IV.5 Validation des modèles des matériaux	96
IV.5.1 Validation 1	96
IV.5.2 Validation 2	98
IV.6 Conclusion	100

Chapitre V

Simulation du comportement thermomécanique des modules PV

V.1 Introduction.....	102
V.2 Approche de simulation	102
V.3 Présentation des panneaux PV sélectionné dans l'étude thermomécanique.....	103
V.4 Évaluation de la réponse thermique	105
V.5 Comportement structurel du module PV pendant le fonctionnement.....	107
V.6 Influence des configurations des modules PV	112
V.6.1 Influence du nombre des cellules.....	112
V.6.2 Influence de la taille des cellules	114
V.6.3 Influence du format des cellules	115
V.7 Influence des zones climatiques.....	118
V.7.1 Comportement thermique du module PV	118
V.7.2 Comportement structurel du module PV	120
V.8 Influence des technologies PV.....	123
V.9 Conclusion	126
Conclusion générale.....	128
Annexes.....	132
Bibliographie.....	140

Liste des figures

Chapitre I

Étude bibliographique

Fig. I.1	Contribution des énergies renouvelables à la production mondiale d'électricité (2011 et 2021)	6
Fig. I.2	Potentiel photovoltaïque mondial	7
Fig. I.3	Évolution de la capacité mondiale de l'énergie solaire photovoltaïque de 2011 à 2021	8
Fig. I.4	Potentiel photovoltaïque de l'Algérie	9
Fig. I.5	Localisation des stations PV installées	10
Fig. I.6	Dopage du silicium	12
Fig. I.7	Mécanisme de conversion PV dans une cellule solaire au silicium	13
Fig. I.8	Schéma de la production des modules PV en silicium	13
Fig. I.9	Schéma du processus de cristallisation du silicium par la méthode Czochralski (Cz)	16
Fig. I.10	Procédé de croissance dirigée pour du silicium multicristallin	17
Fig. I.11	Schéma illustrant les deux principales techniques de sciage des lingots de silicium : (A) Sciage annulaire et (B) Sciage à fil	18
Fig. I.12	Schéma illustrant les étapes principales de fabrication des cellules PV	19
Fig. I.13	Schéma explicatif des principaux éléments constitutifs des modules PV	20
Fig. I.14	Variation de la température et de la pression lors du laminage des modules PV	21
Fig. I.15	Classification des cellules photovoltaïques	22
Fig. I.16	Verre brisé à cause d'une mauvaise installation (serrage excessif du boulon)	23

Fig. I.17	Exemples illustrant les défauts de l'encapsulant : à gauche, délamination ; à droite, décoloration	24
Fig. I.18	Mécanismes de détérioration les plus courants du backsheet : (A) décoloration, (B) fissuration et (C) délaminage	25
Fig. I.19	Validation du modèle de Kurtz et al. [56]	26
Fig. I.20	Validation du modèle de Muzathik [57]	27
Fig. I.21	Effet de l'accumulation de poussière sur l'angle optimal d'inclinaison Xu et al. [68]	32
Fig. I.22	Configuration expérimentale pour divers matériaux réflecteurs (a) Aluminium. (b) Peinture blanche. (c) Sable. (d) Ciment. (e) L'herbe. Ganesan et al. [75]	34

Chapitre II

Modélisation thermique et électrique des modules PV

Fig. II.1	Approche multiphysique utilisée pour la modélisation thermoélectrique des systèmes PV	42
Fig. II.2	Illustration des différentes composantes du rayonnement reçu par un panneau incliné	43
Fig. II.3	Schéma de représentation des composants du rayonnement diffus prend en compte par Hay et Davies [99]	46
Fig. II.4	Schéma illustrant les angles principaux du modèle de rayonnement et du modèle optique	47
Fig. II.5	Représentation des différents échanges thermiques du PV avec le milieu extérieur	49
Fig. II.6	Bilan énergétique pour la conservation de l'énergie aux surfaces avant et arrière d'un module PV	55
Fig. II.7	Organigramme de l'algorithme proposé pour la détermination des températures des surfaces	56

Chapitre III

Réponse thermique et performance électrique des modules PV

Fig. III.1	Schéma représentant les différentes couches d'un module PV	59
Fig. III.2	Géométrie du modèle d'éléments finis pour le panneau PV sélectionné, zoom pour illustrer les différents composants	61
Fig. III.3	Illustration du maillage de modèle d'éléments finis utilisé dans la simulation	61
Fig. III.4	Données météorologiques ; radiation solaire, température ambiant et vitesse du vent (Doha, Qatar, 25 juin 2014)	62
Fig. III.5	Comparaison de la température de la face arrière du module PV prédite par notre modèle avec celle mesurée par Aly et al. [114].	62
Fig. III.6	Température de fonctionnement nominale des cellules PV (NOCT) prédite par le modèle d'éléments finis 3D du module PV	63
Fig. III.7	Données météorologiques ; radiation solaire, température ambiant et vitesse du vent (Adrar, Algérie, 13 Mars 2019)	65
Fig. III.8	Données météorologiques ; radiation solaire, température ambiant et vitesse du vent (Adrar, Algérie, 04 Avril 2019)	65
Fig. III.9	Comparaison de la température des cellules PV calculée à partir des différents modèles empiriques avec celle prédite par notre modèle pendant une journée claire	66
Fig. III.10	Comparaison de la température des cellules PV calculée à partir des différents modèles empiriques avec celle prédite par notre modèle pendant une journée nuageuse	66
Fig. III.11	Évolution de la température de fonctionnement du module PV dans les conditions actuelles de la journée ensoleillée	67
Fig. III.12	Évolution temporelle des champs de température à trois moments choisis au cours de la journée claire : (a) lever du soleil, (b) midi, (c) coucher du soleil	68

Fig. III.13	Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de radiation solaire	69
Fig. III.14	Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de radiation solaire	69
Fig. III.15	Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de la température ambiante	70
Fig. III.16	Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de la température ambiante	70
Fig. III.17	Variation de la vitesse du vent mesurée lors de la journée claire (13 mars 2019) multipliée par 0.25, 1 et 1.5.	71
Fig. III.18	Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de la vitesse du vent	72
Fig. III.19	Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de la vitesse du vent	72
Fig. III.20	Système de montage du panneau PV	73
Fig. III.21	Évolution du rayonnement incident sur la face avant du module PV en fonction de l'angle d'inclinaison	74
Fig. III.22	Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de l'angle d'inclinaison	75
Fig. III.23	Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de l'angle d'inclinaison	75
Fig. III.24	Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de l'élévation par rapport au niveau de sol	76
Fig. III.25	Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de l'élévation par rapport au niveau de sol	77
Fig. III.26	Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de la température du sol.	78
Fig. III.27	Évolution du flux radiative de la face arrière du module PV en fonction de la température du sol.	78
Fig. III.28	La production journalière d'énergie électrique du module PV en fonction de la température du sol	79

Fig. III.29	Influence de la réflectivité du sol sur la température PV	80
Fig. III.30	Influence de la réflectivité du sol sur la production journalière d'énergie PV et l'irradiation reçue par le panneau	80
Fig. III.31	Évolution de la température du module PV pendant la journée claire en fonction du matériau de l'encapsulation	81
Fig. III.32	Évolution de la température du module PV pendant la journée couverte en fonction du matériau de l'encapsulation	82
Fig. III.33	Évolution de la température du module PV pendant la journée couverte en fonction du matériau de l'encapsulation	83

Chapitre IV

Modélisation thermomécanique des modules PV

Fig. IV.1	Courbe de traction conventionnelle montrant les phases d'endommagement d'une éprouvette	89
Fig. IV.2	Coefficient de dilatation thermique des cellules PV	91
Fig. IV.3	Expériences : a) Fluage ; b) Relaxation	92
Fig. IV.4	Modèle de Maxwell généralisé	92
Fig. IV.5	Evolution du module de relaxation de l'EVA à plusieurs températures constantes	93
Fig. IV.6	Evolution du module de fluage de l'EVA à plusieurs températures constantes	93
Fig. IV.7	Courbe maîtresse du module de cisaillement de l'EVA à la température de référence de 25°C	94
Fig. IV.8	Illustration des conditions aux limites du modèle structurel	96
Fig. IV.9	Illustration du module PV à trois cellules, utilisé dans l'expérience d'Eitner et al. [131]	97
Fig. IV.10	Historique complet des températures pour toutes les étapes de l'expérience de Eitner et al. [131], comprenant "le refroidissement", suit le processus de laminage, "le stockage" pendant 24 heures, et "la mesure" du déplacement du gap entre deux cellules entre 85°C et -35°C.	97
Fig. IV.11	Comparaison du déplacement du gap cellulaire prédit par le modèle actuel avec celui mesuré par Eitner et al. [131].	98

Fig. IV.12	Illustration du module PV commerciale utilisé dans l'expérience de Miere et al. [132].	99
Fig. IV.13	Profil de température de l'expérience de Meier et al. [132], la zone rouge illustre le temps et la température de chaque incrément	99
Fig. IV.14	Comparaison du déplacement du gap cellulaire prédit par le modèle actuel avec celui mesuré par Meier et al. [132].	100

Chapitre V

Simulation du comportement thermomécanique des modules PV

Fig. V.1	Organigramme illustrant les principales étapes de la simulation du comportement thermomécanique des modules PV	103
Fig. V.2	Résultats de test d'optimisation du maillage	104
Fig. V.3	Distributions de température simulées pour (a) un panneau PV en c-Si, (b) un panneau PV en CdTe, et (c) un panneau PV en a-Si, dans des conditions correspondant à la NOCT	106
Fig. V.4	Évolution des champs de déplacements (U_3) : (a) à la température maximale et (b) à la température minimale	108
Fig. V.5	Représentation (a) : charges appliquées sur les rubans de cuivre ; (b) : axes longitudinal (AB) et transversal (CD)	108
Fig. V.6	Évolution du gap cellulaire au cours du temps et selon les localisations	109
Fig. V.7	Évolution des champs de contraintes de von Mises équivalentes dans la matrice cellulaire : (a) à la température maximale et (b) à la température minimale	110
Fig. V.8	Variation de la contrainte de cisaillement le long du chemin (CD) aux températures minimale et maximale	111
Fig. V.9	Plan neutre (ligne rouge)	111
Fig. V.10	Champs de la première contrainte principale dans la matrice cellulaire à la température maximale	112
Fig. V.11	Évolution de la première contrainte principale dans les cellules solaires en fonction de leur nombre	113

Fig. V.12	Évolution du gap cellulaire au cours du temps et en fonction de nombre des cellules	113
Fig. V.13	Évolution de la première contrainte principale dans les cellules solaires en fonction de leur taille	114
Fig. V.14	Évolution du gap cellulaire au cours du temps en fonction de la taille des cellules	115
Fig. V.15	Différents formats de cellules utilisés dans les simulations	115
Fig. V.16	Champs de la première contrainte principale pour les trois formats de cellules PV sélectionnés à la température maximale : (a) cellule complète (b) demi-cellule et (c) quart de cellule	116
Fig. V.17	Champs de la première contrainte principale pour les deux configurations des demi-cellules PV sélectionnées à la température maximale : (a) transversale et (b) longitudinale	117
Fig. V.18	Évolution du gap cellulaire au cours du temps et en fonction des formats des cellules	117
Fig. V.19	Évolution de la température de fonctionnement du module PV en silicium cristallin (c-Si) pour différents jours à El Bayadh	119
Fig. V.20	Températures minimales et maximales des cellules d'un panneau PV en silicium cristallin (c-Si) dans différentes zones climatiques pour (a) janvier et (b) juillet	119
Fig. V.21	Déplacement vertical d'un panneau PV en silicium cristallin le long de la trajectoire AB à El Bayadh : (a) à la température minimale et (b) à la température maximale des jours sélectionnés	120
Fig. V.22	Évolution du gap cellulaire au cours des jours sélectionnés à Adrar	121
Fig. V.23	Première contrainte principale des cellules c-Si dans l'Adrar à la température la plus élevée pendant les jours sélectionnés	121
Fig. V.24	Déplacement vertical d'un panneau PV c-Si le long de la trajectoire AB dans les villes sélectionnées : (a) à la température minimale et (b) à la température maximale des jours sélectionnés	122
Fig. V.25	Première contrainte principale des cellules c-Si dans différentes zones climatiques (villes) pendant un jour sélectionné en juillet	123

Fig. V.26	Évolution de la température de fonctionnement des modules PV c-Si, CdTe et a-Si à : (a) El Bayadh (en janvier) (b) Adrar (en juillet)	124
Fig. V.27	Variation du déplacement vertical maximal des panneaux PV en c-Si, CdTe et a-Si pendant (a) le jour le plus froid de janvier à El Bayadh et (b) le jour le plus chaud de juillet à Adrar	125
Fig. V.28	Première contrainte principale des cellules c-Si, CdTe et a-Si à la journée la plus chaude du mois de juillet dans la ville d'Adrar	126

Annexes

Fig. A.1	Coordonnées géographiques	133
Fig. A.2	Définition des angles pour un panneau PV incliné	134
Fig. A.3	Coordonnées horizontales	135
Fig. A.4	Exemple des résultats obtenus	136

Liste des tableaux

Chapitre I

Étude bibliographique

Tab. I.1	Description du projet PV installé	11
Tab. I.2	Les avantages et les inconvénients des techniques traditionnelles	18
Tab. I.3	Coefficients de King pour diverses configurations des modules PV et les systèmes de montage	28
Tab. I.4	Coefficients de Skoplaki pour les différents types d'installation des modules PV	29
Tab. I.5	Coefficients de Koehl pour les différents types de modules PV	29

Chapitre II

Modélisation thermique et électrique des modules PV

Tab. II.1	Valeurs d'albédo typiques pour différents types de couverture du sol	44
Tab. II.2	Corrélations appropriées pour déterminer le nombre de Nusselt de la convection	52

Chapitre III

Réponse thermique et performance électrique des modules PV

Tab. III.1	Dimensions et propriétés thermo-physiques du panneau PV	60
Tab. III.2	Test de convergence du maillage en respectant la température maximale dans chaque couche	60

Tab. III.3	Modèles empiriques utilisés pour la validation des résultats	64
Tab. III.4	Erreurs statistiques de la température PV prédite par les modèles empiriques et le présent modèle pour les deux jours sélectionnés	65
Tab. III.5	Propriétés thermo-physiques des autres matériaux d'encapsulation	81
Tab. III.6	La température maximale et la puissance maximale du module photovoltaïque lors des deux jours sélectionnés, en utilisant différents types d'encapsulant	82
Tab. III.7	Propriétés thermo-physiques des autres matériaux de la couche arrière utilisés dans les simulations	83

Chapitre IV

Modélisation thermomécanique des modules PV

Tab. IV.1	Relations entre les constantes élastiques	90
Tab. IV.2	Caractéristiques thermoélastiques des différents matériaux	90
Tab. IV.3	Constantes de la fonction William-Landel-Ferry (WLF)	95
Tab. IV.4	Coefficients de la série de Prony utilisés dans la simulation	95

Chapitre V

Simulation du comportement thermomécanique des modules PV

Tab. V.1	Dimensions des modules PV sélectionnés	104
Tab. V.2	Comparaison des températures simulées (NOCT) avec les températures tabulées	106
Tab. V.3	Localisation géographique des villes sélectionnées	118

Nomenclature

Symboles

$A_{cellules}$	Surface totale des cellules PV (mm^2)
A_i	Fonction de la transmittance de l'atmosphère
A_{verre}	Surface de la couche de verre avant (mm^2)
C	Chaleur spécifique ($J/kg \cdot K$)
e	Épaisseur (m)
E	Module de Young (Pa)
$E_{horaire}$	Production horaire du panneau PV (W)
$E_{journalière}$	Production quotidienne du panneau PV (W)
F	Facteur de forme
G	Module de cisaillement (Pa)
$G_{b\beta}$	Rayonnement direct (W/m^2)
$G_{d\beta}$	Rayonnement diffus (W/m^2)
$G_{r\beta}$	Rayonnement réfléchi (W/m^2)
G_0	Rayonnement extraterrestre (W/m^2)
G_{abs}	Rayonnement solaire absorbé par les cellules PV (W/m^2)
G_b	Rayonnement direct sur un plan horizontal (W/m^2)
G_d	Rayonnement diffus sur un plan horizontal (W/m^2)
G_{hor}	Rayonnement solaire mesuré sur un plan horizontal (W/m^2)
G_β	Rayonnement solaire globale reçu par une surface inclinée (W/m^2)
h	Coefficient de transfert par convection ($W/m^2 \cdot K$)
K_{verre}	Constante d'extinction du verre, (m^{-1})
k	Conductivité thermique ($W/m \cdot K$)
K	Module de compressibilité (Pa)
l	Longueur actuelle (m)
l_0	Longueur initiale (m)
P_{max}	Puissance électrique maximale (W)
Q	Chaleur générée (W/m^3)
R_b	Facteur de transposition géométrique
T	Température ($^{\circ}C$)
T_{amb}	Température ambiante ($^{\circ}C$)
$T_{arrière}$	Température de la surface arrière ($^{\circ}C$)
T_{avant}	Température de la surface avant ($^{\circ}C$)
$T_{cellule}$	Température de fonctionnement de la cellule PV ($^{\circ}C$)
T_{ciel}	Température du ciel ($^{\circ}C$)
T_{film}	Température du film ($^{\circ}C$)
$T_{réf}$	Température de référence ($^{\circ}C$)

T_{sol}	Température du sol ($^{\circ}C$)
$V_{cellules}$	Volume totale des cellules PV (m^3)
V_{verre}	Volume de la couche de verre avant (m^3)

Symboles Grecs

α	Coefficient de dilatation thermique
α_{PV}	Absorptivité des cellules PV
α_{verre}	Absorptivité du verre
β	Angle d'inclinaison
δ_{ij}	Fonction delta de Kronecker
ε	Déformation
ε^{th}	Déformation thermique
$\varepsilon_{arrière}$	Émissivité de la face arrière
ε_{avant}	Émissivité de la face avant
ε_T	Déformation transversal
η_{PV}	Rendement PV
$\eta_{réf}$	Rendement de référence du module PV
θ	Angle d'incidente
θ_r	Angle de réflexion
θ_z	Angle Zénith du soleil
ν	Coefficient de Poisson
ρ	Masse volumique
ρ_{sol}	Albédo du sol
σ	Contrainte
σ_{BS}	Constant de Stefan-Boltzmann
$\tau_{verre}(\theta)$	Transmissivité du verre à tout angle d'incidence
φ	Flux de chaleur
φ_{conv}	Flux de chaleur convectif
φ_{rad}	Flux de chaleur radiative

Nombres adimensionnelles

Gr^*	Nombre de Grashof modifié
Gr_c	Nombre de Grashof critique
Gr	Nombre de Grashof
Nu	Nombre de Nusselt
Pr	Nombre de Prandtl
Ra	Nombre de Rayleigh
Re	Nombre de Reynolds

Acronymes

1D	Monodimensionnel
2D	Bidimensionnel
3D	Tridimensionnel
CAO	Conception assisté par ordinateur
DIC	Corrélation d'images numériques

DIC	Corrélation d'images numériques
EVA	l'éthylène-acétate de vinyle
NOCT	Température nominale de fonctionnement des cellules PV
PDMS	Polydiméthylsiloxane
PMMA	Polyméthacrylate de méthyle
PV	Photovoltaïque
PVB	Butyral de polyvinyle
TPU	Polyuréthane thermoplastique
TTS	Superposition temps-température
WLF	William-Landel Ferry

Introduction générale

Les considérations environnementales et la limitation des ressources énergétiques conventionnelles constituent deux facteurs essentiels qui favorisent l'adoption des sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, lesquelles présentent une alternative propre et abondante. En dépit des similitudes qu'elle partage avec d'autres formes d'énergies renouvelables, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) offre des avantages supplémentaires, tels que sa facilité d'installation et d'utilisation, ainsi qu'un coût relativement modeste par rapport à d'autres sources d'énergie renouvelable. Cela en fait l'une des énergies les plus répandues et les plus utilisées au niveau mondial parmi ses homologues.

La majorité des centrales photovoltaïques (PV) à l'échelle mondiale se trouvent dans des régions arides et désertiques. Leur potentiel solaire élevé, associé à la disponibilité de vastes étendues de terres non exploitées, confère à ces zones des conditions optimales pour la production d'énergie photovoltaïque. Toutefois, celles-ci doivent également faire face à des températures ambiantes extrêmes qui peuvent réduire de manière significative l'efficacité des panneaux photovoltaïques. En effet, une élévation de la température de fonctionnement de 1°C au-delà de la température standard de 25°C entraîne généralement une diminution d'environ 0,5 % de l'efficacité des panneaux photovoltaïques [1,2]. Pour atténuer les effets néfastes des températures élevées sur les performances des modules photovoltaïques, diverses technologies de refroidissement ont été mises au point. Ces techniques peuvent être classées en deux catégories principales : les méthodes passives et les méthodes actives.

L'amélioration des performances des systèmes photovoltaïques nécessite une optimisation de l'efficacité électrique ainsi que de la fiabilité des modules photovoltaïques (PV). Les fabricants estiment généralement que la durée de vie opérationnelle des modules photovoltaïques s'élève à environ 25 ans, accompagnée d'une garantie de performance fixée à 80 % de la puissance initiale après cette période. Toutefois, les conditions réelles d'exploitation, souvent plus sévères que celles

observées en laboratoire, peuvent entraîner une dégradation accélérée et une production d'énergie inférieure aux prévisions théoriques. Cette situation découle principalement de la sensibilité des composants actifs, tels que les cellules photovoltaïques (PV) et les conducteurs en cuivre, aux variations des conditions environnementales. Par exemple, des températures élevées et des gradients thermiques significatifs provoquent l'apparition de microfissures au sein des cellules solaires et des interconnexions, ce qui réduit considérablement le rendement énergétique des modules.

La recherche visant à optimiser les performances des systèmes photovoltaïques (PV), tout en augmentant leur fiabilité et en diminuant leurs coûts de production, constitue l'une des préoccupations majeures des fabricants. À cet égard, il est désormais essentiel de considérer simultanément les diverses contraintes relatives au comportement thermique, électrique et structurel des modules PV, ce qui requiert de plus en plus l'application de techniques d'optimisation plus précises. [3,4] [5] [6,7]

L'Algérie se positionne parmi les nations présentant le plus grand potentiel solaire au monde [3,4]. Néanmoins, les conditions climatiques extrêmes de ses vastes zones arides et semi-arides, qui représentent près de 95 % de son territoire [5], entraînent une dégradation accélérée des panneaux photovoltaïques [6,7]. En dépit de l'importance capitale de ce sujet pour le développement de l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie, les recherches dans ce domaine demeurent quasi inexistantes. Dans ce cadre, nous avons élaboré une approche numérique multiphysique visant à modéliser et simuler les comportements thermomécaniques des modules photovoltaïques, en tenant compte de l'ensemble des aspects physiques liés au photovoltaïque. Notre étude a pour objectif d'approfondir la compréhension de l'influence des divers paramètres opérationnels, d'installation et géométriques sur le rendement et la durabilité des modules photovoltaïques.

L'objectif ainsi énoncé, la présente thèse de doctorat est organisée en cinq chapitres distincts. Dans la première section du premier chapitre, nous avons exposé les concepts fondamentaux relatifs à l'énergie solaire. Nous avons examiné la contribution des énergies renouvelables, et plus particulièrement celle de l'énergie solaire photovoltaïque (PV), à la production d'électricité tant au niveau mondial que national. Par ailleurs, nous avons analysé en profondeur les chaînes de production des modules PV, les diverses technologies disponibles ainsi que les modes de dégradation les plus fréquemment observés. La seconde section de ce chapitre

est consacrée à une revue exhaustive des recherches antérieures concernant le comportement thermique, la structure et les performances électriques des modules photovoltaïques.

Le deuxième chapitre est dédié à la formulation du cadre mathématique nécessaire pour modéliser le comportement thermique et évaluer les performances électriques des modules photovoltaïques durant leur fonctionnement. Il expose les équations fondamentales ainsi que les conditions aux limites essentielles pour l'analyse de l'impact de divers paramètres sur la réponse thermique du module photovoltaïque et sur la puissance électrique qu'il génère.

Dans le troisième chapitre, nous proposons une analyse approfondie des résultats issus de simulations numériques. L'objectif principal consiste à évaluer l'impact de plusieurs paramètres, tels que les conditions environnementales (ensoleillement, température ambiante, vitesse du vent), les conditions d'installation (inclinaison, hauteur, nature du sol), ainsi que les caractéristiques des matériaux composant le panneau (encapsulant, couche arrière), sur la température de fonctionnement et, par conséquent, sur la performance électrique des cellules photovoltaïques.

Le quatrième chapitre est consacré à la modélisation mathématique du comportement thermomécanique des modules photovoltaïques, ainsi qu'à l'examen des modèles de matériaux permettant de décrire le comportement mécanique de chaque composant du module photovoltaïque. À l'issue de ce chapitre, nous procédons à la validation des modèles sélectionnés en nous appuyant sur des résultats expérimentaux.

Dans le dernier chapitre, nous exposons les résultats de notre recherche concernant le comportement thermomécanique des modules photovoltaïques déployés dans divers contextes environnementaux, englobant cinq zones climatiques distinctes. Nous analysons également l'influence des différentes configurations et technologies sur ce comportement.

CHAPITRE I

Étude bibliographique

I.1 Introduction

L'énergie solaire se manifeste sous deux formes principales : la chaleur et la lumière. Ces deux formes permettent deux approches distinctes pour exploiter cette énergie en vue de la production d'électricité. La méthode indirecte, également connue sous le nom de solaire thermique, utilise l'énergie solaire pour évaporer de l'eau ou un autre liquide, lequel est ensuite utilisé pour alimenter un turbogénérateur. Contrairement à cette dernière, la technologie photovoltaïque produit de l'électricité directement à partir du rayonnement solaire grâce à des semi-conducteurs.

Ce chapitre est consacré à la présentation des notions fondamentales relatives à divers aspects de la photovoltaïque (PV). Nous y aborderons notamment l'effet photoélectrique, les étapes de fabrication des modules PV, les technologies les plus répandues et les mécanismes de dégradation les plus courants. Une revue de la littérature existante sur la performance globale des systèmes PV est présentée dans la deuxième section de ce chapitre, en mettant en évidence tous les aspects thermiques, électriques et structurels.

I.2 Énergie solaire photovoltaïque (PV)

Ces dernières années, la demande mondiale d'énergie électrique a considérablement augmenté, stimulée par plusieurs facteurs majeurs. Parmi eux figurent la croissance démographique, l'électrification accrue des modes de vie (transport, chauffage, etc.), ainsi que le développement des secteurs économiques. À l'heure actuelle, les combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel, constituent une des principales sources de production d'électricité à l'échelle mondiale. Toutefois, l'utilisation de ces ressources contribue à des dégâts environnementaux significatifs, en raison des rejets de dioxyde de carbone et d'autres polluants atmosphériques [8]. En outre, la fluctuation imprévisible du coût des combustibles fossiles constitue la deuxième raison pour laquelle les chercheurs, les écologistes et les décideurs politiques privilégient le développement et l'amélioration des sources d'énergie renouvelables [9]. La baisse rapide du coût des technologies renouvelables, en particulier du solaire photovoltaïque (PV) et de l'éolien, les a rendues économiquement compétitives par rapport aux combustibles fossiles traditionnels dans de nombreuses régions [10]. D'après le rapport du REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) édité en 2022 [11], la période entre 2011 et 2021 a été caractérisée par une augmentation notable de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables à l'échelle mondiale. En effet, la proportion d'électricité produite à partir de ces sources a augmenté

de près de 8 points de pourcentage entre 2011 et 2021, atteignant 28,3 % en 2021. Parmi les sources d'énergie renouvelables, l'hydroélectricité demeure l'une des options les plus fiables et efficaces pour la production d'électricité, bien que sa part ait diminué de 1 %. En revanche, la contribution des énergies solaire et éolienne a progressé de 8 %, comme illustré dans la figure I.1.

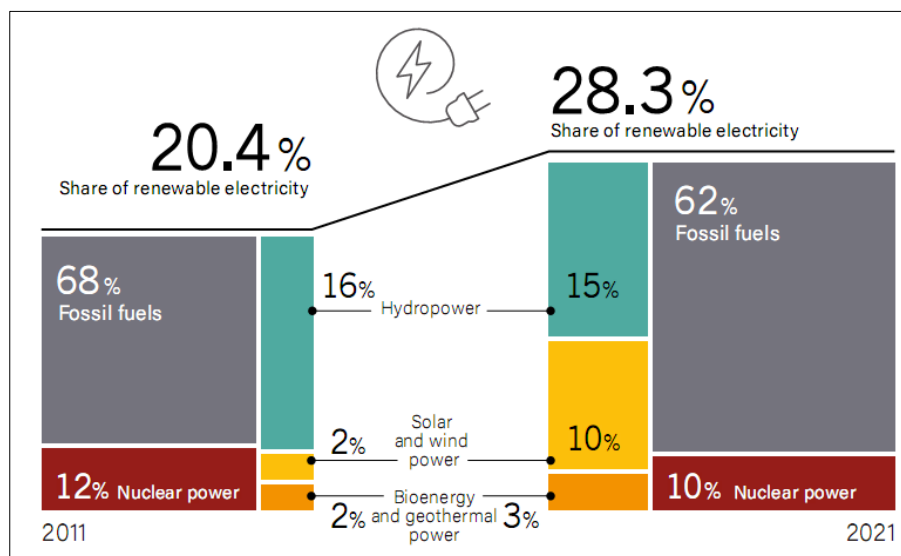


Fig. I.1. Contribution des énergies renouvelables à la production mondiale d'électricité (2011 et 2021) [11].

I.3 Potentiel photovoltaïque mondial

L'énergie solaire est une ressource renouvelable importante pour la décarbonisation future et le développement durable de notre société. Chaque jour, le soleil fournit à la terre l'équivalent de 4000 milliards de kilowattheures d'énergie solaire [12]. La figure I.2 illustre la carte mondiale des ressources solaires, approximativement 40% de la surface terrestre, soit environ 60 millions de kilomètres carrés, bénéficie d'ensoleillement direct annuel supérieur à 1800 kWh/m², la répartition spatiale homogène de l'ensoleillement horizontal montre six zones avec un fort potentiel énergétique solaire, caractérisées par des valeurs supérieures à 2200 kWh/m². Ces zones incluent la côte ouest de l'Amérique du Sud, l'Afrique du Nord, de l'Est et du Sud-Ouest, la péninsule Arabique et l'Australie. Elles s'étendent sur une superficie cumulée de 15 millions de kilomètres carrés, ce qui représente environ 10 % de la surface terrestre totale [13]. L'exploitation du potentiel solaire de ces régions pourrait jouer un rôle important dans la satisfaction de la demande énergétique mondiale croissante.

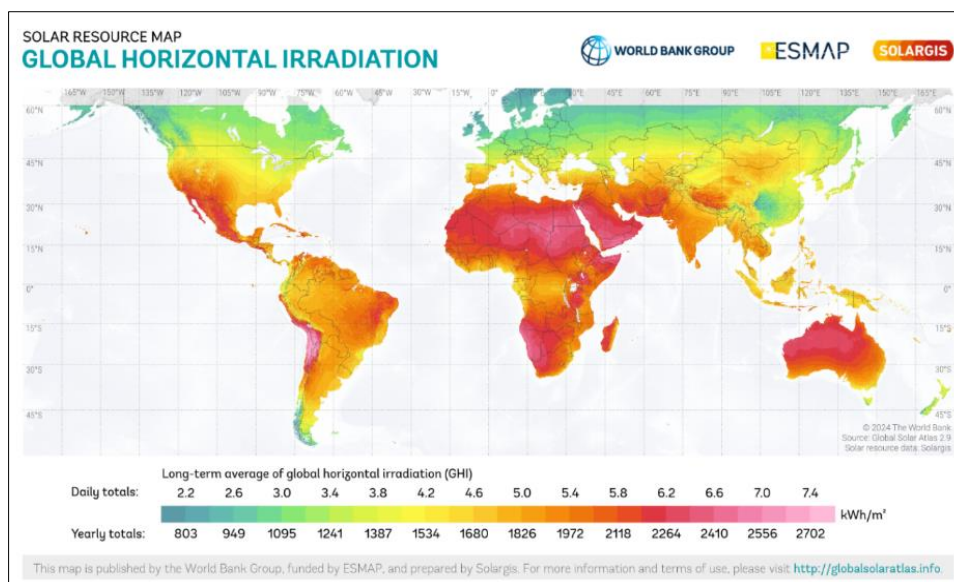


Fig. I.2. Potentiel photovoltaïque mondial [14]

L'énergie solaire photovoltaïque, une technologie permettant de transformer directement le rayonnement solaire en électricité, se distingue comme une solution des plus prometteuses pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux de demain, grâce à ses nombreux avantages, notamment l'abondance de l'énergie solaire dans de nombreuses régions, la simplicité d'installation et d'utilisation, ainsi que le coût compétitif par rapport à d'autres formes d'énergies renouvelables. Comme illustré dans la figure I.3, la production mondiale d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) a connu une croissance remarquable, augmentant de 7 0GW en 2011 à 942GW en 2021. Les principaux pays dans ce domaine sont la Chine, les États-Unis, l'Inde, le Japon et le Brésil, qui représentent ensemble environ 61 % de la capacité mondiale de production d'électricité photovoltaïque (PV) [11]. L'augmentation de la production d'électricité montre la tendance à la croissance de la technologie solaire, malgré les perturbations causées par le COVID-19 au cours des dernières années [15].

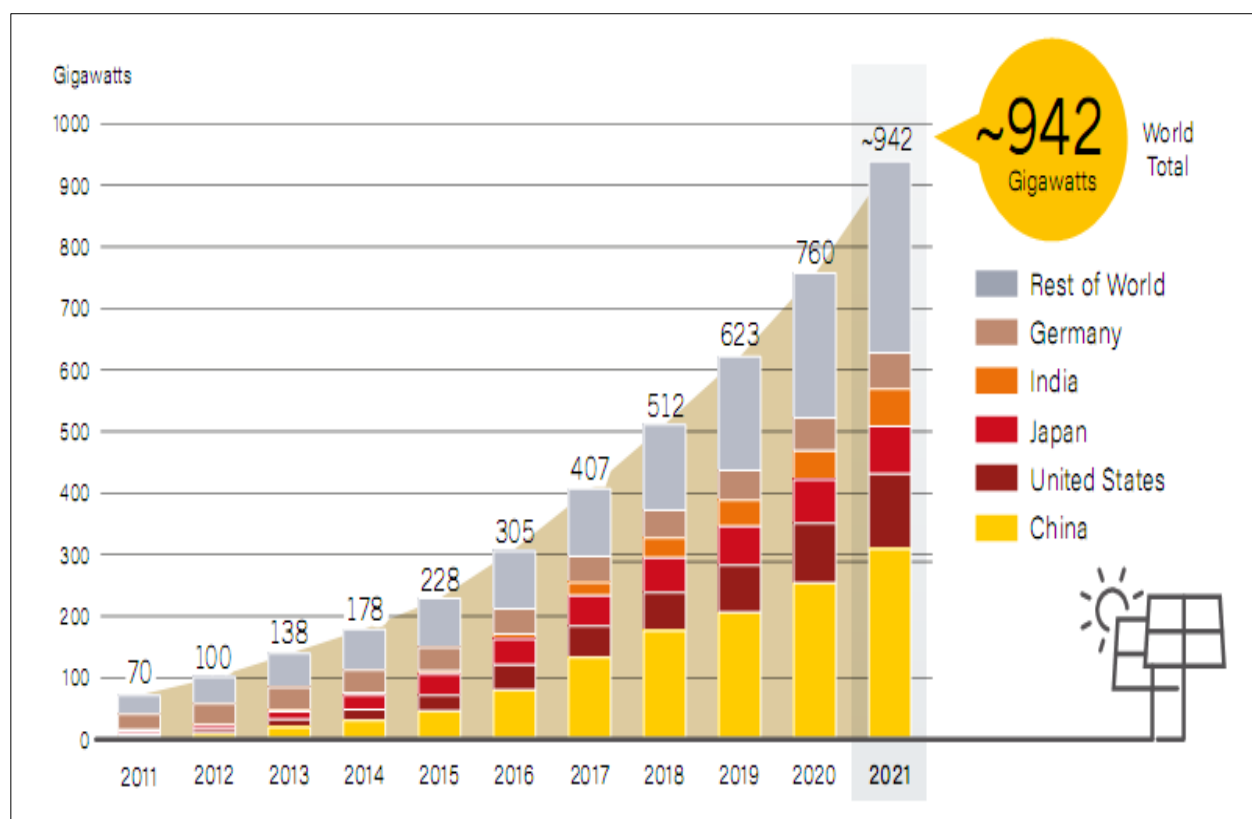


Fig. I.3. Évolution de la capacité mondiale de l'énergie solaire photovoltaïque de 2011 à 2021 [11]

I.4 Potentiel photovoltaïque algérien

Grâce à sa situation géographique, l'Algérie présente une diversité climatique, avec un climat méditerranéen au nord et un climat désertique au sud, ainsi qu'un climat continental caractéristique des hauts plateaux. Les précipitations sont principalement concentrées entre septembre et décembre, tandis que l'été est marqué par un temps sec [16]. En particulier, les régions du sud se caractérisent par des étés chauds et secs, avec de faibles précipitations tout au long de l'année, et présentent un fort potentiel solaire, la durée moyenne d'ensoleillement atteignant 3500 heures annuellement [17]. Ce dernier aspect est illustré dans la Fig. I.4, qui motive l'adoption d'une stratégie énergétique visant à accélérer le développement de l'énergie solaire.

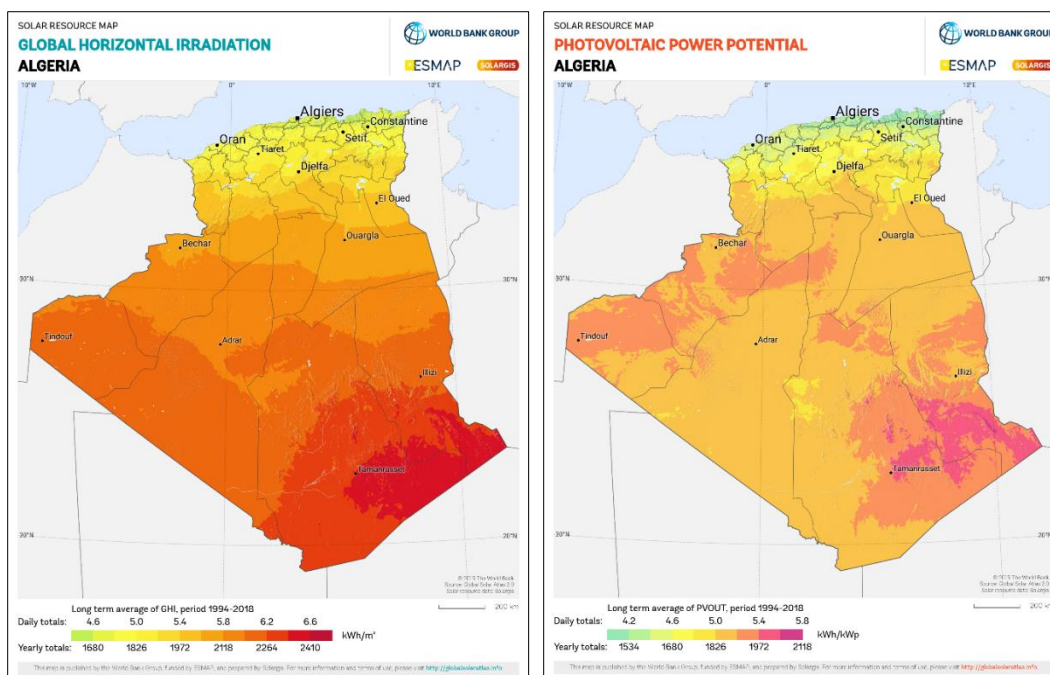


Fig. I.4. Potentiel photovoltaïque de l'Algérie [18]

En réponse à l'augmentation substantielle de la consommation d'électricité observée au cours des dernières années, due à la croissance démographique, à l'urbanisation et au développement économique, l'Algérie a élaboré une nouvelle stratégie énergétique. Cette stratégie vise à accélérer le développement de l'énergie solaire et à l'intégrer de manière efficace pour satisfaire la demande croissante en électricité.

Plusieurs centrales solaires photovoltaïques (PV) ont déjà été installées dans le pays par Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), et plus de 75 % d'entre elles sont situées dans les régions centrales et méridionales, connues pour leur forte intensité solaire et leurs longues heures d'ensoleillement. A titre d'exemple de centrale électrique utilisant déjà l'énergie solaire photovoltaïque, la centrale de Ghardaïa, mise en service en juin 2014, a une capacité totale installée de 1,1 MW [19]. Cette installation inclut divers types de modules photovoltaïques de première et deuxième génération, dans le but d'évaluer leur adéquation aux conditions environnementales de cette région. Près de la ville de Laghouat, deux centrales photovoltaïques ont été mises en service. La première, d'une capacité de 20 MW, a été inaugurée en avril 2016, suivie par une seconde centrale de 40 MW en avril 2017. Les informations détaillées pour chaque site sont présentées dans la figure I.5 et le tableau I.1.

Dans le cadre de la stratégie de Sonatrach (SH 2030) visant à déployer une capacité totale de 2300 MW d'énergie solaire d'ici 2030, la première centrale solaire photovoltaïque de 10 MW a été mise en service à Bir-Rebaa Nord, à Ouargla, en 2018 [20]. Ainsi, la production totale atteint désormais 254 MW.



Fig. I.5. Localisation des stations PV installées [20]

Tab. I.1 Description du projet PV installé [20]

N°	Région	Station PV	Capacité (MW)	Date de démarrage
1	ILLIZI	Djanet	03	19/02/2015
2	GHARDAIA	Oued Nechou	1.1	10/07/2014
3	ADRAR	Kabertene	03	13/10/2015
4	ADRAR	Adrar	20	28/10/2015
5	TAMANRASSET	Tamanrasset	13	03/11/2015
6	TAMANRASSET	In-Salah	05	11/02/2016
7	TINDOUF	Tindouf	09	14/12/2015
8	ADRAR	Zaouiet-Kounta	06	11/01/2016
9	ADRAR	Timimoun	09	07/02/2016
10	DJELFA	Ain-El-Ibl (I)	20	08/04/2016
11	LAGHOUAT	El-Khnag (II)	40	26/04/2017
12	SOUK AHRAS	Oued-El-Keberit	15	24/04/2016
13	NAAMA	Sedrate-Leghzal	20	03/05/2016
14	EL BAYADH	Biodh-Sidi-Chikh	23	26/10/2016
15	SAIDA	Ain-Skhouna	30	05/05/2016
16	OUARGLA	El-Hadjira	30	16/02/2017
17	SIDI BEL ABBES	Telagh	12	29/09/2016
18	LAGHOUAT	El-Khnag (I)	20	08/04/2016
19	DJELFA	Ain-El-Ibl (II)	33	06/04/2017
20	M'SILA	Ain-El-Melh	20	26/01/2017
21	BATNA	Oued-El-Ma	02	16/01/2018
22	ADRAR	Reggane	05	28/01/2016
23	ADRAR	Aoulef	05	07/03/2016

I.5 Effet photovoltaïque

Le terme "photovoltaïque" dérive de "photo" en grec, signifiant "lumière", et du nom du scientifique électricien Alessandro Volta pour le composant "voltaïque" [21]. Le phénomène photovoltaïque (PV) se produit lorsque certains matériaux sensibles à l'énergie contenue dans les photons sont exposés à la lumière du soleil. Cela entraîne la génération d'une différence de potentiel électrique entre les faces du matériau, ce qui engendre un courant électrique. Au cours des années 1950, les scientifiques du laboratoire Bell aux États-Unis ont pu concevoir la première cellule solaire en silicium, suite à l'observation initiale du phénomène en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel [22].

I.6 Principe de fonctionnement des cellules PV

Le dopage consiste à insérer des atomes dans la structure cristalline afin de modifier ses propriétés électriques. On utilise fréquemment des atomes de bore et de phosphore pour doper les matériaux semi-conducteurs, comme le silicium, afin de les qualifier respectivement de type P et N. Dans le dopage de type P, des trous sont créés dans la structure cristalline, ce qui entraîne la formation d'une zone de charges positives, tandis que dans le dopage de type N, des électrons supplémentaires sont fournis, créant ainsi une zone de charges négatives. La figure I.6 représente le schéma des atomes de silicium dopés et non dopés.

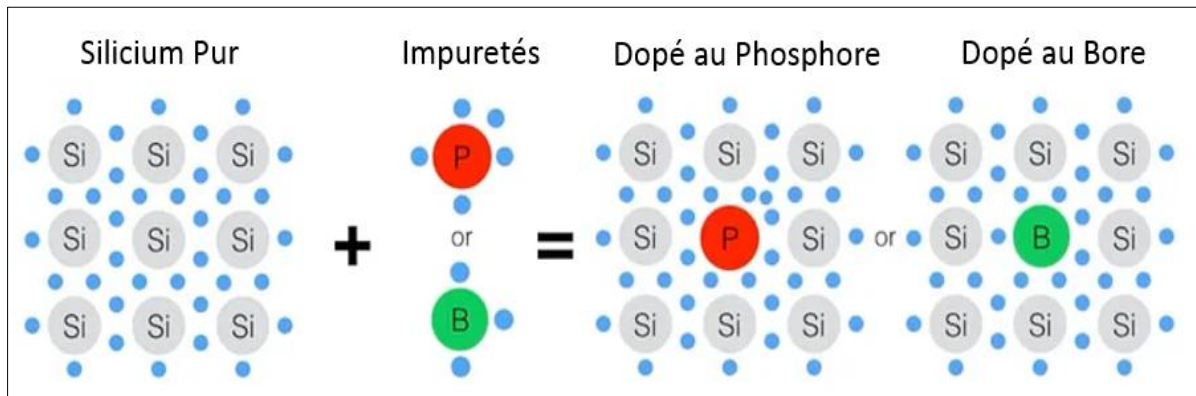


Fig. I.6. Dopage du silicium

Les cellules photovoltaïques au silicium conventionnelles se composent de deux strates, la première dopée du type P (bore) et la seconde du type N (phosphore). Lorsque les deux couches sont reliées entre elles, les électrons et les trous se diffusent automatiquement d'une couche à l'autre, formant ainsi une région de déplétion à l'interface entre les deux semi-conducteurs, comme indiqué dans la section zoomée de la figure I.7.

Sous éclairage, seuls les photons ayant une énergie supérieure ou égale à celle de la bande interdite peuvent générer des paires électron-trou. En raison du champ électrique à l'interface, les électrons et les trous générés sont séparés : les électrons se dirigent vers le semiconducteur de type N et les trous vers le semiconducteur de type P, puis sont récupérés à chaque extrémité par des contacts métalliques, comme le montre la figure I.7.

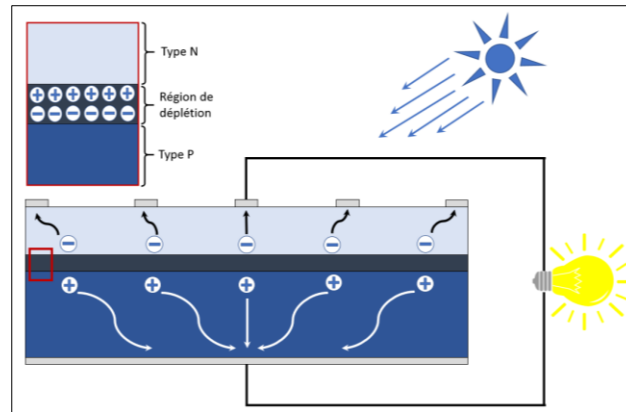


Fig. I.7. Mécanisme de conversion PV dans une cellule solaire au silicium

I.7 Fabrication des modules photovoltaïques

Dans cette partie, nous exposons la procédure de fabrication des modules photovoltaïques (PV) conventionnels. Comme illustré dans la figure I.8, Le processus commence avec la transformation du silicium brut en silicium métallurgique, purifié à un taux de 98 à 99%. Ce matériau est ensuite raffiné pour obtenir du silicium polycristallin d'une pureté extrêmement élevée. Le silicium ainsi obtenu est cristallisé en lingots, puis découpé en fines plaquettes (wafers). Ces plaquettes sont ensuite transformées en cellules PV actives par des procédés tels que le dopage et la métallisation...etc. Enfin, les cellules PV sont assemblées et encapsulées pour former un module photovoltaïque complet.

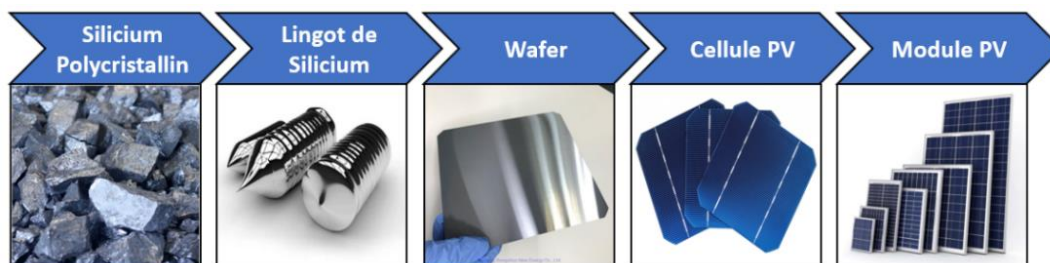
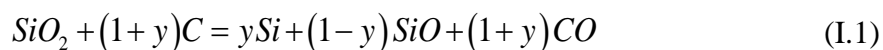


Fig. I.8. Schéma de la production des modules PV en silicium

I.7.1 Silicium de grade solaire

Le silicium se situe dans la colonne IV du tableau périodique de Mendeleïev et possède 4 électrons de valence. Ce semi-conducteur se distingue par un gap indirect de 1,12 eV. Outre ces caractéristiques, le silicium occupe la deuxième place en termes d'abondance dans la croûte de la Terre, soit 27 %, derrière l'oxygène (47 %) [23]. Il est principalement présent sous forme de silice et de silicates.

D'après la référence [24], le silicium de grade métallurgique est obtenu par un processus de réduction où le dioxyde de silicium réagit avec du carbone à une température très élevée dans un four électrique à arc submergé. Cette réaction est représentée par l'équation suivante :



Dans la partie gauche de l'équation de réaction, le dioxyde de silicium (SiO_2) est extrait de matières premières telles que le quartz, les quartzites, les grès et les sables siliceux. Quant au carbone (C), il provient de matériaux carbonés tels que le coke de pétrole, le charbon, le charbon de bois et les copeaux de bois. Le processus de réaction s'effectue à une température spécifique (supérieur à 1800 °C [24]), obtenue grâce à l'utilisation de trois électrodes immergées dans le fond du four et alimentées par un courant alternatif. Dans la partie droite de l'équation, le monoxyde de silicium (SiO) et le monoxyde de carbone (CO) représentent des sous-produits qui sont capturés par un système de purification des gaz. Après la filtration, ces sous-produits sont brûlés avec l'excès d'air chaud. En parallèle, le silicium sous forme liquide s'accumule au fond du four à une température de 1600 °C [25]. Il est ensuite versé dans des moules pour se solidifier avant d'être broyé. La pureté du silicium de qualité métallurgique peut atteindre 99 % ou plus [25].

La pureté du silicium de grade métallurgique ne convient pas aux applications photovoltaïques et électroniques. Il est donc indispensable de raffiner ce silicium pour obtenir du silicium hautement pur. Le processus de raffinage peut être effectué en convertissant le silicium en Trichlorosilane, selon la réaction de l'équation (1.2), ce qui permet ensuite de le purifier par distillation fractionnée [26].



Le Trichlorosilane produit dans la réaction mentionnée ci-dessus est transformé en silicium polycristallin très pur par le procédé Siemens, qui implique un mélange avec de l'hydrogène. Ce procédé est généralement l'inverse de celui utilisé pour produire le Trichlorosilane [26].



I.7.2 Cristallisation des lingots

En électronique, on distingue généralement deux catégories principales de lingots de silicium : le silicium monocristallin pour les applications qui requièrent des performances supérieures, et le silicium multicristallin pour une méthode plus abordable. On distingue plusieurs techniques employées pour la cristallisation du silicium, selon de son type. Les deux techniques les plus répandues sont brièvement résumées dans cette section. Pour plus de détails, les lecteurs peuvent se référer à la référence [27].

I.7.2.1 Lingots monocristallins

La méthode Czochralski (Cz) occupe une place prépondérante dans le processus de cristallisation d'une vaste variété de matériaux électroniques et optiques [28]. Ce procédé a été inventé en 1916 par le chimiste polonais Jan Czochralski, mais il a été développé et appliqué à grande échelle dans les années 1950 par les scientifiques américains Gordon K. Teal et John B. Little [29]. La figure [I.9](#) illustre le concept fondamental de la progression des lingots monocristallins, basé sur la méthode de Czochralski, peut être résumé par les points suivants [27]:

- A. Le silicium polycristallin, avec une quantité déterminée de dopant bore ou phosphore, est chargé dans un creuset en quartz et placé dans un four.
- B. L'augmentation de la température du four jusqu'à la fusion complète du silicium.
- C. Un germe de monocristal est immergé dans du silicium fondu, tandis que le germe et le creuset tournent en sens opposés.
- D. Tirage du lingot à vitesse réduite commence 1 à 3 minutes après l'immersion
- E. Maintenir la croissance avec le diamètre requis en ajustant le taux de croissance et la température de fusion.
- F. Le système est progressivement refroidi une fois la croissance du lingot terminée.

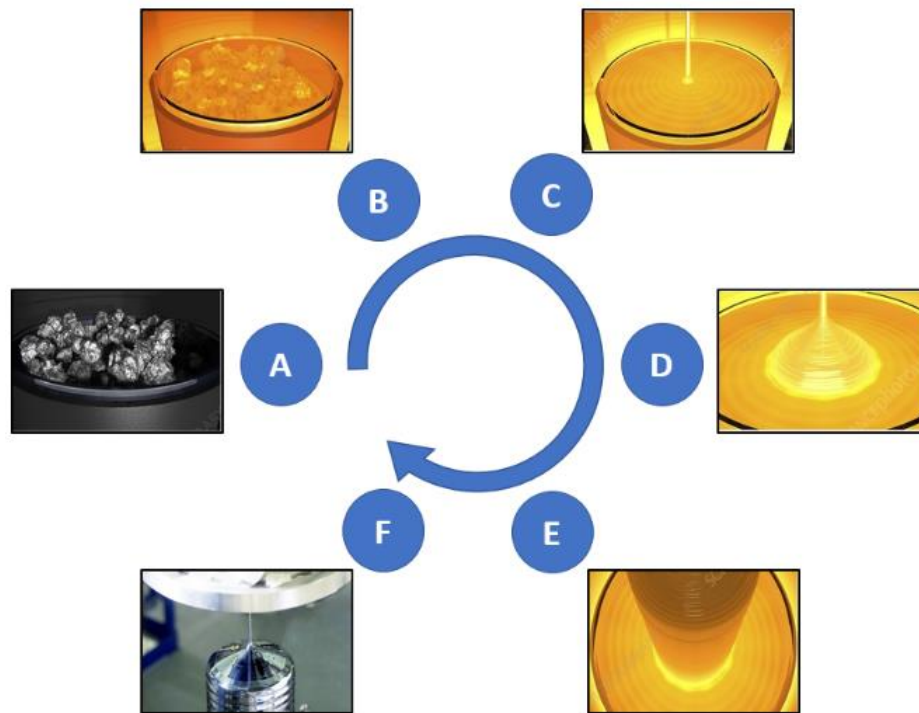


Fig. I.9. Schéma du processus de cristallisation du silicium par la méthode Czochralski (Cz) [27]

I.7.2.2 Lingots multicristallins

Les cellules en silicium multicristallin représentent plus de 60 % du marché mondial de l'énergie photovoltaïque [30], grâce à leur faible coût de production et à leur efficacité de conversion relativement élevée. Les modules polycristallins atteignent généralement des rendements compris entre 13 % et 16 %, tandis que les panneaux à cellules monocristallines peuvent atteindre des rendements allant de 15 % à 23 %. Ce type a été introduit à l'industrie PV depuis les années 1970 et commercialisé à grande échelle dans les années 1980 [31]. La solidification directionnelle (DS) est une méthode essentielle pour la fabrication de lingots multicristallins, considérée comme écologique et rentable, parmi les différentes techniques utilisées pour la fabrication des lingots en silicium cristallin. Cette méthode repose sur le principe de la cristallisation dirigée des cristaux. Après la fusion dans un four vertical, le silicium est progressivement refroidi de bas en haut jusqu'à une cristallisation complète (voir la figure I.10). Ce refroidissement s'effectue par le déplacement du creuset de la zone chaude vers la zone froide.

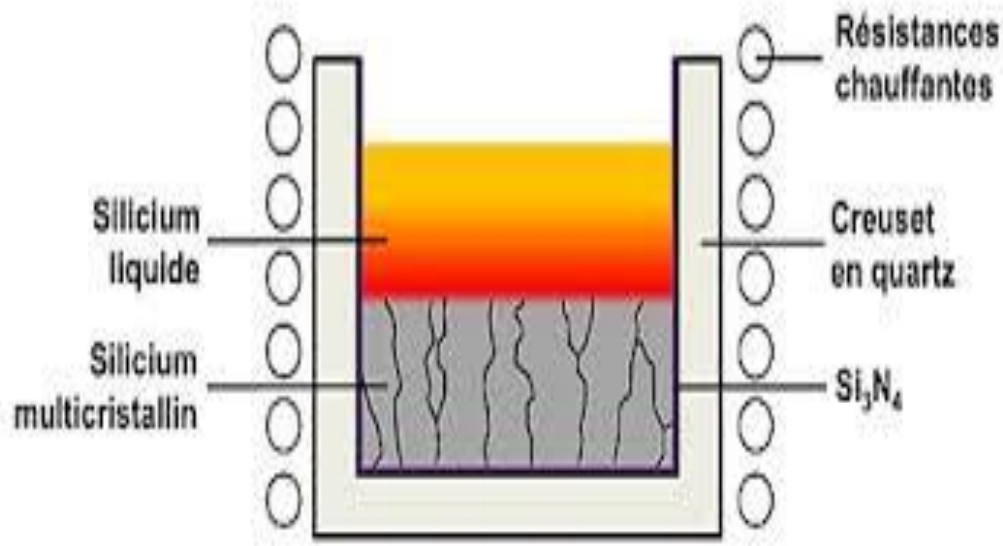


Fig. I.10. Procédé de croissance dirigée pour du silicium multicristallin

I.7.3 Plaquettes de silicium (wafers)

La troisième étape clé dans la production de panneaux photovoltaïques est la découpe du lingot de silicium en fines strates (wafers). Il existe deux méthodes différentes pour effectuer ce processus, comme illustré à la figure I.11. Le sciage annulaire (figure I.11 (a)) implique l'utilisation d'une scie équipée d'une fine lame d'acier annulaire maintenue sous tension pour augmenter sa rigidité. Le bord intérieur de la lame est recouvert de diamant, tandis que l'extrémité extérieure est fixée dans une machine qui la fait tourner. Chaque tranche de silicium est découpée séparément en plaçant le lingot de silicium à découper au centre de la lame et en le soulevant lentement, de sorte que le processus de découpe prend quelques minutes. En revanche, la méthode de sciage à fil permet de produire simultanément nombreuses plaquettes, selon la longueur du lingot, l'épaisseur des plaquettes et la configuration de la machine [32]. La figure I.11 (b) illustre le principe de cette méthode, dans laquelle le lingot de silicium est avancé lentement contre la nappe de fils en mouvement. Les fils traversent le lingot, découpant de fines plaques grâce à leur revêtement abrasif. La vitesse d'avance du lingot et la vitesse de coupe des fils sont contrôlées avec précision pour assurer une découpe uniforme et éviter les dommages aux plaquettes. Le tableau I.2 présente une comparaison entre ces deux méthodes de découpe traditionnelles.

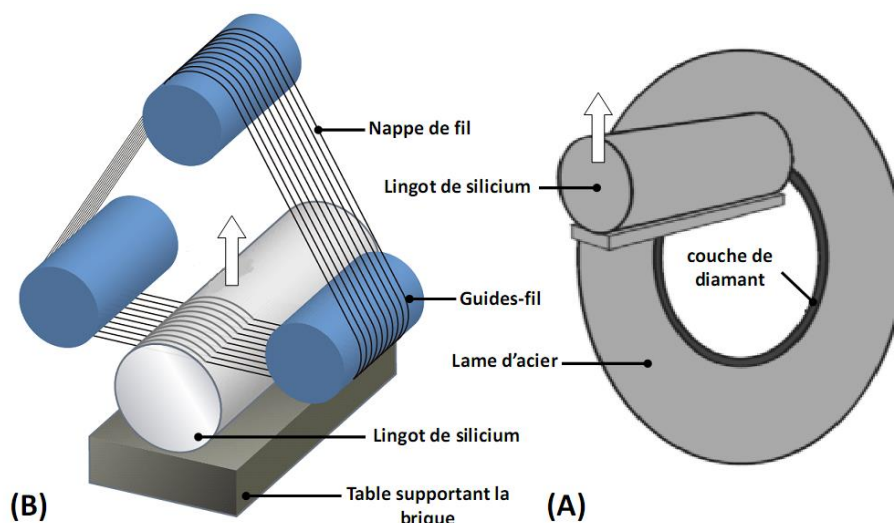


Fig. I.11. Schéma illustrant les deux principales techniques de sciage des lingots de silicium :
(A) Sciage annulaire et (B) Sciage à fil [32]

Tab. I.1 Les avantages et les inconvénients des techniques traditionnelles [32]

	Sciage annulaire	Sciage à fil
Flexibilité de la fabrication en petites séries	++	--
Production en volume, peu de spécifications	-	++
Découpe de plaquettes minces	-	++
Déformation des plaquettes	-	+
Productivité	-	+

I.7.4 Cellule photovoltaïque

Depuis la plaquette de silicium brute jusqu'à la cellule photovoltaïque (PV) active, la cellule solaire subit plusieurs étapes de fabrication. La séquence de fabrication standard d'une cellule solaire en silicium cristallin (c-Si) est illustrée à la figure I.12.

Après avoir éliminé les irrégularités et traces de sciage par polissage, la plaquette est ensuite texturisée. Cette étape consiste à traiter la surface de la plaquette pour lui donner une texture rugueuse. Grâce à la rugosité de la surface, l'efficacité des cellules solaires peut être améliorée en capturant plus de rayons lumineux et en réduisant leur réflexion. Dans la référence [33], différentes techniques de texturation basées sur la gravure chimique sont examinées. Il est trouvé que les cellules solaires gravées à l'acide présentent une efficacité accrue de 2,6 % par rapport à celles traitées à l'alcaline.

L'étape suivante consiste à créer une jonction p-n en diffusant du phosphore (POCl_3) sur toute la surface de la cellule solaire, ce processus nécessitant une température supérieure à 800°C .

La couche de phosphosilicate vitreuse (PSG) formée par diffusion est éliminée à l'aide d'acide fluorhydrique. Les bords de la cellule sont ensuite isolés pour assurer l'isolation électrique de l'émetteur n^+ sur la surface avant par rapport à la couche de contact arrière en aluminium.

Dépôt de nitrure de silicium amorphe hydrogéné ($\text{a-SiN}_x\text{:H}$) par PECVD (Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition) sur la surface avant de la cellule en raison de sa capacité à servir à la fois de passivation et de revêtement antireflet [34].

Métallisation par sérigraphie : application d'une plaque pleine d'aluminium sur la face arrière et d'une grille d'argent sur la face avant, chaque étape de métallisation est suivie d'un séchage dans un four à tapis.

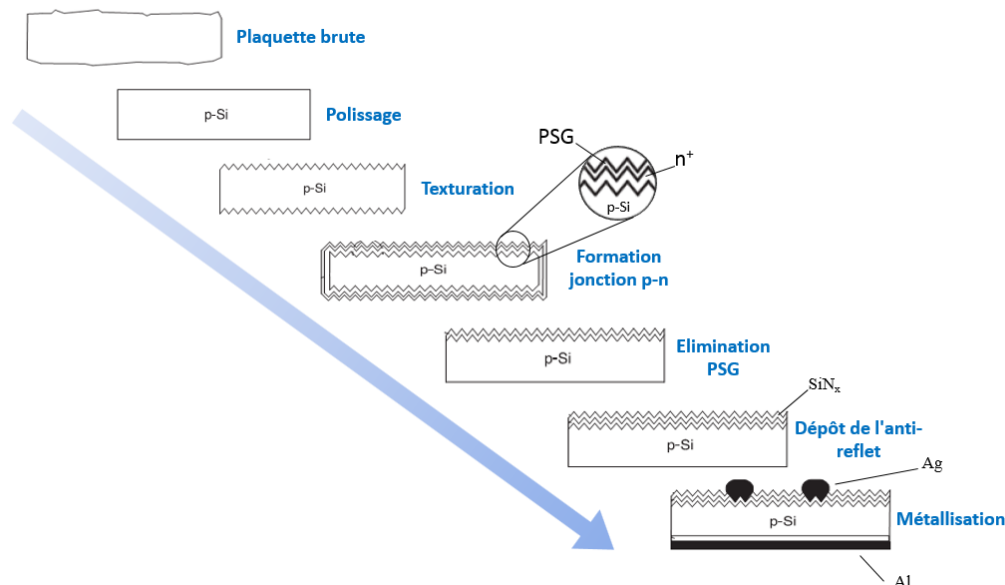


Fig. I.12. Schéma illustrant les étapes principales de fabrication des cellules PV [34]

I.7.5 Module photovoltaïque

Les cellules PV, à elles seules, ne produisent pas assez d'électricité pour la plupart des usages. C'est la raison pour laquelle elles sont assemblées en modules, regroupant de nombreuses cellules connectées en série ou en parallèle par des rubans de cuivre. Ces assemblages, appelés modules PV, fournissent des niveaux de courant et de tension adaptés aux applications pratiques.

La matrice des cellules PV est encapsulée dans un polymère transparent, généralement de l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), en raison de ses excellentes propriétés optiques et de son faible coût [35]. Dans les modules PV standards, la face avant des cellules est recouverte d'une plaque de verre, tandis que la face arrière est protégée par un film multicouche étanche appelé "Tedlar", et ensuite cadré, comme illustré dans la figure I.13.

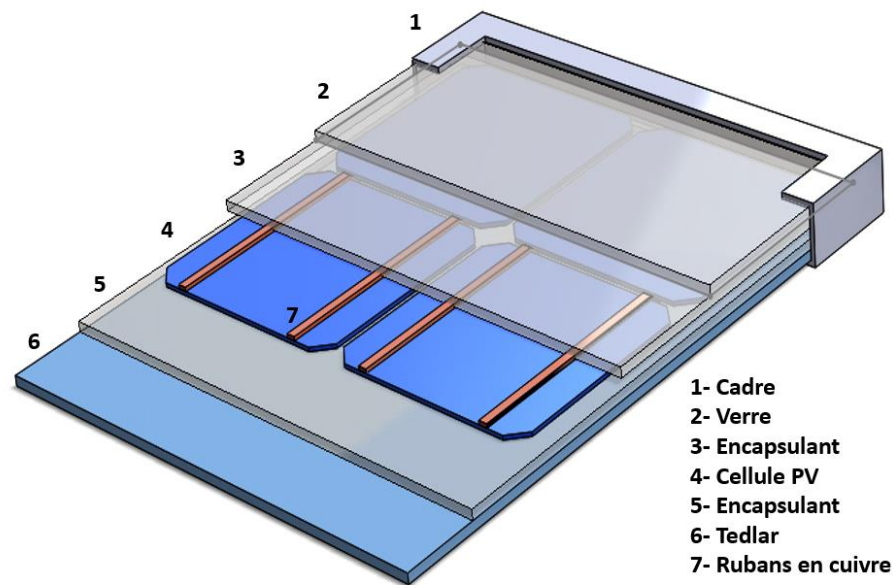


Fig. I.13. Schéma explicatif des principaux éléments constitutifs des modules PV

En pratique, la structure verre-EVA-cellules-EVA-Tedlar est assemblée par le laminage. Selon les références [36–38], le processus de laminage des modules PV comprend trois étapes principales lors l'utilisation une machine de plastification sous vide avec une seule plaque chauffante. Dans la première étape, les composants du module sont chauffés progressivement à partir de la température ambiante jusqu'à atteindre la température de ramollissement de l'encapsulant (EVA). Lors de la deuxième étape, en maintenant la température de laminage constante, une pression uniforme est appliquée au module pendant 13 minutes à l'aide d'une membrane flexible afin d'assurer une adhésion optimale entre l'encapsulant (EVA) et les autres composants. Afin de prévenir la formation de bulles d'air dans le produit final lors des deux étapes précédentes, le laminateur est mis sous vide. Ensuite, la pression est relâchée et le produit est refroidi à température ambiante. L'évolution de la température et de la pression tout au long des étapes de laminage des modules PV est illustrée dans la figure I.14.

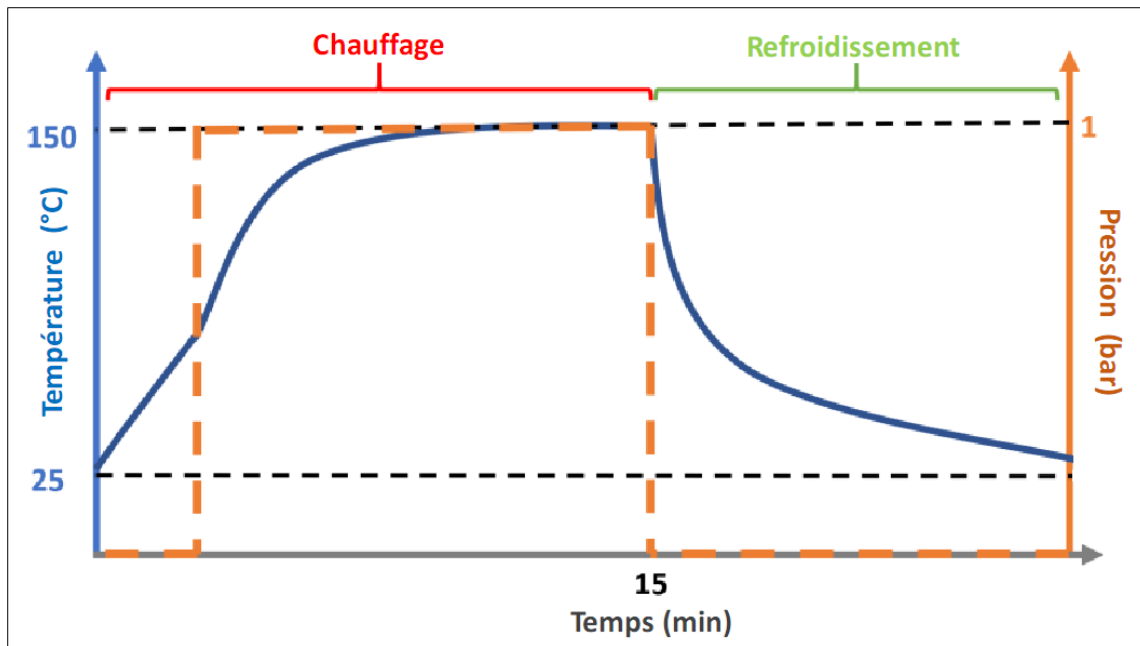


Fig. I.14. Variation de la température et de la pression lors du laminage des modules PV [36].

I.8 Technologies des modules PV

Les technologies PV actuelles, qui dominent le marché mondial, se divisent en deux générations principales, comme le montre la figure I.15. Les cellules solaires de première génération, également appelées cellules à base de silicium, qui occupent environ 90 % du marché mondiale, grâce à leur grande abondance, leur facilité de fabrication et leur fiabilité. La meilleure efficacité obtenue pour les cellules en silicium monocristallin et en silicium polycristallin est respectivement de 26.1 % et 23.3 % [39]. De plus, leur épaisseur varie généralement entre 140 μm et 260 μm . Les cellules à couche mince de deuxième génération sont fabriquées en déposant une ou plusieurs couches minces de matériau PV sur un substrat tel que le verre, le plastique ou le métal. Les cellules à couche mince, contrairement aux cellules solaires en silicium cristallin, se caractérisent par une épaisseur très réduite, ne dépassant pas quelques micromètres. La technologie des couches minces vise à diminuer les coûts en utilisant moins de matériaux tout en maintenant une efficacité comparable à celle de la première génération. Le silicium amorphe (a-Si), le tellure de cadmium (CdTe) et le sélénure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS) font partie des types les plus courants de cellules solaires à couche mince, offrant respectivement des rendements PV de 14 %, 22,1 % et 23,4 % [39].

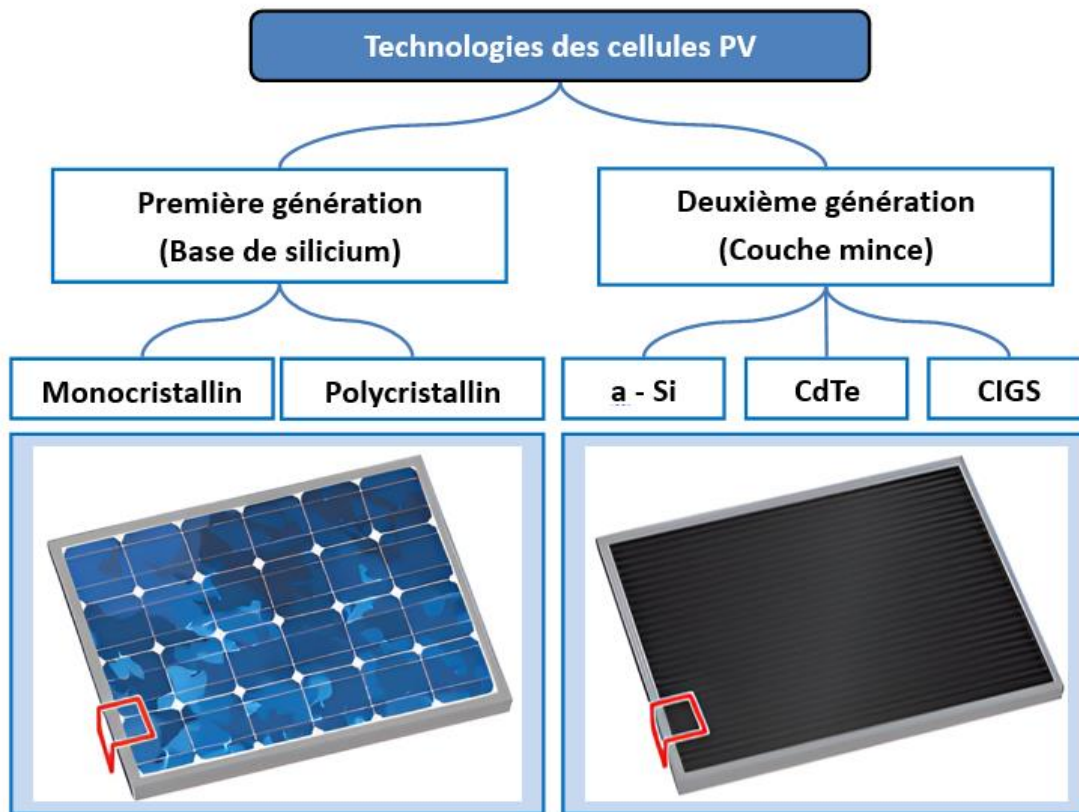


Fig. I.15. Classification des cellules photovoltaïques

I.9 Mécanismes de dégradation des modules PV

La dégradation est définie comme la détérioration graduelle des propriétés d'un composant ou d'un système, pouvant affecter sa capacité à fonctionner selon les critères acceptables. Cette dégradation est provoquée par les conditions de service. En photovoltaïque, un panneau est considéré comme défectueux lorsque sa puissance de sortie diminue de plus de 50 % [40]. Dans cette section, nous présentons les modes de dégradation les plus fréquents de chaque composant du module PV.

I.9.1 Bris de verre

Le bris de verre peut être lié à un transport inadéquat des modules PV, à une mauvaise manipulation ou à des opérations de montage incorrectes telles que l'application d'une force de serrage excessive (voir la figure I.16). Les conditions météorologiques jouent également un rôle important dans la dégradation et la défaillance du verre frontal des panneaux PV en raison de contraintes thermiques ou mécaniques induites par ces conditions. Dans leur étude, Bora et al. [41] ont observé que le verre des panneaux solaires exploités dans des zones à climat chaud est

susceptible de se fissurer ou de se briser au cours des cinq premières années d'utilisation. Non seulement les bris de verre réduisent la puissance électrique des panneaux PV (en diminuant la transmission de la lumière), mais ils permettent également à l'eau et à l'humidité de pénétrer dans les cellules solaires, ce qui entraîne des risques de choc électrique. Ainsi, le risque associé à ce mécanisme de dégradation a été évalué à 90% [42].

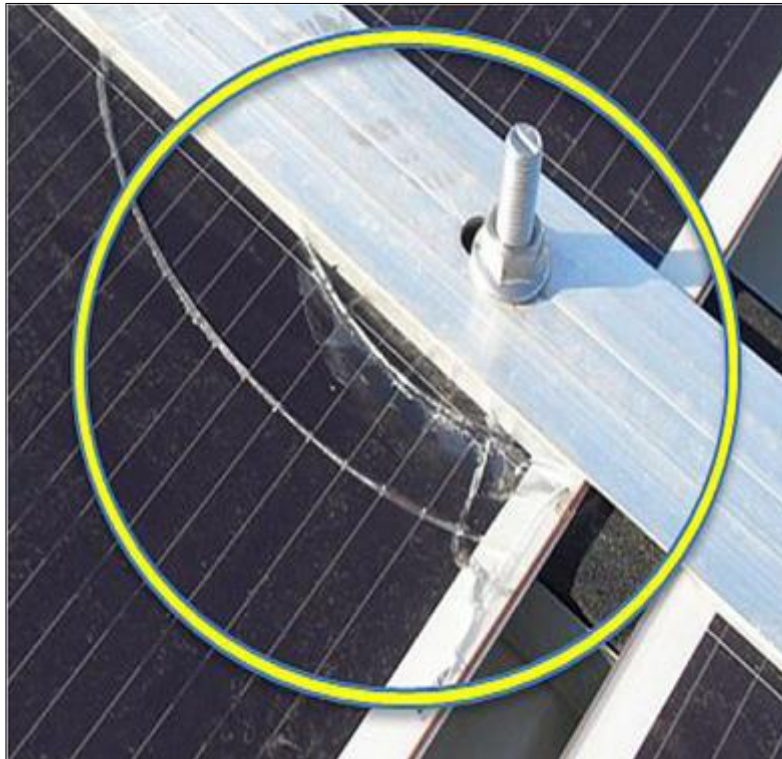


Fig. I.16. Verre brisé à cause d'une mauvaise installation (serrage excessif du boulon) [40]

I.9.2 Délamination et décoloration d'encapsulant

Le rôle principal de l'encapsulant est d'assurer l'intégrité structurelle. Il améliore également la performance grâce à deux caractéristiques : une transparence optique élevée pour la transmission de la lumière solaire et une conductivité thermique élevée pour faciliter la dissipation de la chaleur. De plus, il assure l'isolation électrique des composants internes. La dégradation de l'encapsulation des matériaux dépend largement des conditions climatiques. Selon Felder et al. [43], les modules PV en fonctionnement dans des climats chauds et arides ont le risque le plus élevé de défaillance en raison de la dégradation de leur encapsulant, suivis par ceux utilisés dans des climats tropicaux et tempérés. Les principaux modes de défaillance associés à l'encapsulant EVA sont la décoloration et la délamination.

La délamination du module PV est illustrée par la figure I.17 (a). Ce phénomène se caractérise par une perte d'adhérence entre le polymère encapsulant et les autres éléments constitutifs du module, tels que les cellules et le verre de protection frontal. Cette défaillance entraîne une augmentation de la réflexion lumineuse et permet la pénétration d'eau à l'intérieur de la structure du module. Elle peut principalement résulter des contraintes thermiques importantes générées aux interfaces, en raison des différences dans les coefficients de dilatation thermique des composants [44].

L'un des principaux mécanismes de dégradation des modules photovoltaïques est le changement de couleur du matériau d'encapsulation, ce qui affecte significativement ses performances et sa fiabilité. Ce changement de couleur est principalement causé par des réactions photo-oxydantes pendant le fonctionnement, en raison de la formation de sous-produits de dégradation chimique appelés chromophores, qui donnent un aspect jaune [45]. Le phénomène de décoloration se manifeste sous trois niveaux : le jaunissement, le brunissement et le brunissement foncé, comme illustré dans la figure I.17 (b) [46].

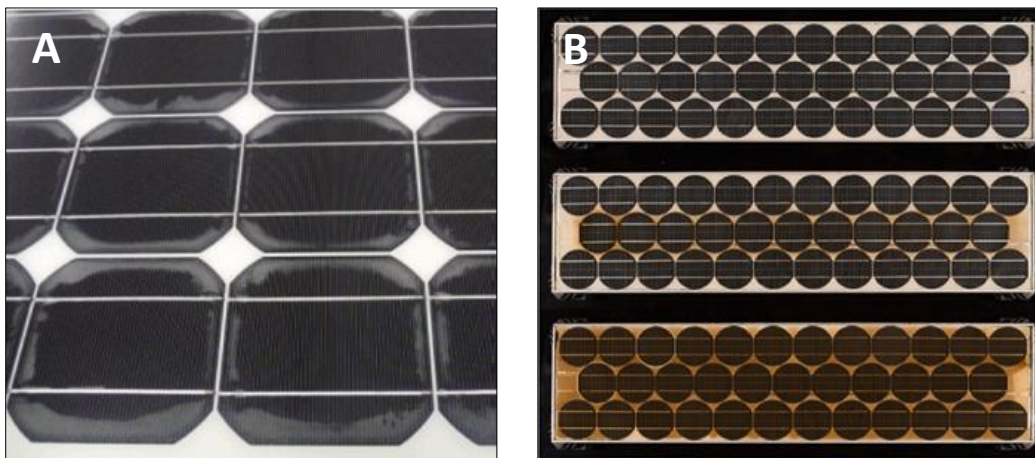


Fig. I.17. Exemples illustrant les défauts de l'encapsulant : à gauche, délamination ; à droite, décoloration [45]

I.9.3 Fissuration des cellules PV

La fissuration dans les cellules solaires est considérée comme l'un des plus importants mécanismes de détérioration des modules PV, responsable d'environ 9 % de l'ensemble des défaillances [47]. L'initiation des fissures dans les cellules peut survenir à différentes étapes du processus de fabrication, telles que le traitement thermique, la soudure des rubans et le laminage, en raison des contraintes résiduelles [48,49]. Elle peut également résulter de vibrations lors du

transport, de la manipulation ou d'installation [50,51]. En outre, les sollicitations mécaniques statiques liées aux conditions environnementales telles que le vent, la pluie et la neige, ainsi que les charges cycliques dues aux fluctuations journalières de la température, peuvent contribuer à l'initiation et à la propagation des fissures.

I.9.4 Dégradation du backsheet

La fonction double du backsheet, en fournissant une isolation électrique et en protégeant les composants électriques internes des facteurs externes, en fait un élément clé dans la fiabilité des systèmes PV. Historiquement, les modules PV au silicium cristallin (c-Si) utilisent généralement de l'éthylène-acétate de vinyle (EVA) comme encapsulant, ainsi qu'une backsheet composée de polyéthylène téréphtalate (PET), avec du fluorure de polyvinyle (PVF) sur les deux faces [45]. Les défauts les plus courants observés sur le backsheet pendant le fonctionnement des modules PV sont : la décoloration, la fissuration et la délaminage [52], comme illustré à la figure I.18. La dégradation du backsheet est fortement liée aux conditions climatiques, avec 65 % des cas observés dans les zones arides chaudes, contre 35 % dans les zones tropicales et seulement 10 % dans les zones tempérées [52]. Elle dépend également de la configuration de montage. Une étude menée par DuPont [53], qui a évalué les performances de 4,2 millions de panneaux solaires à travers le monde, a révélé que les panneaux montés sur le toit étaient plus de deux fois plus susceptibles (23 %) de subir une dégradation du backsheet que ceux montés au sol (10 %).



Fig. I.18. Mécanismes de détérioration les plus courants du backsheet : (A) décoloration, (B) fissuration et (C) délaminage [52, 53]

I.10 Contexte bibliographique (aspect thermique)

La performance globale des systèmes photovoltaïques (PV) est principalement influencée par trois facteurs principaux : les facteurs environnementaux, qui incluent l'intensité du rayonnement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent ; les conditions d'installation, ainsi que les diverses configurations des modules PV. Dans cette section, nous citons quelques travaux réalisés dans ce domaine :

I.10.1 Conditions environnementales

La relation entre les conditions environnementales et les performances des systèmes photovoltaïques (PV) a été largement étudiée. La température ambiante affecte négativement sur la production électrique des modules PV, tandis que l'irradiation solaire contribue à améliorer leur efficacité électrique [54]. D'autre part, la vitesse du vent est un facteur favorable indirect en favorisant le transfert thermique par convection forcée, ce qui réduit la température de fonctionnement des cellules PV [55]. Plusieurs approches, de natures différentes, ont été développées pour déterminer la température de fonctionnement des modules PV. Elles peuvent être classées en deux catégories principales :

I.10.1.1 Modèles empiriques et analytiques simplifiés

Kurtz et al. [56] ont développé un modèle analytique simple pour dériver la température PV à partir trois facteurs environnementaux principaux (l'équation (I.4)). La prédiction du modèle développé a été comparée aux données expérimentales mesurées pendant 10 jours en Floride, aux États-Unis, comme le montre la figure I.19.

$$T_{cellule} = T_{amb} + G_{\beta} \cdot \exp(-3.473 - 0.059 \cdot V_{vent}) \quad (I.4)$$

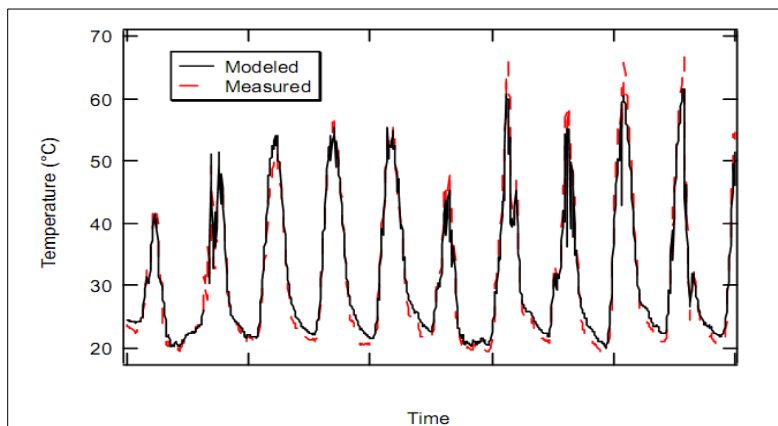


Fig. I.19. Validation du modèle de Kurtz et al. [56].

Les mêmes variables climatiques ont été utilisées par Muzathik [57] dans le but de prédire la température des cellules PV à partir d'une équation linéaire (l'équation (I.5)). Sous des conditions de ciel dégagé et de vents faibles, leur modèle a fait preuve d'une précision accrue. Comme illustré dans la figure I.20, pendant cinq jours consécutifs en août 2008 à Terengganu, en Malaisie, l'erreur entre les températures prédites par leur modèle et celles effectivement mesurées est restée inférieure à 3 %.

$$T_{cellule} = 0.943 \times T_{amb} + 0.0195 \times G_{\beta} - 1.528 \times V_{vent} + 0.3529 \quad (I.5)$$

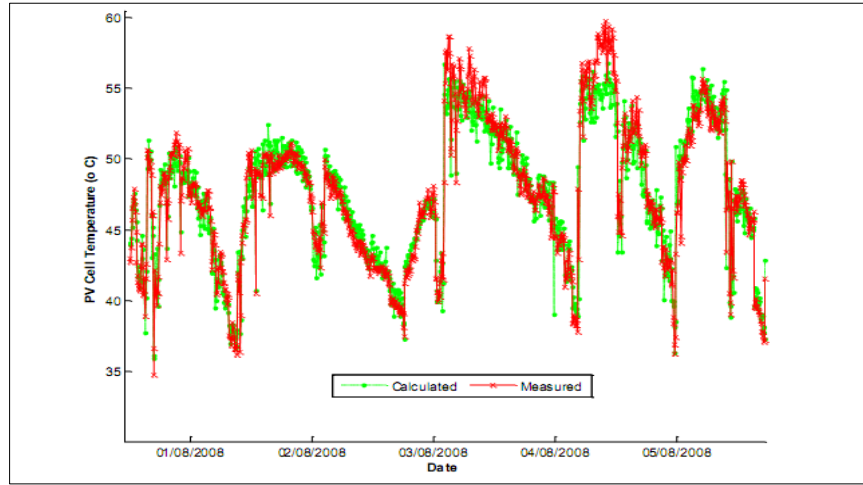


Fig. I.20. Validation du modèle de Muzathik [57]

En utilisant un bilan énergétique simplifié, Mattei et al. [58] ont suggéré un modèle qui permet d'évaluer la température PV en se basant exclusivement sur le transfert thermique par convection forcée et donnée par l'équation (I.7), tout en négligeant les autres modes. Le modèle a été validé en comparant ses prédictions aux données expérimentales). Ce modèle est défini par l'équation suivante :

$$T_{cellule} = \frac{U_{PV} \cdot T_{amb} + G_{\beta} \left[0.81 \cdot \eta_{Tréf} (1 - \beta_{Isc} \cdot T_{ref}) \right]}{U_{PV} + G_{\beta} \cdot \beta_{Isc} \cdot \eta_{Tréf}} \quad (I.6)$$

$$U_{PV} = 24.1 + 2.9 \cdot V_{vent} \quad (I.7)$$

King et al. [59] ont prédit la réponse thermique du module PV fonctionnant dans des conditions atmosphériques réelles en estimant les températures de la surface arrière et de la cellule PV, en utilisant une approche empirique basée sur les trois données météorologiques mesurées :

la température ambiante, le rayonnement solaire incident et la vitesse du vent. Ce modèle nécessite l'application de deux critères empiriques pour déterminer l'influence des configurations des panneaux solaires et des systèmes de montage sur leur température fonctionnelle, tout en considérant le décalage thermique (ΔT) entre la cellule et la surface arrière du module à un niveau d'irradiation de 1000 W/m². Ce modèle est décrit par les relations suivantes :

$$T_{arriere} = T_{amb} + G_{\beta} \cdot \exp(-a - b \cdot V_{vent}) \quad (I.8)$$

$$T_{cellule} = T_{arriere} + \frac{G_{\beta}}{1000} \Delta T \quad (I.9)$$

Tab. I.2 Coefficients de King pour diverses configurations des modules PV et les nature de sol [59]

Structure du module PV	Type de montage du module PV	a	b	ΔT
Bi-verre	Au sol	-3.47	-0.0594	3
	Toit	-2.98	-0.0471	1
	Façade	TBD	TBD	TBD
Verre/backsheet	Au sol	-3.56	-0.0750	3
	Toit	TBD	TBD	TBD
	Façade	-2.81	-0.130	0

Trois modèles semi-empiriques ont été proposés par Skoplaki et al. [60] pour déterminer la température, l'efficacité et la puissance PV, et donnée par les équations (I.10), (I.11) et (I.12), respectivement. Afin de rendre les corrélations adaptées à chaque type d'installation, les auteurs ont inclus un paramètre d'ajustement ω (voir le tableau (I.4)). L'impact de la négligence de la convection naturelle et du rayonnement sur l'exactitude des résultats est scrupuleusement analysé. Les résultats obtenus montrent que la convection libre reste peu importante pour toutes les vitesses de vent, tandis que le rayonnement n'a d'impact notable lorsque les vitesses du vent sont inférieures à 1 m/s.

$$T_{cellule} = T_{amb} + \omega \left(\frac{0.32}{8.91 + 2.0 \cdot V_{vent}} \right) G_{\beta} \quad (I.10)$$

$$\eta_{PV} = 0.12 \left[1 - 0.004 (T_{amb} + T_{cellule} - 25) \right] \quad (I.11)$$

$$P = 0.12 \cdot A \cdot G_{\beta} \left[1 - 0.004 (T_{amb} + T_{cellule} - 25) \right] \quad (I.12)$$

Tab. I.2 Coefficients de Skoplaki pour les différents types d'installation des modules PV [60]

Type de montage	ω
Au sol	1.0
Toit plat	1.2
Toit incliné	1.8
Façade	2.4

En utilisant l'approche empirique, Koehl et al. [61] ont développé un modèle permettant d'évaluer la température opérationnelle réaliste des modules PV (ROMT) fonctionnant sous différentes zones climatiques, en considérant les facteurs déterminant l'impact de la technologie des cellules photovoltaïques et du design des modules, on peut le décrire comme suit :

$$T_{cellule} = T_{amb} + \frac{G_{\beta}}{U_0 + U_1 \cdot V_{vent}} \quad (I.13)$$

Les coefficients U_0 et U_1 décrivent respectivement l'influence du rayonnement et de la convection sur la température PV, et sont disponibles pour diverses technologies, comme illustré dans le tableau I.5.

Tab. I.4 Coefficients de Koehl pour les différents types de modules PV [61]

Technologie PV	U_0 ($W/^\circ C m^2$)	U_1 ($Ws/^\circ C m^3$)
a-Si 1	25.73	10.67
a-Si 2	25.26	4.27
a-Si 3	26.16	4.25
a-Si 4	25.79	5.78
CIS 1	23.09	3.11
CIS 2	22.19	4.09
CdTe	23.37	5.44
c-Si	30.02	6.28

I.10.1.2 Modèles numériques

Les simulations numériques jouent un rôle important parmi les différentes approches d'évaluation des performances des modules PV. Plusieurs modèles numériques, basés sur des hypothèses spécifiques, ont été développés dans le but d'analyser avec précision le comportement thermique des modules PV.

Afin de résoudre l'équation d'énergie dans les différentes couches d'un panneau PV polycristallin, un modèle de différences finies unidimensionnel (1D) en régime transitoire a été proposé par Notton et al. [62]. L'un des buts de cette recherche est d'analyser l'impact des conditions aux limites, notamment en ce qui concerne les coefficients de transfert thermique par convection, sur la précision des résultats. Pour cela, plusieurs corrélations trouvées dans la littérature ont été évaluées. L'erreur quadratique moyenne (RMSE) de la meilleure corrélation par rapport aux données expérimentales est de 1.3 °C.

L'étude menée par Aly et al. [63] se concentre sur le développement d'un modèle thermique extrêmement précis destiné aux systèmes photovoltaïques, en utilisant un code de calcul générique qui repose sur la résolution de l'équation thermique via la méthode des différences finies. Ce modèle vise principalement à déterminer la répartition bidimensionnelle de la température via l'épaisseur du module PV. Ce modèle prend en compte tous les modes de transfert thermique. Plusieurs études de cas ont été effectuées pour valider ce modèle, lequel a démontré une bonne concordance avec les données expérimentales. Les auteurs ont également étudié l'influence d'autres paramètres sur la précision de la prédiction de ce modèle. Ils ont constaté que la chaleur générée par la couche de verre avant et l'échange thermique entre les faces latérales du panneau et l'environnement extérieur n'avaient pas d'effet significatif sur les résultats.

Afin de minimiser l'effort et le temps de calcul, Aly et al. [64] affirment que l'utilisation de conditions aux limites plus réalistes peut permettre à un modèle unidimensionnel (1D) de prédire avec précision la réponse thermique des modules PV sous différentes conditions météorologiques. À partir de certaines hypothèses simplificatrices et en utilisant la méthode des différences finies, les auteurs ont développé un modèle thermique permettant de prédire le comportement thermique du module pendant le fonctionnement.

Pour une compréhension approfondie du comportement thermique des panneaux PV en fonctionnement, Li et Wu. [65] soutiennent que l'utilisation d'un modèle tridimensionnel (3D) pour l'ensemble du module PV est indispensable. Leur recherche a impliqué l'utilisation d'une approche multiphysique pour modéliser le comportement thermoélectrique des modules PV.

I.10.2 Conditions d'installation

I.10.2.1 Inclinaison du module PV

À l'aide d'un modèle CFD tridimensionnel en régime permanent, Dabaghzadeh et Eslami [66] ont examiné l'influence de l'inclinaison sur la température PV à diverses vitesses de vent. Dans leur modèle, ils ont supposé que le module PV est constitué d'une seule couche, et ses propriétés thermo-physiques ont été calculées en prenant la moyenne pondérée des propriétés des différentes couches. Les effets de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement solaire absorbé ont été ignorés. Les résultats de la CFD ont montré que l'inclinaison du panneau a largement empêché l'écoulement de l'air près de sa face arrière, conduisant ainsi à une augmentation de la température moyenne du module PV en raison d'une diminution du taux de refroidissement par convection.

Lu et Zhao [67] ont étudié numériquement le comportement de l'accumulation de poussière sur la face avant des panneaux PV installés au sol et ses effets sur l'efficacité PV. Dans les simulations en 2D, le modèle de turbulence ($k-\omega$) et le modèle de phase discrète ont été utilisés pour décrire respectivement l'écoulement de l'air et le comportement des particules de poussière. Les simulations se font en prenant en compte divers diamètres des particules de poussière et divers angles d'inclinaison du module PV. Les résultats obtenus indiquent que l'angle d'inclinaison a un impact significatif sur la quantité de poussière accumulée. Les taux d'accumulation étaient plus élevés lorsque le panneau était plus horizontal.

Xu et al. [68] ont suggéré un modèle empirique pour établir l'angle optimal annuel des panneaux PV, en prenant en considération l'impact de la formation de la poussière. À Hangzhou, en Chine, les chercheurs ont constaté que l'angle d'inclinaison optimal varie entre 25.89° et 26.06° . Comme illustré dans la figure 1.21, avec l'augmentation de la densité de poussière, tandis que cet angle diminue au fur et à mesure que la densité de poussière se rapproche de saturation.

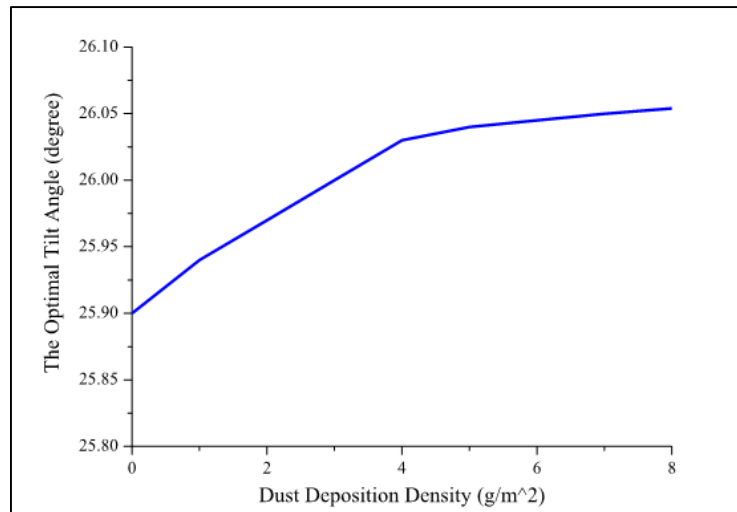


Fig. I.21. Effet de l'accumulation de poussière sur l'angle optimal d'inclinaison Xu et al. [68]

Mamun et al. [69] ont réalisé des expériences pour étudier l'effet de l'angle d'inclinaison d'un module PV sur son performance thermoélectrique. Un panneau PV monocristallin a été positionné horizontalement et soumis à une lumière perpendiculaire continue de 750 W/m^2 . La température ambiante a été maintenue à 25°C tout au long de l'expérience. Les résultats ont montré que les performances du module PV dépendent fortement de son inclinaison par rapport à l'horizon. En effet, chaque déclinaison de 5° provoque une baisse de la température solaire de $3,62^\circ\text{C}$ en raison d'une diminution de l'irradiation absorbée. Cela se traduit également par une diminution de la puissance électrique de 2.09 W .

Khanna et al. [70] ont réalisé une analyse numérique visant à étudier la relation entre la performance d'un système photovoltaïque couplé à un matériau à changement de phase (PV-MCP) et leur inclinaison, en utilisant un modèle 2D. Les équations gouvernantes décrivant ce modèle ont été résolues en utilisant un code numérique basé sur la méthode des volumes finis. Les auteurs ont supposé que les faces inférieures et latérales sont thermiquement isolées, tandis que la chaleur se dissipe de la face avant par convection et rayonnement. Les résultats numériques obtenus illustrent l'influence significative de l'angle d'inclinaison du module sur le taux d'extraction thermique par le matériau de changement de phase (MCP). Dans les conditions météorologiques choisies, la température des cellules PV a baissé de $43,4^\circ\text{C}$ à $34,5^\circ\text{C}$ en raison de l'élévation de l'angle d'inclinaison de 0° à 90° , cela a amélioré le rendement PV de $18,1 \%$ à 19% .

I.10.2.2 Elévation du panneau et la nature du sol

Zhang et al. [71] ont présenté les conclusions d'une étude combinée numérique et expérimentale visant à analyser le comportement thermique des panneaux PV installés à divers emplacements tels que le toit en béton, la surface de l'eau et les prairies. On a découvert une concordance significative entre les mesures effectuées en laboratoire et les résultats numériques. La température la plus haute est observée sur les toits en ciment, suivie de la prairie et de la surface aquatique. On a observé une différence de $3,2^{\circ}\text{C}$ entre la température supérieure et celle inférieure.

Nisar et al. [72] ont comparé les performances d'une station PV flottante (PV-F) à celle installée au sol (PV-S). Les résultats démontrent que l'énergie générée par un système PV flottant est de 20 à 28 % supérieure à celle produite par un système PV au sol. Un autre bénéfice noté est la réduction de l'évaporation de l'eau, lorsqu'un système PV recouvre en partie la surface de l'eau, l'évaporation est réduite de 17%, tandis que cette réduction atteint 28% lorsque la couverture est totale.

Henry et al. [73] ont développé un modèle de CFD spécialement conçu pour simuler le comportement thermique dynamique d'une section de 1 MW du parc solaire situé à Sarnia, en Ontario. Ce modèle a été utilisé pour évaluer l'impact de différents facteurs, notamment la réflectivité du sol (albédo), l'évapotranspiration et l'élévation du panneau, sur sa performance. À la valeur maximale du rayonnement solaire enregistré au cours de la journée sélectionnée, les chercheurs ont observé une différence de température excédant les 10°C entre les panneaux photovoltaïques installés à une hauteur de 4 mètres au-dessus d'une prairie et ceux montés à seulement 0,5 mètre au-dessus du sol sec. Ils ont également analysé l'impact de la réflectivité, de l'évapotranspiration et de la hauteur du panneau sur la température PV.

À la suite de l'analyse des performances d'une centrale PV flottante et d'une installation PV domestique installé sur une toiture métallique au Cambodge. Peters et al. [74] ont conclu que la vitesse du vent ainsi que la hauteur des panneaux jouent un rôle crucial dans le refroidissement des systèmes PV, tandis que l'influence de l'eau dans les grandes installations flottantes est limitée.

Ganesan et al. [75] ont effectué une étude empirique de la réflectivité de cinq types de surfaces différentes sur les performances des panneaux photovoltaïques bifaciaux. Les surfaces étudiées comprenaient la feuille d'aluminium, la peinture blanche, le ciment, le sable et les surfaces herbeuses, comme indiqué à la figure I.22. Les résultats obtenus confirment que la performance

électrique des panneaux PV bifaciaux dépend largement de la nature du sol, contrairement aux panneaux monofaciaux. Ils recommandent également l'utilisation des panneaux PV bifaciaux sur les surfaces ayant un albedo élevé, dans les zones où l'irradiation solaire est faible.



Fig. I.22. Configuration expérimentale pour divers matériaux réflecteurs (a) Aluminium. (b) Peinture blanche. (c) Sable. (d) Ciment. (e) L'herbe. Ganesan et al. [75]

Dans une autre recherche, Ganesan et al. [76] ont également étudié la contribution de l'élévation du panneau à la non-uniformité de l'irradiation de la face arrière. Ils ont constaté que le niveau d'auto-ombrage et la non-uniformité de l'irradiation de la face arrière sont plus importants lorsque le panneau PV est installé à un niveau d'élévation plus bas. Sous une irradiance de 1000 W/m², les données expérimentales montrent que expérimentaux ont montré que la puissance électrique générée évolue en fonction de l'élévation du panneau. À 0.25m, elle est de 340 W, puis elle augmente à 360 W à 0.5m, pour finalement atteindre 375 W à 1m.

I.10.3 Configurations

Lamaamar et al. [77] ont étudié numériquement la performance thermique d'un module PV poly c-Si dans des conditions semi-arides en utilisant un modèle thermique bidimensionnel basé sur la méthode des volumes finis. Le calcul du rayonnement solaire absorbé par les différents composants a été effectué selon la méthode des ordonnées discrètes. Les auteurs ont mené une analyse sur la manière dont l'épaisseur et des matériaux des strates avant et postérieures sur la répartition thermique. Les résultats démontrent que le module PV équipé d'une couche avant en verre est plus efficace que celui avec une couche en PMMA, tout comme la couche arrière en aluminium en raison de sa forte conductivité thermique. On a aussi constaté que la densité des couches externes a un impact notable sur le comportement thermique des cellules PV.

En plus d'étudier l'impact des conditions environnementales sur les performances des modules PV, Zhou et al. [78] ont proposé une distance optimale entre chaque deux cellule PV adjacentes afin d'améliorer l'efficacité électrique des modules PV, en considérant la génération d'électricité, les coûts de production et les problèmes liés à l'isolation électrique. Cette étude d'optimisation a été réalisée en utilisant un modèle tridimensionnel d'éléments finis, basé sur quelques hypothèses simplificatrices.

Dans une autre étude, Zhou et al. [79] ont employé un modèle d'éléments finis en 3D d'une unique cellule de silicium polycristallin pour examiner l'influence de la feuille postérieure sur la distribution thermique. La validité du modèle a été confirmée en comparant les résultats avec la NOCT. Les résultats ont montré que le matériau de la feuille arrière influence significativement la distribution thermique, avec le verre trempé et l'alliage d'aluminium se révélant plus efficaces que le TPT. De plus, la diminution de l'épaisseur de la couche postérieure pourrait aider à réduire la température de la cellule PV. En conclusion, les feuilles arrière en alliage d'aluminium sont particulièrement efficaces pour assurer le refroidissement des cellules PV.

Du et al. [80] ont développé un modèle 3D à éléments finis dépendant du temps pour examiner l'impact de différentes configurations (mono-verre et bi-verre) sur les performances thermiques des panneaux solaires en silicium cristallin. Leurs conclusions indiquent que les panneaux solaires bi-verre présentent une meilleure dispersion de la chaleur et une température légèrement plus élevée que les panneaux solaires mono-verre. En outre, ils ont remarqué que les

modules solaires bi-verre, équipés d'un encapsulant transparent, présentent une température de cellule plus élevée que ceux utilisant un encapsulant blanc.

Abd-Elhadi et al. [81] ont proposé une solution novatrice pour contrer le problème de surchauffe des modules PV opérant dans des environnements climatiques arides. Cette solution est basée sur la convection naturelle pour refroidir le panneau PV en créant des perforations dans celui-ci. Ces trous favorisent l'ascension de la couche limite chaude située sous le panneau, ce qui entraîne son refroidissement. Ils ont observé que la température du panneau photovoltaïque perforé était inférieure à celle du panneau non perforé, avec une différence de température moyenne d'environ 8 °C tout au long de la journée. L'impact du diamètre, de la quantité et de la répartition des trous a été analysé en utilisant un modèle CFD développé dans ANSYS FLUENT.

L'étude de Gu et al. [82] se concentre sur le développement d'un modèle numérique visant à évaluer la performance des modules PV bifaciaux. Ce modèle intègre tous les phénomènes physiques liés à la performance photovoltaïque, incluant les aspects optiques, thermiques et électriques. Les chercheurs ont fait appel aux panneaux PV monofaciaux pour juger la performance des modules PV bifaciaux dans différentes conditions d'installation et environnementales.. Les résultats de l'étude indiquent que les modules bifaciaux produisent plus d'énergie électrique, particulièrement dans les zones à faible irradiation et lors de journées nuageuses.

Mehdi et al. [83] ont réalisé une étude expérimentale afin de comparer les performances de deux technologies PV différentes : les modules PV en silicium polycristallin (pc-Si) et ceux à couche mince en tellure de cadmium (CdTe). Cette expérience a été menée pendant une année dans un climat désertique chaud, en considérant particulièrement les facteurs climatiques comme la formation de poussière et les changements de température. Les résultats montrent que les deux technologies ont de bonnes performances, avec un ratio de performance journalier proche de 100 % pour le pc-Si et d'environ 90 % pour le CdTe. En ce qui concerne l'impact des paramètres climatiques, le CdTe est moins affecté par l'accumulation de poussière et la température que le pc-Si.

I.11 Contexte bibliographique (aspect structurel)

Concernant les performances structurelles des panneaux PV, de nombreux travaux théoriques, expérimentaux et numériques ont été publiés. La plupart de ces recherches se concentrent sur l'étude du comportement thermomécanique des modules PV durant les différentes étapes de leur production. En revanche, les études portant sur le comportement thermomécanique pendant leur fonctionnement sont relativement limitées.

I.11.1 Durant la production

Yixian et Tay [84] ont employé un modèle 3D par éléments finis afin de reproduire la répartition des contraintes dans un module photovoltaïque suite à la phase de refroidissement du processus de laminage. En exploitant la symétrie du panneau, ils ont réussi à diminuer de 75 % le temps et les efforts de calcul. Leurs résultats montrent que les zones les plus vulnérables à la délamination se situent à proximité du cadre.

La méthode des éléments finis a été employée par Zhang et al. [85] afin d'analyser l'influence du taux de refroidissement et de l'arrangement des cellules sur les contraintes induites dans les composants actifs d'un module PV après le processus de laminage. Pour réduire le temps de calcul et les efforts, les auteurs ont appliqué la technique de sous-modélisation. Le modèle global, utilisant un maillage grossier, calcule le déplacement global du module, tandis que le sous-modèle, avec un maillage plus fin, calcule les contraintes à partir de ces déplacements. L'analyse a révélé une probabilité significative de fissuration des cellules et de délamination autour du ruban d'interconnexion, du fait de la forte présence de contraintes dans ces zones. Bien que la convection forcée favorise un refroidissement rapide et une augmentation des taux de production sur la chaîne d'assemblage, elle peut également entraîner des contraintes résiduelles plus élevées.

Song et al. [86] ont effectué une analyse numérique de la progression des contraintes présentes dans les plaquettes de silicium tout au long du processus d'assemblage des panneaux solaires. La simulation a été réalisée de manière séquentielle, les contraintes résiduelles de la fin de l'étape précédente étant utilisées comme conditions initiales de l'étape actuelle. À cette fin, un modèle d'éléments finis en 2D de la section transversale d'un module PV typique a été utilisé. Les résultats ont indiqué que les contraintes maximales sur les cellules se produisent à la fin de l'étape de compression du processus de laminage. Les contraintes maximales se concentrent sur les faces postérieures des cellules solaires et dépassent de plus de 80 % celles présentes sur les faces avant.

Par ailleurs, l'augmentation de l'épaisseur des interconnexions en cuivre entraîne une augmentation des contraintes sur la face arrière des cellules.

Tippabhotla et al. [87] ont simulé numériquement l'influence des matériaux d'encapsulation sur les contraintes formées dans les cellules PV après le processus de fabrication des modules PV. On a utilisé un modèle 2D par éléments finis basé sur la section transversale d'un module PV commercial. Selon leurs résultats, le module d'élasticité et l'épaisseur des matériaux d'encapsulation ont un impact notable sur les contraintes résiduelles présentes dans les cellules, les encapsulants plus souples et plus épais réduisant de ces contraintes. La couche avant de l'encapsulant a un effet plus important sur les contraintes résiduelles que la couche arrière, tandis que le coefficient de dilatation thermique (CTE) de l'encapsulant a un effet négligeable.

Rendler et al. [88] ont analysé les contraintes thermiques induites dans les cellules PV en silicium après la procédure de soudage des interconnecteurs, en utilisant la méthode des éléments finis. Le modèle approuvé expérimentalement dépeint les contraintes de compression et de traction qu'une cellule de silicium est soumise, et détermine les points où ces contraintes atteignent leur apogée. Par ailleurs, ce modèle a été utilisé pour améliorer la conception du pad de contact de la cellule PV afin de minimiser les contraintes post-soudure, ce qui a entraîné une amélioration des performances et une augmentation de la durabilité.

Dans leur travail, Shin et al. [89] ont développé un modèle d'éléments finis en 3D d'une cellule individuelle, dans le but d'évaluer les contraintes générées lors des processus de soudure et de laminage. D'après leur modèle, la cellule de silicium est soumise à une contrainte thermomécanique extrême au cours du processus de soudure. Par ailleurs, le nombre de points de contact, l'épaisseur de la plaquette et le type de soudure employé influencent considérablement la contrainte résiduelle.

Pour les panneaux bifaciaux à demi-cellules, Hsiao et al. [90] ont proposé une stratégie visant à minimiser les contraintes thermiques induites lors de l'assemblage et du laminage, à l'aide d'une approche numérique basée sur la méthode des éléments finis. À cet effet, plusieurs facteurs ont été considérés, comme les configurations géométriques et les mesures des rubans de cuivre et des cellules, tout comme l'épaisseur de certains éléments comme le capuchon ou le matériau utilisé pour la soudure. L'utilisation de rubans plats a été proposée comme alternative aux formes

circulaires ou triangulaires. De plus, des plaquettes de silicium avec une dimension réduite, un encapsulant plus épais et des soudures plus fins pourraient également présenter des avantages.

I.11.2 Durant le fonctionnement

En 2013, Siddiqui et Arif [91] ont mené la première recherche sur le comportement thermomécanique des panneaux solaires dans des conditions de fonctionnement, qui ont développé un modèle d'éléments finis en 3D d'un module PV commercial afin d'étudier son comportement. Dans cette étude, l'élasticité linéaire a été employée pour décrire le comportement mécanique de tous les composants. La réponse thermique du modèle a été validée par comparaison avec des données expérimentales, tandis que la réponse structurelle n'a pas été validée. L'impact du refroidissement sur les performances thermiques, électriques et structurelles du module PV a été évalué en intégrant un échangeur de chaleur à sa face arrière. Ils ont trouvé que les contraintes développées dans les cellules sont proportionnelles à la température PV. De plus, le refroidissement a un effet significatif sur le comportement thermique, électrique et structurel.

Pour mesurer l'effet de la fatigue des interconnexions en cuivre sur la longévité des modules PV, Hasan et al. [92] ont développé un modèle structurel 2D pour un panneau PV comprenant 36 cellules solaires, en utilisant la MEF. Ils ont calculé les contraintes et les déformations journalières subies par les rubans en cuivre. Ces données ont ensuite été intégrées dans un modèle de fatigue (modèle de Basquin-Coffin-Manson) afin d'estimer la durée de vie du module PV dans les conditions environnementales de Djeddah, en Arabie Saoudite. Les résultats indiquent une durée de vie moyenne estimée d'environ 26,63 ans. Cela correspond à la garantie de 25 ans proposée par plusieurs constructeurs de panneaux solaires PV.

Dans une autre recherche, Hasan et Arif. [93] ont utilisé le même modèle pour examiner les effets de l'encapsulation sur la déformation thermomécanique des cellules solaires et la fatigue des rubans en cuivre. Cette étude a examiné cinq matériaux d'encapsulation couramment utilisés dans l'industrie photovoltaïque : Éthylène-acétate de vinyle (EVA), polydiméthylsiloxane (PDMS), polybutyral de vinyle (PVB), polyuréthane thermoplastique (TPU) et ionomère. Les simulations montrent que l'encapsulation à base d'ionomère est optimale pour les modules PV.

Afin de minimiser l'effort et le temps de calcul, Aly et al. [94] ont proposé une nouvelle approche computationnelle visant à estimer la durée de vie des modules PV basés sur la fatigue des interconnexions en cuivre. Cette approche utilise un modèle global d'éléments finis

bidimensionnel pour localiser la zone présentant les déformations maximales à l'intérieur du module PV. Ensuite, un modèle tridimensionnel spécifique à cette région est employé pour calculer avec précision les variations de déformation. En se basant sur la loi de Coffin-Manson, les auteurs ont estimé que la durée de vie maximum des modules PV en fonctionnement à Doha, au Qatar, est d'environ 16,5 ans.

Le travail d'Akhtar et al. [95] se concentre sur l'optimisation des propriétés des matériaux encapsulants pour les modules photovoltaïques à faible concentration. Ils ont effectué des recherches numériques sur la conductivité thermique, le coefficient de dilatation thermique (CTE) du encapsulant de la face postérieure. Selon les résultats, une hausse de la conductivité thermique pourrait optimiser la puissance électrique, tandis qu'une diminution du coefficient de dilatation thermique et du module de cisaillement (G) pourrait prolonger la longévité de ce dernier. En se basant sur ces conclusions, les auteurs ont proposé un nouveau matériau d'encapsulation pour la face arrière, avec la capacité d'augmenter de 4,38 % la puissance électrique et de prolonger la longévité du module de 93,4 % par rapport à l'EVA disponible sur le marché.

I.12 Conclusion

Dans le premier segment de ce chapitre, nous avons exposé une synthèse succincte de l'énergie solaire photovoltaïque (PV), en explorant principalement le mécanisme d'action des panneaux solaires, leur méthode de production, ainsi que les principales causes de dysfonctionnement des panneaux et leurs origines. Pour d'identifier les travaux de recherche réalisés dans ce domaine, une revue de la littérature concernant les différents aspects des systèmes photovoltaïques a été effectuée et présentée dans la deuxième section de ce chapitre. Des recherches intensives ont été conduites, incluant des études théoriques, expérimentales et numériques, afin de comprendre l'influence de divers paramètres sur le comportement thermique et les performances électriques des modules photovoltaïques. Cependant, les travaux sur l'aspect thermomécanique pendant leur fonctionnement sont encore très limités.

CHAPITRE II

Modélisation thermique et électrique des modules PV

II.1 Introduction

L'évaluation fiable du comportement thermoélectrique des systèmes photovoltaïques (PV) nécessite une compréhension et une modélisation précises de tous les aspects physiques impliqués. Ce travail propose une approche multiphysique qui intègre quatre sous-modèles pour réaliser cet objectif. Comme le montre la figure II.1, l'analyse thermoélectrique des systèmes PV est réalisée de manière séquentielle, les résultats du premier sous-modèle étant utilisés comme données d'entrée pour le sous-modèle suivant. Dans ce chapitre nous allons décrire d'une manière détaillée le cadre mathématique de chaque modèle proposé.

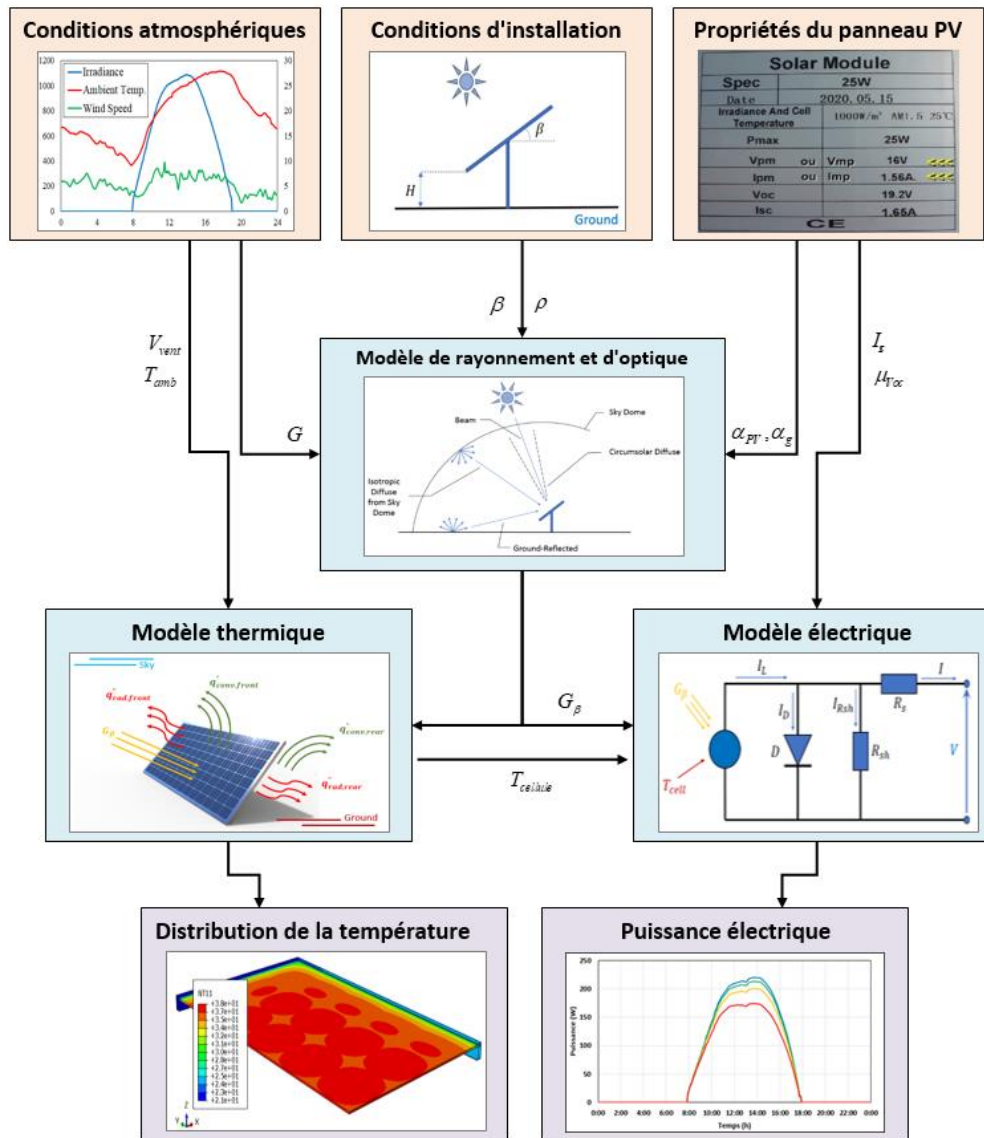


Fig. II.1. Approche multiphysique utilisée pour la modélisation thermoélectrique des systèmes PV.

II.2 Modèle de rayonnement

Les rendements photovoltaïques sont directement corrélés à l'intensité de l'irradiance solaire et à l'angle d'incidence des rayons solaires [96]. L'efficacité du système PV sera toujours maximale quand le module PV est maintenu perpendiculairement au rayonnement solaire incidente [97]. Ce modèle a été établi pour estimer le rayonnement solaire global reçu sur la surface d'un panneau PV incliné à un angle spécifique G_β , en se basant sur les données d'irradiance solaire mesurée sur un plan horizontal G . Comme illustré dans la figure II.2, effectivement, le rayonnement solaire qui atteint un plan incliné spécifique est constitué de trois segments distincts : le rayonnement réfléchi $G_{r\beta}$, le rayonnement direct $G_{b\beta}$ et le rayonnement diffus $G_{d\beta}$. On peut le décrire mathématiquement comme la somme de ces éléments :

$$G_\beta = G_{b\beta} + G_{r\beta} + G_{d\beta} \quad (\text{II.1})$$

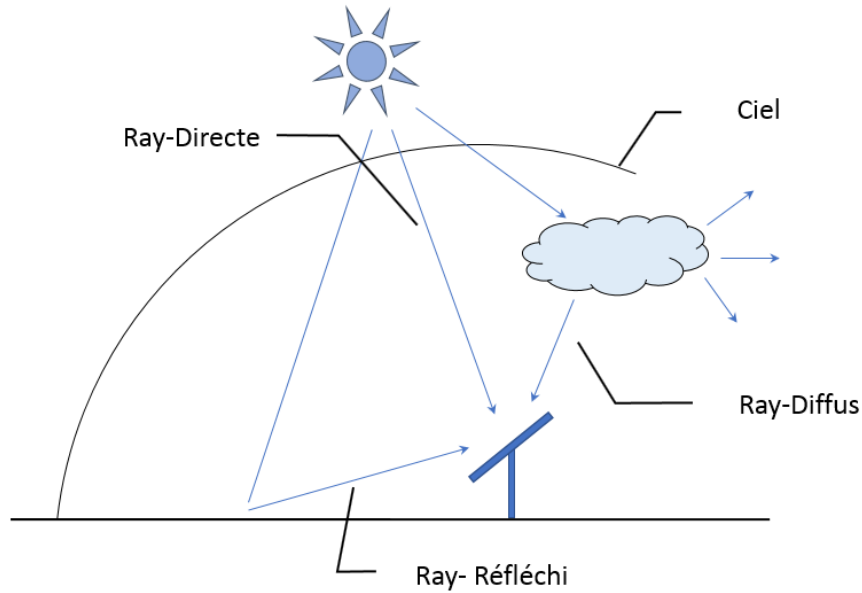


Fig. II.2. Illustration des différentes composantes du rayonnement reçu par un panneau incliné.

La relation suivante détermine la part du rayonnement solaire réfléchi par le sol et les objets environnants, qui est ensuite reçue par une surface inclinée.

$$G_{r\beta} = \rho_{sol} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) G \quad (\text{II.2})$$

Où : G et β représente respectivement le rayonnement mesuré sur un plan horizontal et l'angle d'inclinaison. L'albédo du sol ρ_{sol} dépend de la qualité de la surface du sol, il est compris entre 0 et 1. Le tableau suivant donne quelques relevés d'albédo selon la nature du sol.

Tab. II.1 Valeurs d'albédo typiques pour différents types de couverture du sol [98]

Nature du sol	Valeurs	Valeurs moyennes
Sable sec	0.1 à 0.5	0.25
Déserts	0.2 à 0.4	0.3
Prairies et herbages	0.2 à 0.3	0.25
Forêt	0.1 à 0.2	0.15
Neige Fraiche	0.7 à 0.8	0.75
Neige ancienne	0.5 à 0.7	0.6
Habitat très dense	0.1 à 0.2	0.15
Habitat	0.15 à 0.25	0.2

La composante directe, qui reçue directement du soleil sans diffusion à travers l'atmosphère, s'écrit comme suite :

$$G_{b\beta} = (G - G_d) R_b \quad (\text{II.3})$$

Dans l'équation ci-dessus, le rayonnement diffus incident sur un plan horizontal G_d donne par Erbs et al. [99]. Le rapport entre le rayonnement direct émis sur une surface inclinée et celui émis sur une surface horizontale est connu sous le nom de facteur de transposition géométrique R_b . Il peut être calculé par :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (\text{II.4})$$

Où : θ est l'angle d'incidente et θ_z est l'angle Zénith du soleil (voir la figure II.4)

La troisième composant est le rayonnement diffus qui incident sur un plan incliné près avoir subir de collisions avec les constituants atmosphériques. Il existe plusieurs modèles empiriques pour estimer le rayonnement diffus sur une surface inclinée [99,100]. Dans cette étude, le modèle de Hay et Davies (HD) a été choisi pour calculer la composante diffuse du rayonnement,

qui prend en considération le rayonnement provenant de différentes zones, notamment la voute céleste (composant isotrope) et celle de la couronne solaire (composant circonférence). Comme le montre la figure II.3. Ce modèle a pour expression mathématique la suivante :

$$G_{d\beta} = \left[(1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + A_i R_b \right] G_d \quad (\text{II.5})$$

A_i est la fonction de la transmittance de l'atmosphère pour le rayonnement directe calculé par la formule :

$$A_i = \frac{G_b}{G_0} \quad (\text{II.6})$$

Où : G_0 et G_b correspondent respectivement au rayonnement extraterrestre et au rayonnement direct en plan horizontale.

Alors, l'ensemble du rayonnement solaire reçu par un plan incliné est :

$$G_\beta = (G - G_d) R_b + \rho_{sol} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) G + \left[(1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + A_i R_b \right] G_d \quad (\text{II.7})$$

II.3 Modèle optique

Le modèle optique vise à calculer la quantité de rayonnement solaire que les cellules photovoltaïques absorbent G_β . Il est défini par l'expression suivante :

$$G_{abs} = \alpha_{PV} \cdot \tau_{verre}(\theta) \cdot G_\beta \quad (\text{II.8})$$

Dans l'équation (II.8), α_{PV} est l'absorptivité des cellules PV (= 0.93 dans ce travail [101]), $\tau_{verre}(\theta)$ est la transmissivité du verre à tout angle d'incidence est définie par l'expression suivant [102] :

$$\tau_{verre}(\theta) = \tau_{n-r} - \tau_a \quad (\text{II.9})$$

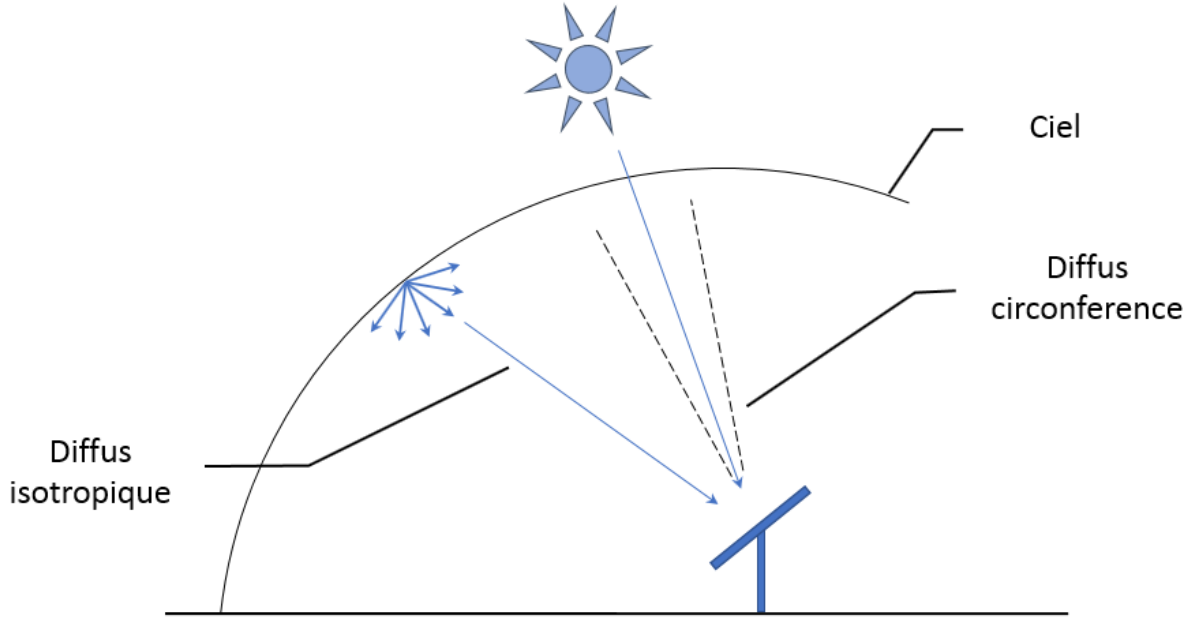


Fig. II.3. Schéma de représentation des composants du rayonnement diffus prend en compte par Hay et Davies [99]

Dans l'équation précédente, τ_{n-r} représente l'expression de Fresnel pour la radiation non-réfléchie et s'écrit [102]:

$$\tau_{n-r} = 1 - \frac{1}{2} \left(\frac{\sin^2(\theta_r - \theta)}{\sin^2(\theta_r + \theta)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta)}{\tan^2(\theta_r + \theta)} \right) \quad \text{II.10}$$

Où : θ_r est l'angle de réflexion (voir la figure II.4), peut être déterminée à l'aide de la loi de Snell (Voir référence [99] pour plus de détails). Quant à τ_a , il correspond au rayonnement absorbé calculé conformément à la loi de Bouguer et se présente comme suit :

$$\tau_a = e^{-\left(\frac{K \cdot e_{\text{verre}}}{\cos \theta_r} \right)} \quad \text{(II.11)}$$

Où : K est la constante d'extinction du verre ($= 4m^{-1}$ [102]), e_{verre} est l'épaisseur de la couche de verre.

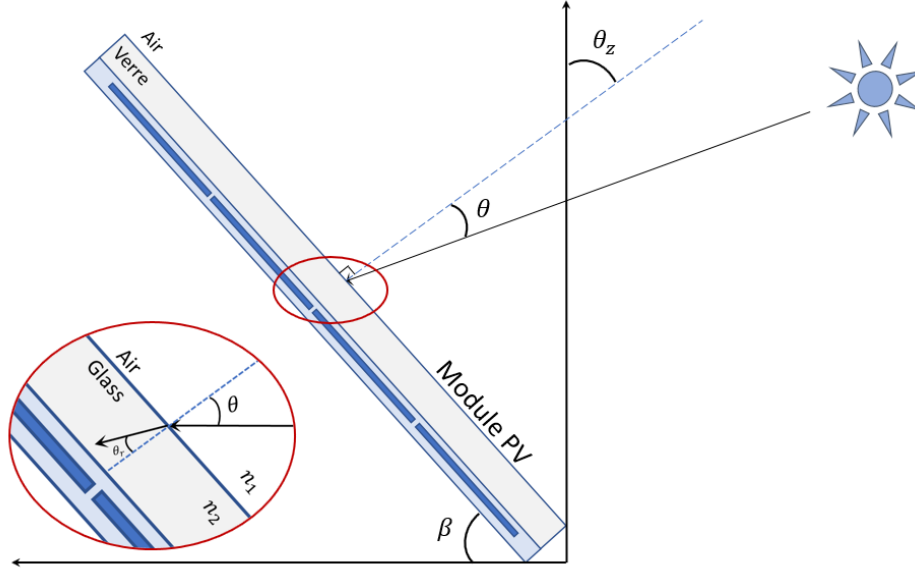


Fig. II.4. Schéma illustrant les angles principaux du modèle de rayonnement et du modèle optique.

II.4 Modèle thermique

La répartition thermique à l'intérieur d'un panneau solaire, pendant leur fonctionnement, est modélisée par l'équation de conduction de la chaleur. Dans ce cas, les hypothèses suivantes sont prises en considération :

- Les propriétés thermo-physiques de chaque composante du module PV sont supposées isotropiques.
- Les résistances d'interface entre les différentes couches sont négligées.
- Pas d'accumulation de poussière ou d'ombre sur la face avant du panneau

L'équation de conduction thermique en régime transitoire peut être écrite comme suite :

$$C \left(\frac{dT}{dt} \right) = k \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right) \right] + Q \quad (\text{II.12})$$

Où : ρ indique la masse volumique, C indique la chaleur spécifique, k indique la conductivité thermique et Q indique la chaleur produite.

Le module PV est composé de différentes couches liées entre elles verticalement et chaque couche étant un matériau différent. Ainsi, l'équation (II.12) peut être s'écrire sous la forme suivante :

$$\rho_i C_i \left(\frac{\partial T_i}{\partial t} \right) = k_i \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial T_i}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial T_i}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial T_i}{\partial z} \right) \right] + Q_i; i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{II.13})$$

Où : l'indice i représente i^{em} couche

La conversion en énergie électrique de la radiation solaire absorbée se situe 10 et 20 %, le reste étant converti en chaleur. La relation proposée par de Siddiqui et al. [54] permet d'évaluer cette proportion:

$$Q_{PV, cellules} = \frac{G_{abs} \times A_{cellules} \times (1 - \eta_{PV})}{V_{cellules}} \quad (\text{II.14})$$

Où : $A_{cellules}$ correspond à la surface totale des cellules photovoltaïques, $V_{cellules}$ correspond au volume total de ces dernières et η_{PV} indique le rendement photovoltaïque en fonction de la température, il est défini par Evans [103] par l'expression suivante :

$$\eta_{PV} = \eta_{Tréf} \left[1 - \beta_{IsC} (T_{cellule} - T_{réf}) \right] \quad (\text{II.15})$$

Dans la formule ci-dessus, le rendement standard du module PV ($\eta_{Tréf} = 13.5\%$ [104]), le coefficient de température ($\beta_{IsC} = 0.053 \% / ^\circ C$ [104]), et la température fonctionnelle de la cellule est indiquée par $T_{cellule}$.

Dans le contexte de ce travail, on considère uniquement les cellules solaires et la couche de verre absorbent le rayonnement solaire incident. La chaleur générée à l'intérieur de la couche de verre est estimé comme suit [63]:

$$Q_{verre} = \frac{\alpha_{verre} \times G_{\beta} \times A_{verre}}{V_{verre}} \quad (\text{II.16})$$

Où : α_{verre} indique l'absorption du verre (qui est de 0.05 [105]), tandis que A_{verre} et V_{verre} désignent respectivement la surface et le volume de la couche de verre avant.

La résolution de l'équation d'énergie (II.13), nécessite de définir la nature de l'échange thermique entre les faces extérieures du panneau et le milieu ambiant. Deux assumptions sont prises en considération :

- Les faces latérales du module PV sont isolées (adiabatiques), les changes de chaleur à travers elles sont donc négligeables.
- Comme le montre la figure II.5, l'énergie thermique est dissipée par les faces avant et arrière du panneau par radiation et convection.

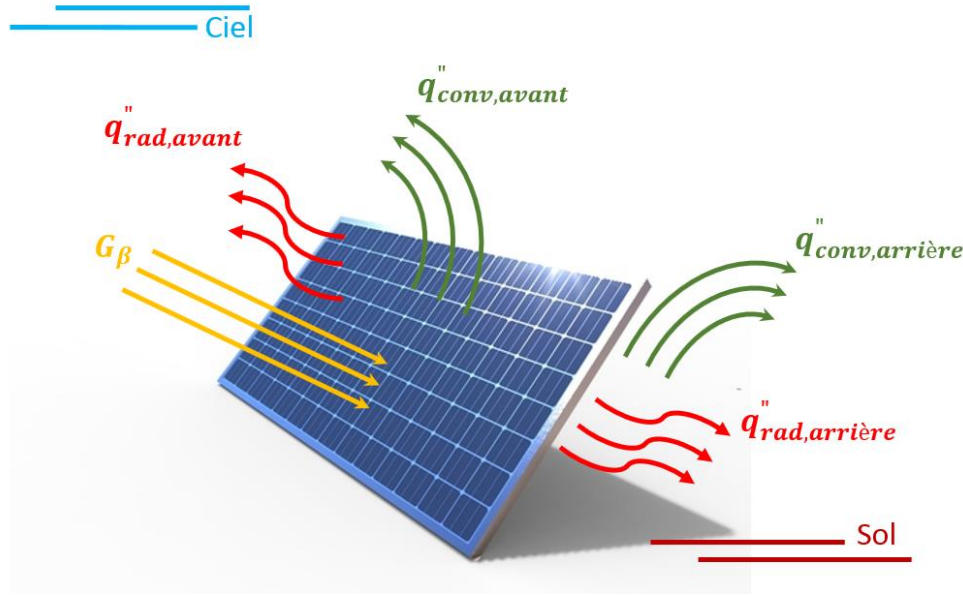


Fig. II.5. Représentation des différents échanges thermiques du PV avec le milieu extérieur

Les pertes de chaleur par rayonnement des faces avant et arrière du panneau PV sont déterminées à l'aide de la loi de Stefan-Boltzmann :

- **La face avant du panneau :**

$$\varphi_{rad-avant/ciel} = \sigma_{BS} \varepsilon_{avant} F_{avant/ciel} (T_{avant}^4 - T_{ciel}^4) \quad (II.17)$$

$$\varphi_{rad-avant/sol} = \sigma_{BS} \varepsilon_{avant} F_{avant/sol} (T_{avant}^4 - T_{sol}^4) \quad (II.18)$$

Où : σ_{BS} est la constant de Stefan-Boltzmann, ε_{avant} est l'émissivité de la surface avant ($=0.91$ [106]), $F_{avant-ciel/sol}$ est le facteur de forme de la face avant vers le ciel et vers le sol, T_{avant} est la température de la face et avant, T_{ciel} est la température du ciel, et calculé à l'aide de l'expression de Swinbank [107], et T_{sol} est la température du sol.

$$F_{avant/ciel} = \frac{1}{2}(1 + \cos \beta) \quad (II.19)$$

$$T_{ciel} = 0.0552 \cdot T_{amb}^{1.5} \quad (II.20)$$

$$F_{avant/sol} = \frac{1}{2}(1 - \cos \beta) \quad (II.21)$$

$$T_{sol} = T_{amb} \quad (II.22)$$

▪ **La face arrière du panneau :**

$$\varphi_{rad-arrière/ciel} = \sigma_{BS} \varepsilon_{arrière} F_{arrière/ciel} (T_{arrière}^4 - T_{ciel}^4) \quad (II.23)$$

$$\varphi_{rad-arrière/sol} = \sigma_{BS} \varepsilon_{arrière} F_{arrière/sol} (T_{arrière}^4 - T_{sol}^4) \quad (II.24)$$

Où : σ_{BS} est la constant de Stefan-Boltzmann, $\varepsilon_{arrière}$ est l'émissivité de la surface arrière (=0.85 [106]), $T_{arrière}$ est la température de la arrière, $F_{arrière-ciel/sol}$ est le facteur de forme de la face arrière vers le ciel ou vers le sol et défini par les relations suivantes :

$$F_{arrière/ciel} = \frac{1}{2}[1 + \cos(\pi - \beta)] \quad (II.25)$$

$$F_{arrière/sol} = \frac{1}{2}[1 - \cos(\pi - \beta)] \quad (II.26)$$

Les pertes thermiques par convection de la face avant et arrière du module photovoltaïque vers l'environnement extérieur sont décrites par la loi de Newton :

$$\varphi_{conv-avant/arrière} = h_{avant/arrière} (T_{avant/arrière} - T_{amb}) \quad (II.27)$$

Où : $h_{avant/arrière}$ est le coefficient de transfert thermique convectif de la face avant et arrière, et T_{amb} est la température ambiante. Le coefficient de transfert de chaleur par convection $h_{avant/arrière}$ est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$h_{avant/arrière} = \frac{Nu_{avant/arrière} \cdot k_{air}}{L_c} \quad (II.28)$$

Où : k_{air} est la conductivité thermique de l'air, L_c est la longueur caractéristique du module PV.

La détermination précise du nombre de Nusselt sur la surface avant et arrière du module PV $Nu_{avant/arrière}$ est cruciale pour prédire avec précision la distribution de la température à l'intérieur du module PV. Afin de déterminer si la dissipation de la chaleur du module PV vers l'air ambiant se fait par convection forcée, libre ou mixte, nous devons calculer le rapport :

$$C = \frac{Gr}{Re^2} \quad (II.29)$$

Où : Gr est le nombre de Grashof et Re , et le nombre de Reynolds.

- Si ($C \gg 1$) la convection est principalement affectée par les forces de gravité. Cela signifie que la convection naturelle (libre) est prédominante.
- Si ($C \ll 1$) cela suggère que la convection forcée est le mécanisme dominant.
- Si ($C \approx 1$) , la convection naturelle et la convection forcée coexistent, donnant lieu à une convection mixte.

Après avoir identifié la nature de la convection, il est essentiel de choisir les conditions adéquates pour estimer les coefficients de transfert thermique par convection, car cela affecte directement la précision et la validité des résultats.

Au cours de la période du jour ensoleillée, les faces avant et arrière du panneau PV sont respectivement soumises à un rayonnement incident et réfléchi. Par conséquent, les coefficients de transfert de chaleur doivent être déterminés dans le cas d'une plaque plane rectangulaire à flux thermique constante comme condition limite et non dans le cas d'une plaque plane rectangulaire avec une température constante. Comme mentionné par Kays et Crawford [108], le coefficient de transfert par convection forcée en régime laminaire d'une plaque plane avec un flux thermique constante dépasse 36 % de celui de la même plaque plane à une température constante.

Pour calculer les coefficients de transfert thermique par convection libre d'un panneau solaire installé sur le site, on prend comme modèle de cas d'une plaque plane inclinée selon certain angle par rapport au plan horizontal. Il est donc inapproprié de considérer ce cas comme celui d'une plaque plan rectangulaire horizontale, bien qu'elle soit inclinée. Le tableau II.2 présente un récapitulatif des corrélations sélectionnées pour le calcul du nombre de Nusselt basé sur les conditions réelles du module PV pendant le fonctionnement.

Tab. II.1 Corrélations appropriées pour déterminer le nombre de Nusselt de la convection naturelle et forcée à l'avant et à l'arrière du module PV

Corrélation	Eq.	Réf.	Conditions
Cas 1 : Convection naturelle			
<p>Avec,</p> $Nu = \frac{K_1(Pr)}{4 \left[\frac{1}{6} + D(\beta) \right]} \left(\frac{Pr \cdot Gr^*}{6} \right)^{\frac{1}{6} + D(\beta)}$ $K_1(Pr) = (Pr^{1/2}) / (0.12 + 1.2 Pr^{1/2})$ $D(\beta) = 0.038(\sin \beta)^{1/2}$	II.30)	[109]	<p>- $G \neq 0$ - $0 \leq \beta \leq 15^\circ$</p>
<p>Avec,</p> $Nu = \left(\frac{5}{4} \right) K_2(Pr) (Pr Gr^* \sin \beta)^{1/2}$ $K_2(Pr) = [Pr/4 + 9 Pr^{1/2} + 10 Pr]^{1/5}$	II.31)	[109]	<p>- $G \neq 0$ $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$</p>
$Nu = 0.16 \cdot (Gr Pr)^{1/3}$	II.32)	[110]	<p>- $G = 0$ - $\beta < 30^\circ$ - $Ra < 5 \times 10^8$</p>
$Nu = 0.13 \cdot (Gr Pr)^{1/3}$	II.33)	[110]	<p>- $G = 0$ - $\beta < 30^\circ$ - $Ra \geq 5 \times 10^8$</p>
$Nu = 0.16 \left[(Gr Pr)^{1/3} - (Gr_c Pr)^{1/3} \right] + 0.56 (Gr_c Pr \cos(\pi - \beta))^{1/4}$	II.34)	[110]	<p>- $G = 0$ - $\beta \geq 30^\circ$ - $Ra < 5 \times 10^8$</p>
$Nu = 0.13 \left[(Gr Pr)^{1/3} - (Gr_c Pr)^{1/3} \right] + 0.56 (Gr_c Pr \cos(\pi - \beta))^{1/4}$	II.35)	[110]	<p>- $G = 0$ - $\beta \geq 30^\circ$ - $Ra \geq 5 \times 10^8$</p>
$Nu = 0.56 (Gr Pr \cdot \cos(\pi - \beta))^{1/4}$	II.36)*	[110]	<p>- $G = 0$ - $\beta < 30^\circ$</p>

* On a utilisé les équations (3.36) et (3.37) afin de déterminer le nombre de Nusselt à la surface arrière sous la condition ($G = 0$).

$Nu = \left[0.825 + \frac{0.387 Ra \cdot \cos(\pi - \beta)^{1/6}}{\left[1 + (0.492/Pr)^{9/16} \right]^{8/27}} \right]$	$\text{II.37)}^* \quad [111]$	$\begin{aligned} & - G = 0 \\ & - \beta \geq 30^\circ \end{aligned}$
Cas 2 : Convection forcée		
$Nu = 0.906 Re^{1/2} Pr^{1/3}$	$\text{II.38)} \quad [112]$	$\begin{aligned} & - G \neq 0 \\ & - Re < 5 \times 10^5 \end{aligned}$
$Nu = 0.154 Re^{4/5} Pr^{1/3}$	$\text{II.39)} \quad [112]$	$\begin{aligned} & - G \neq 0 \\ & - Re \geq 5 \times 10^5 \end{aligned}$
$Nu = 0.664 Re^{1/2} Pr^{1/3}$	$\text{II.40)} \quad [113]$	$\begin{aligned} & - G = 0 \\ & - Re < 5 \times 10^5 \end{aligned}$
$Nu = 0.037 Re^{4/5} Pr^{1/3}$	$(\text{II.41}) \quad [113]$	$\begin{aligned} & - G = 0 \\ & - \\ & Re \geq 5 \times 10^5 \end{aligned}$

Le nombre de Nusselt, mentionné précédemment pour les différents scénarios, dépend de six paramètres sans dimension : le nombre de Reynolds, le nombre de Prandtl, le nombre de Grashof, le nombre de Grashof critique, le nombre de Grashof modifié et le nombre de Rayleigh. Les valeurs de ces paramètres sont déterminées par les corrélations suivantes :

$$\left. \begin{aligned} Re &= \frac{V_{vent} L_c}{\nu_{air}} \\ Pr &= \frac{C_{air} \mu_{air}}{k_{air}} \\ Gr &= \frac{g \beta_{air} (T_{surface} - T_{\infty}) L_c^3}{\nu_{air}^2} \\ Gr_c &= 1.327 \cdot 10^{10} \exp(-3.708 \cdot \theta_r) \\ Gr^* &= \frac{g \beta_f G_{inc} L_c^4}{k_{air} \nu_{air}^2} \\ Ra &= Pr \cdot Gr \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.42})$$

Les propriétés thermophysiques de l'air k_f et ν_f sont estimées à la température du film :

$$T_{film} = \frac{T_{avant/arrière} + T_{amb}}{2} \quad (\text{II.43})$$

Les coefficients de transfert de chaleur par convection des surfaces avant et arrière sont calculés une fois les températures inconnues de ces surfaces déterminées. Pour ce faire, le principe de conservation de l'énergie est appliqué à chacune des faces (voir la figure II.6). En supposant un régime quasi stationnaire sur un intervalle de 10 minutes, ce qui signifie que le rayonnement solaire incident, la température ambiante et la vitesse du vent restent approximativement constants durant cette période, l'équation du bilan énergétique sur la surface avant s'écrit comme suit :

$$G_{\beta} + \frac{1}{R_{avant}}(T_{avant} - T_{cellule}) - h_{avant}(T_{avant} - T_{amb}) - \sigma_{BS} \varepsilon_{avant} F_{avant/ciel} (T_{avant}^4 - T_{ciel}^4) = 0 \quad (II.44)$$

Selon le principe de conservation de l'énergie, la quantité d'énergie reçue par la surface arrière est égale à celle transférée par conduction (2ème terme de l'équation ci-dessus). Cette dernière peut être déterminée une fois l'équation (II.44) résolue. Ainsi, l'équation du bilan énergétique pour la surface arrière prend la forme suivante :

$$\frac{1}{R_{avant}}(T_{avant} - T_{cellule}) - h_{arrière}(T_{arrière} - T_{amb}) - \sigma_{BS} \varepsilon_{arrière} F_{arrière/sol} (T_{arrière}^4 - T_{sol}^4) = 0 \quad (II.45)$$

La température de fonctionnement de la cellule $T_{cellule}$, est estimée en se basant sur la température nominale de fonctionnement (NOCT), qui correspond de manière approximative à sa température réelle [58] :

$$T_{cellule} = T_{amb} + \frac{G_{\beta}}{G_{NOCT}}(T_{NOCT} - T_{amb,NOCT}) \quad (II.46)$$

Avec, $G_{NOCT} = 800 W/m^2$, $T_{amb,NOCT} = 20^{\circ}C$ et $T_{NOCT} = 47.5^{\circ}C$ pour le panneau PV sélectionné dans cette étude. Ce principe se traduit par des équations non linéaires en raison de la dépendance du terme de rayonnement à la puissance quatrième. La résolution de ces équations est effectuée à l'aide d'un algorithme itératif basé sur la méthode de bisection, illustré dans la figure II.7. Le critère de convergence est supposé satisfait lorsque $|f(T_{surface}^n)| \leq 10^{-4}$.

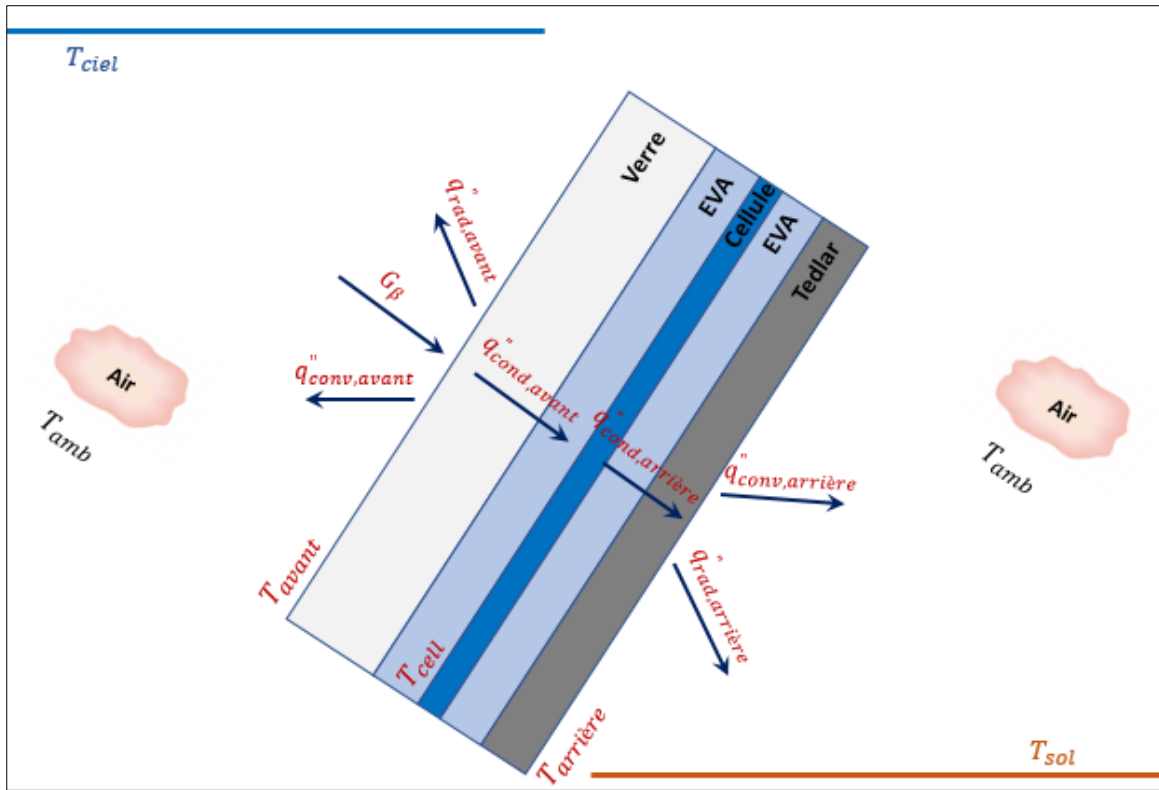


Fig. II.6. Bilan énergétique pour la conservation de l'énergie aux surfaces avant et arrière d'un module PV

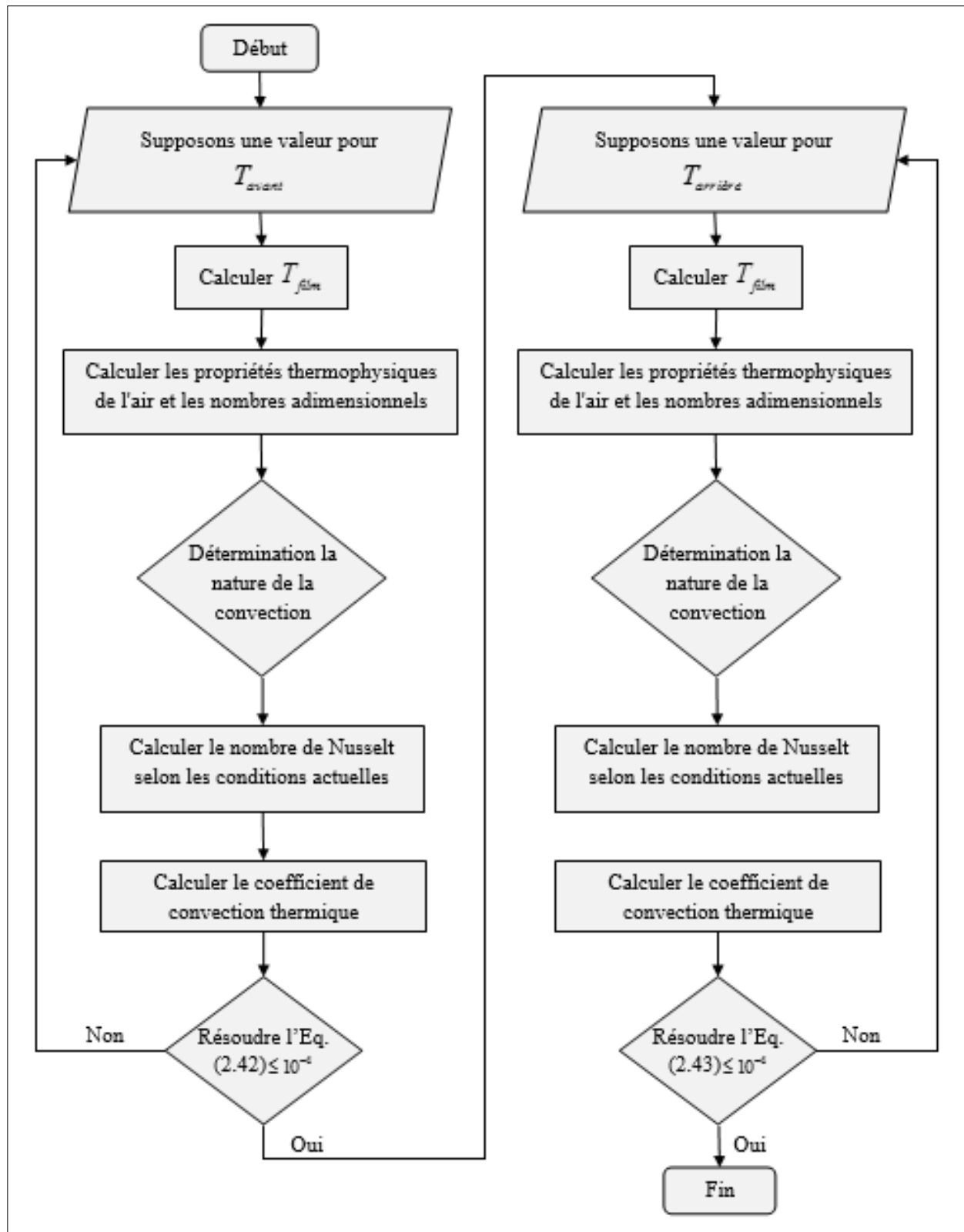


Fig. II.7. Organigramme de l'algorithme proposé pour la détermination des températures des surfaces

II.5 Modèle électrique

L'efficacité électrique des modules photovoltaïques présente une forte corrélation avec la température des cellules et l'irradiance solaire. Afin de déterminer la puissance électrique du module PV considéré dans ce travail, le modèle thermique et de rayonnement ont été couplés à un modèle électrique. Deux formes des modèles électriques sont disponibles dans la littérature. L'un des modèles les plus simples, donné dans l'équation (II.47), nommé le modèle PVFORM, permet de calculer la puissance maximale du panneau PV en utilisant la température de la cellule et le rayonnement solaire absorbé [59].

$$P_{\max} = \frac{G_{abs}}{G_{réf}} P_{\max} \left(1 - \beta_{Is} (T_{cellule} - T_{réf}) \right) \quad (II.47)$$

Où : G_{abs} est le rayonnement solaire absorbé, $G_{réf}$ est le rayonnement absorbé de référence (=1000 W/m² [104]), P_{\max} est la puissance maximale du panneau PV (=220 W [104]), β_{Is} est le coefficient de température (=0.053 % / °C [104]), et $T_{réf}$ est la température de référence (=25 °C [104]).

La production quotidienne d'énergie électrique a été calculée en utilisant l'équation suivante :

$$E_{journalière} (kWh) = \sum E_{horaire} \quad (II.48)$$

Où : $E_{horaire}$ est la production horaire du panneau PV.

II.6 Conclusion

Ce chapitre a présenté les principales équations requises pour la modélisation théorique des divers aspects physiques des modules PV. À l'aide du modèle de Hay et Davies, en prenant en compte à la fois la composante directe et la composante réfléchie du rayonnement solaire (l'équation II.7), il est possible d'obtenir une estimation réaliste du rayonnement solaire global reçu par une surface inclinée à un certain angle par rapport à l'horizontale. Ce rayonnement est ensuite multiplié par la transmissivité du verre et l'absorptivité des cellules pour déterminer la quantité d'énergie solaire effectivement absorbée par le panneau PV. La détermination précise de la distribution de température dans les différentes couches d'un module PV nécessite la résolution de l'équation de transfert de chaleur avec des conditions aux limites plus réalistes, comme discuté dans la section II.4. Compte tenu du rayonnement solaire absorbé et de la température de fonctionnement des modules PV, un modèle simplifié a été employé pour évaluer les performances électriques des modules PV.

CHAPITRE III

***Réponse thermique et performance
électrique des modules PV***

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, les résultats numériques obtenus concernant la réponse thermique et la performance électrique des modules PV sous différents facteurs externes tels que les conditions environnementales, les conditions de montage ainsi que l'influence des matériaux des composants seront présentés et discutés. Ceci, après la validation de la prédiction du modèle thermique.

III.2 Présentation du panneau PV sélectionné dans l'étude

Un panneau PV mono-facial nommé ND-220 E1F de la compagnie SHARP a été considéré pour cette étude. Il se compose de 60 cellules polycristallines, avec un gap de 2 mm entre deux cellules voisines. L'ensemble des cellules est encapsulé dans un polymère transparent appelé éthylène-acétate de vinyle (EVA). Les faces avant et arrière des cellules sont recouvertes d'une plaque de verre et d'une couche de Tedlar, respectivement, comme indiqué dans la figure III.1. Les dimensions et les propriétés thermo-physiques des couches constitutives concernant ce panneau sont fournies dans le tableau III.1.

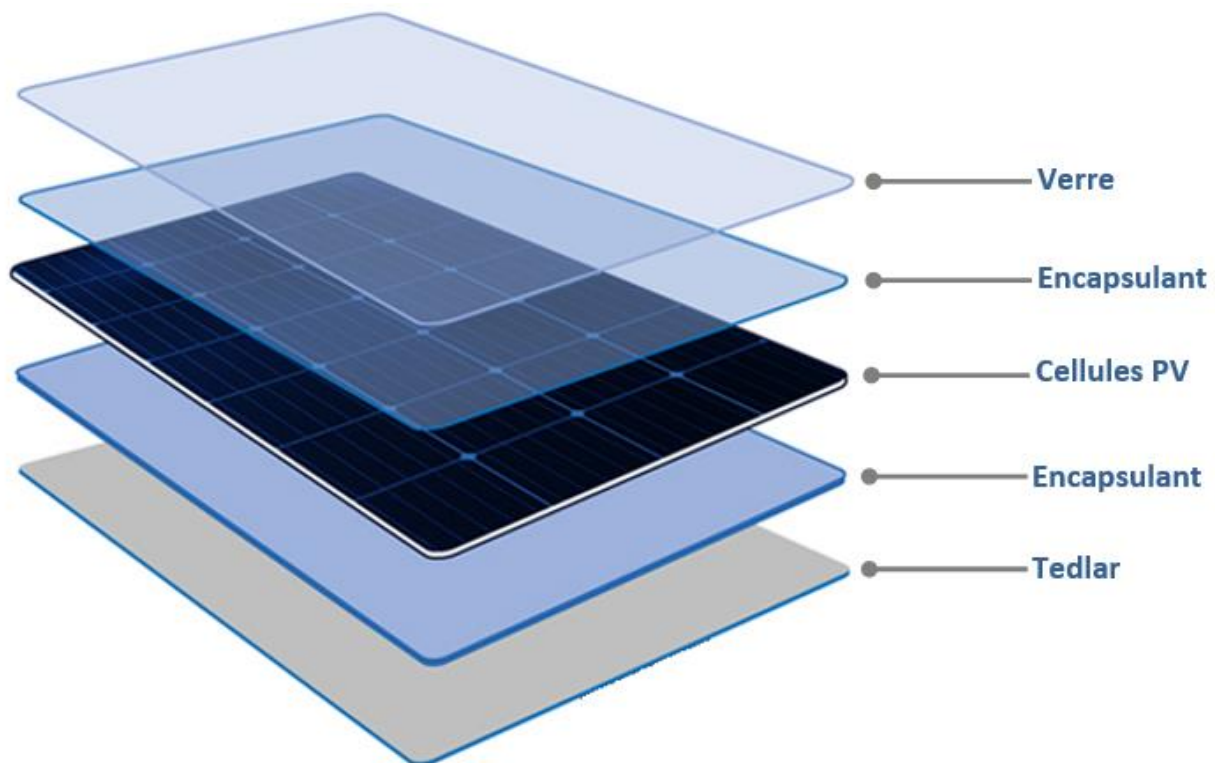


Fig. III.1. Schéma représentant les différentes couches d'un module PV

Tab. III.1 Dimensions et propriétés thermo-physiques du panneau PV [92,114]

Matériaux	Dimensions			Propriétés thermo-physiques		
	Epaisseur	Longueur	Largeur	ρ	k	C_p
	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/m ³)	(W/m.K)	(J/Kg.K)
Verre	3	1652	994	2500	0.937	913
EVA	0.7	156.6	156.6	960	0.311	2090
Cellule PV	0.3	1652	994	2329	130	677
Tedlar	0.2	1652	994	2520	0.36	1010

III.3 La géométrie et le maillage du modèle

La géométrie du panneau PV sélectionné a été effectuée avec le logiciel commercial de calcul Abaqus. La symétrie du panneau PV a été exploitée en modélisant que le 1/4 du module PV, réduisant ainsi de manière significative le temps de calcul. Le choix de la taille et la répartition des éléments du maillage est une étape très importante pour l'obtention des résultats précis, robuste et signifiant. Le maillage adopté dans cette étude est un maillage structuré contient des éléments hexagonaux non uniforme avec un raffinement de la grille au niveau des zones près des cellules PV. La température maximale calculée dans chaque couche du module PV dans les conditions NOCT a été utilisée comme critère d'optimisation du maillage. Les résultats de la variation du maillage sont présentés dans le tableau III.2. On constate que la distribution de la température dans les différentes couches devient insensible à partir d'une grille avec 249 075 éléments. Ainsi, cette grille est suffisante pour obtenir un compromis entre la précision et le temps et les efforts de calcul. La géométrie et le maillage sont représentés dans la figure III.2 et la figure III.3, respectivement.

Tab. III.2 Test de convergence du maillage en respectant la température maximale dans chaque couche

Nombre d'éléments	Température maximale [°C]			
	Tedlar	EVA	Verre	Cellule PV
13 311	47.40	47.60	47.36	47.60
42 687	47.36	47.56	47.35	47.56
249 075	47.35	47.55	47.34	47.55
372 600	47.35	47.55	47.34	47.55
514 242	47.35	47.55	47.34	47.55

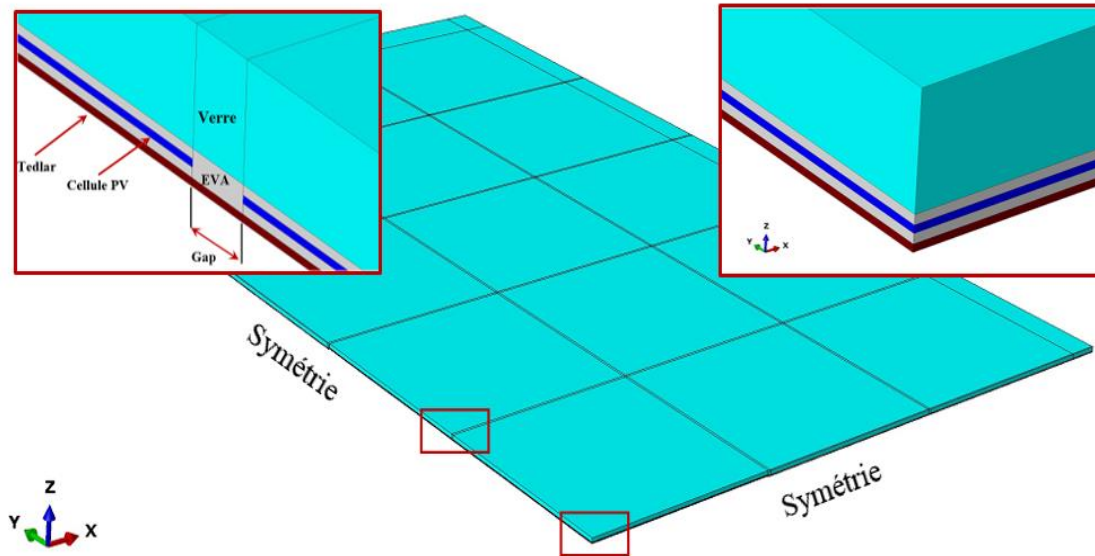


Fig. III.2. Géométrie du modèle d'éléments finis pour le panneau PV sélectionné, zoom pour illustrer les différents composants.

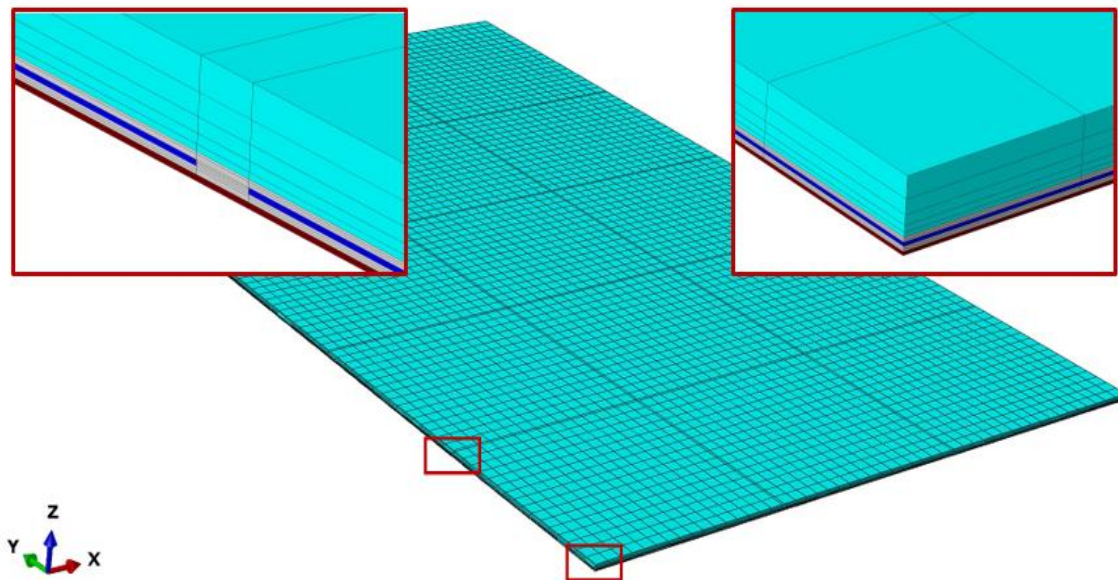


Fig. III.3. Illustration du maillage de modèle d'éléments finis utilisé dans la simulation

III.4 Validation du modèle thermique

Le modèle thermique basé sur la formulation mathématique mentionnée dans le chapitre précédent a été validé par trois cas :

III.4.1 Comparaison avec des résultats expérimentaux

Le présent modèle a été validé en comparant la température calculée à la face arrière du module PV fonctionnant sous les conditions atmosphériques à Doha, au Qatar, avec ceux rapportés par Aly et al. [114]. Comme le montre la figure III.4, les données météorologiques enregistrées incluaient le rayonnement solaire incident, la température ambiante et la vitesse du vent pour une journée claire et ensoleillée du 25 juin 2014. La température de la feuille arrière est la moyenne de trois valeurs de température mesurées par des thermocouples fixés à différents emplacements sur la face arrière du module PV. Les résultats sont présentés dans la figure III.5. Un bon accord peut être remarqué entre les deux résultats.

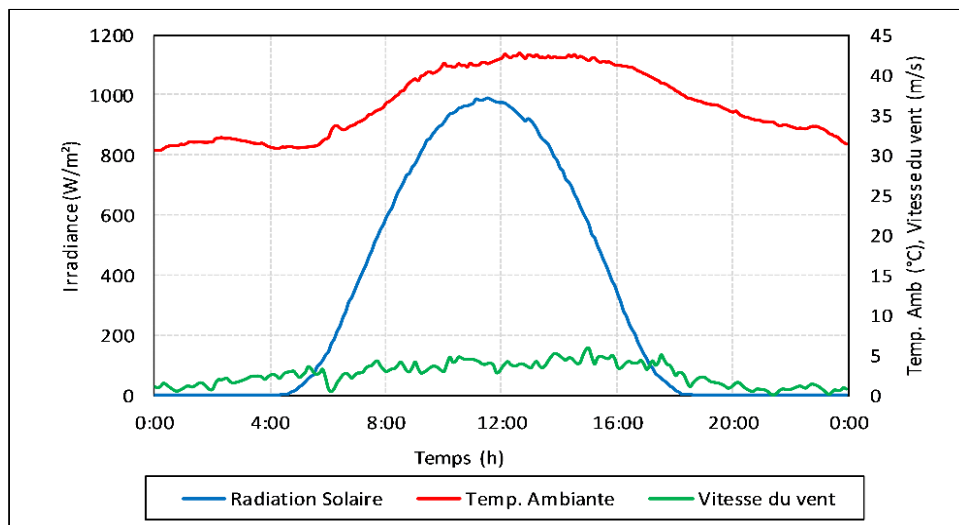


Fig. III.4. Données météorologiques ; radiation solaire, température ambiante et vitesse du vent (Doha, Qatar, 25 juin 2014) [114].

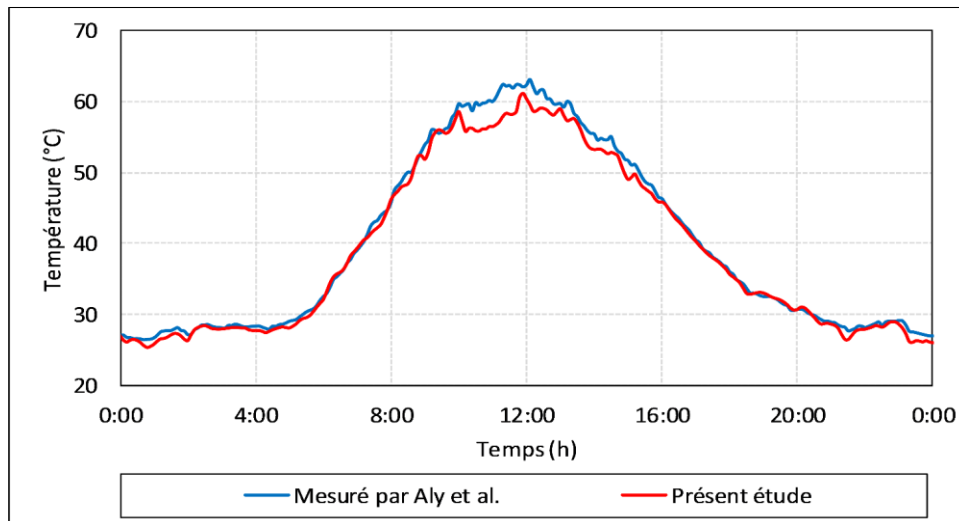


Fig. III.5. Comparaison de la température de la face arrière du module PV prédite par notre modèle avec celle mesurée par Aly et al. [114].

III.4.2 Comparaison avec la NOCT

La validation a également été effectuée en comparant la Température de fonctionnement nominale des cellules PV (NOCT) calculée par notre modèle thermique avec la valeur fournie dans la fiche technique du panneau PV sélectionné [104]. Dans le cas du NOCT, les conditions limites appliquées au modèle sont les suivantes : un éclairement de 800 W/m^2 , une température de l'air de 20°C et une vitesse du vent de 1 m/s avec le module PV incliné à 45° . La NOCT fourni du panneau PV sélectionné dans cette étude est de $47,5 \pm 1,5^\circ\text{C}$, tandis que celui prédit par le modèle thermique est de $47,55^\circ\text{C}$ (comme le montre la figure III.6). Cette validation confirme que la NOCT estimé se situe dans la plage fournie.

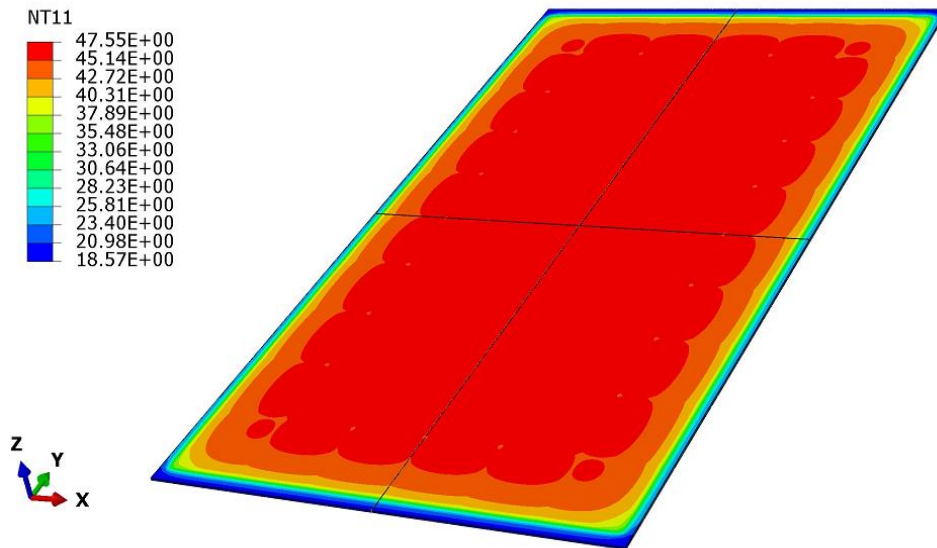


Fig. III.6. Température de fonctionnement nominale des cellules PV (NOCT) prédite par le modèle d'éléments finis 3D du module PV.

III.4.3 Comparaison avec des modèles empiriques

L'autre façon d'évaluer l'exactitude du modèle numérique actuel est de le comparer à certains modèles empiriques, qui ont été validés par rapport à des données expérimentales. Une comparaison est effectuée entre la température des cellules PV calculée avec ce modèle et celles obtenues à l'aide de quatre modèles empiriques proposés dans la littérature et récapitulés dans le tableau III.3. Une journée ensoleillée et l'autre nuageuse sont sélectionnées pour la comparaison. Les données météorologiques de ces journées sont mesurées le 13 mars 2019 et le 4 avril 2019 (Comme illustré dans les figures III.7 et III.8, respectivement) à l'Unité de Recherche sur les Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS), Adrar, Algérie. [115]. Les figures III.9

et III.10 montre les températures du panneau PV calculées à partir du présent modèle numérique et celles obtenues à l'aide des modèles empiriques. Le facteur de corrélation (r), la racine de l'erreur quadratique moyenne (REQM) et l'erreur de biais moyenne (MBE) sont utilisés pour évaluer la précision de la prédiction de la température PV obtenue entre le présent modèle et chaque modèle empirique sélectionné. Le résumé des erreurs statistiques présentées dans le tableau III.4 indique que la température du panneau PV prédite par le modèle proposé durant les deux jours sélectionnés est très proche des modèles empiriques de Koehl et al. [61] et de Mattei et al. [58]; cependant, à cause de sa simplicité (il ne nécessite pas des paramètres d'ajustement), le modèle de Mattei est celui qui est recommandé. En outre, les corrélations pour un jour nuageux sont performantes que les corrélations pour un jour clair, car les corrélations pour un ciel clair donnent des résultats précis à condition qu'un coefficient correctif pour le transfert de chaleur par rayonnement entre la surface avant du panneau et le ciel soit inclus". Dans tous les modèles empiriques utilisés dans cette étude (voir tableau III.3), il y a un seul facteur de correction pour le transfert de chaleur par convection (avec la vitesse du vent, V_{vent}). Par conséquent, l'absence du facteur de correction du transfert de chaleur radiative entraîne une surestimation de la température de du module PV. D'autre part, pour les corrélations pour le jour nuageux, le transfert thermique par rayonnement entre la surface du module PV et le ciel est moins important.

Tab. III.3 Modèles empiriques utilisés pour la validation des résultats.

Nom des auteurs	Expression du modèle
Koehl <i>et al.</i> [61]	$T_{cellule} = T_{amb} + \frac{G_{\beta}}{U_0 + U_1 \cdot V_{vent}}$ <p>U_0 et U_1 sont respectivement égaux à 30.02 et 6.28.</p>
Mattie <i>et al.</i> [58]	$T_{cellule} = \frac{U_{PV} \cdot T_{amb} + G_{\beta} \left[0.81 \cdot \eta_{Tréf} (1 - \beta_{Isc} \cdot T_{ref}) \right]}{U_{PV} + G_{\beta} \cdot \beta_{Isc} \cdot \eta_{Tréf}}$ <p>Où, U_{PV} est le coefficient global d'échange de chaleur, défini comme suit :</p> $U_{PV} = 24.1 + 2.9 \cdot V_{vent}$
King <i>et al.</i> [59]	$T_{cellule} = T_{arrière} + \frac{G_{\beta}}{1000} \Delta T$ $T_{arrière} = T_{amb} + G_{\beta} \cdot \exp(-3.56 - 0.057 \cdot V_{vent})$
Kurtz <i>et al.</i> [56]	$T_{cellule} = T_{amb} + G_{\beta} \cdot \exp(-3.473 - 0.059 \cdot V_{vent})$

Tab. III.4 Erreurs statistiques de la température PV prédite par les modèles empiriques et le présent modèle pour les deux jours sélectionnés.

Modèles empiriques	Jour ensoleillé			Jour couvert		
	r	RMSE	MBE	r	RMSE	MBE
Modèle de King	0.9880	8.2795	8.0311	0.9859	2.1598	2.0601
Modèle de Koehl	0.9935	3.4694	3.3488	0.9906	1.2721	1.2366
Modèle de Kurtz	0.9869	8.7818	8.4970	0.9854	2.2695	2.1595
Modèle de Mattie	0.9946	4.4811	4.4034	0.9901	1.5637	1.5191

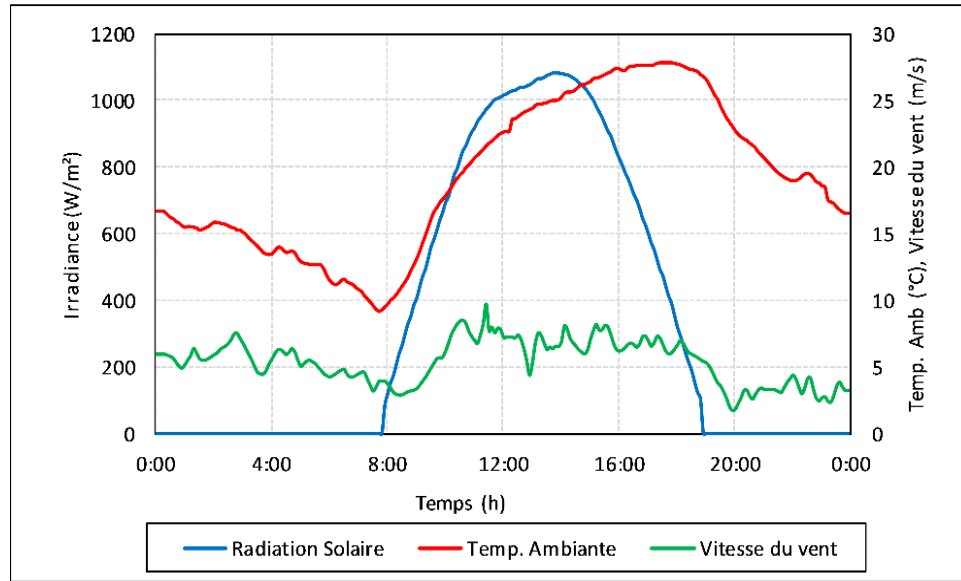


Fig. III.7. Données météorologiques ; radiation solaire, température ambiante et vitesse du vent (Adrar, Algérie, 13 Mars 2019) [115].

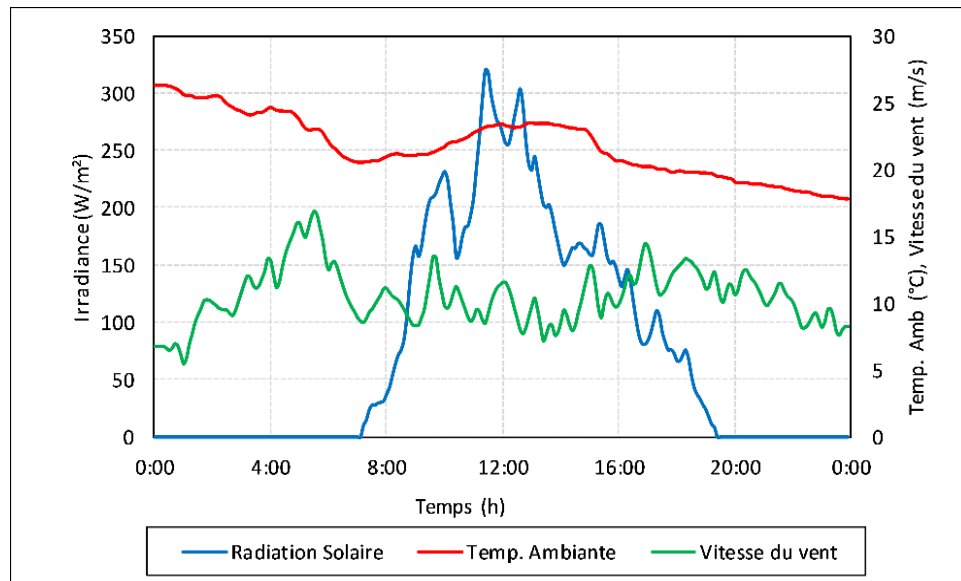


Fig. III.8. Données météorologiques ; radiation solaire, température ambiante et vitesse du vent (Adrar, Algérie, 04 Avril 2019) [115].

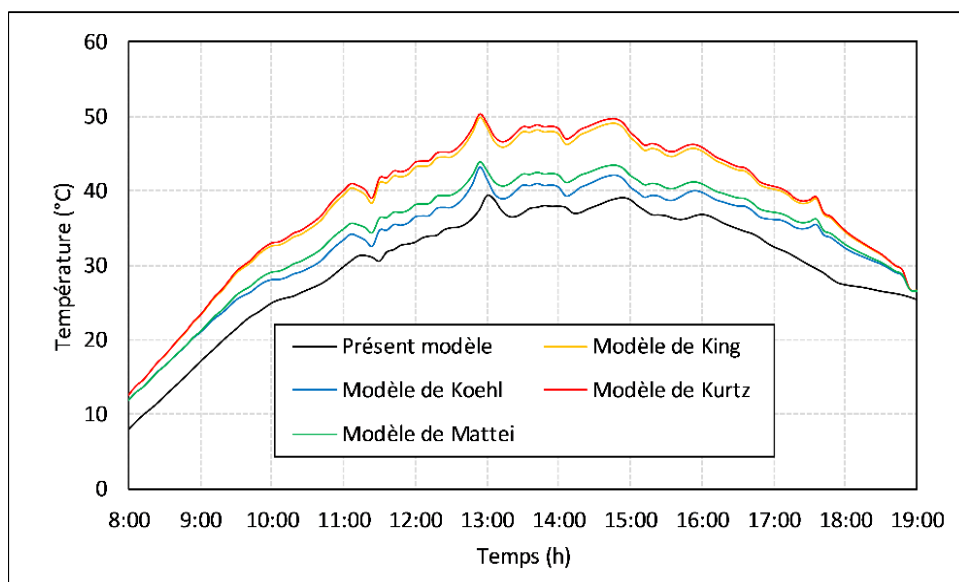


Fig. III.9. Comparaison de la température des cellules PV calculée à partir des différents modèles empiriques avec celle prédite par notre modèle pendant une journée claire.

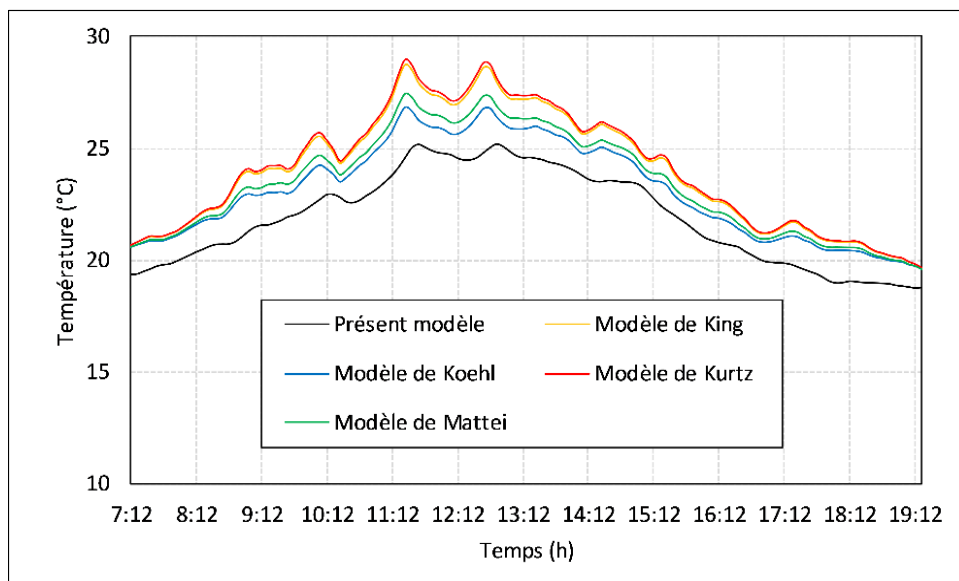


Fig. III.10. Comparaison de la température des cellules PV calculée à partir des différents modèles empiriques avec celle prédite par notre modèle pendant une journée nuageuse.

III.5 Influence des conditions environnementales

L'évolution temporelle de la température de fonctionnement du module PV calculée pendant la journée claire sélectionnée dans cette étude est montrée dans la figure III.11. Il est remarque que la température augmentée avec l'augmentation du radiation solaire jusqu'à atteint les valeurs maximales, et après diminue avec la diminution de la radiation. La majorité du rayonnement solaire absorbé par le panneau est convertie en énergie thermique. Le rayonnement solaire est donc le principal facteur qui domine le comportement thermique du module PV.

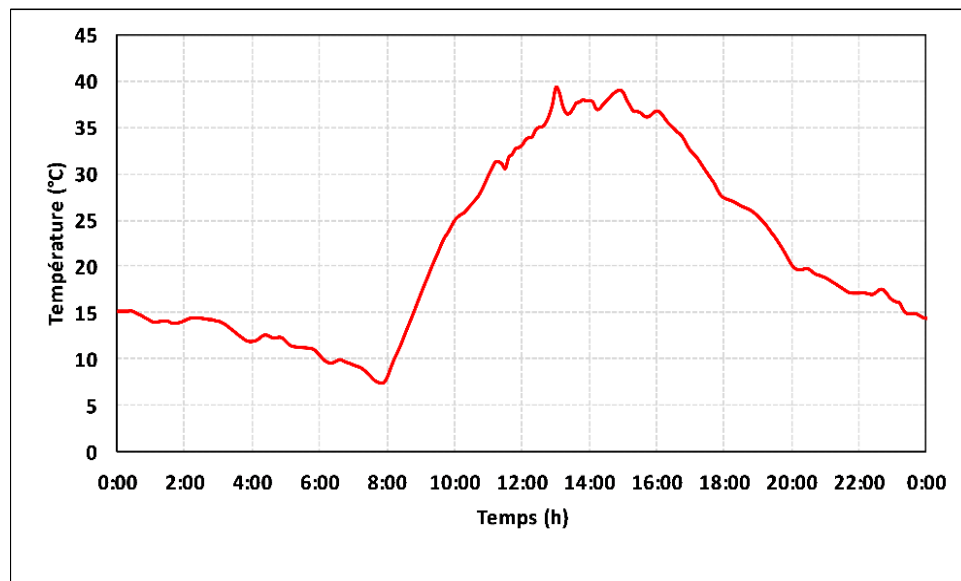


Fig. III.11. Évolution de la température de fonctionnement du module PV dans les conditions actuelles de la journée ensoleillée

La figure III.12 montre la répartition de température au niveau de la matrice des cellules PV au lever, à la mi-journée et au coucher du soleil. On peut voir que la distribution de température est plus graduelle du milieu vers les bords du panneau PV à midi, et devient plus uniforme au lever et au coucher du soleil. Ces résultats peuvent être justifiés comme suit : lorsque l'intensité du rayonnement solaire augmente, la différence entre la température du panneau et celle de l'environnement augmente également, par conséquent l'effet de la convection thermique devient plus important. D'autre part, lors d'une faible irradiation, la température du panneau PV et la température ambiante sont pratiquement égales et, en conséquence du moindre effet de convection, on obtient une répartition de température plus uniforme.

Au gradient thermique élevé, la différence entre la température des cellules situées au centre et celles des bords atteint 10 °C dans le présent cas, comme le montre la figure III.12 (b).

Par conséquent, les performances électriques des cellules PV peuvent varier en fonction de leur position dans le module.

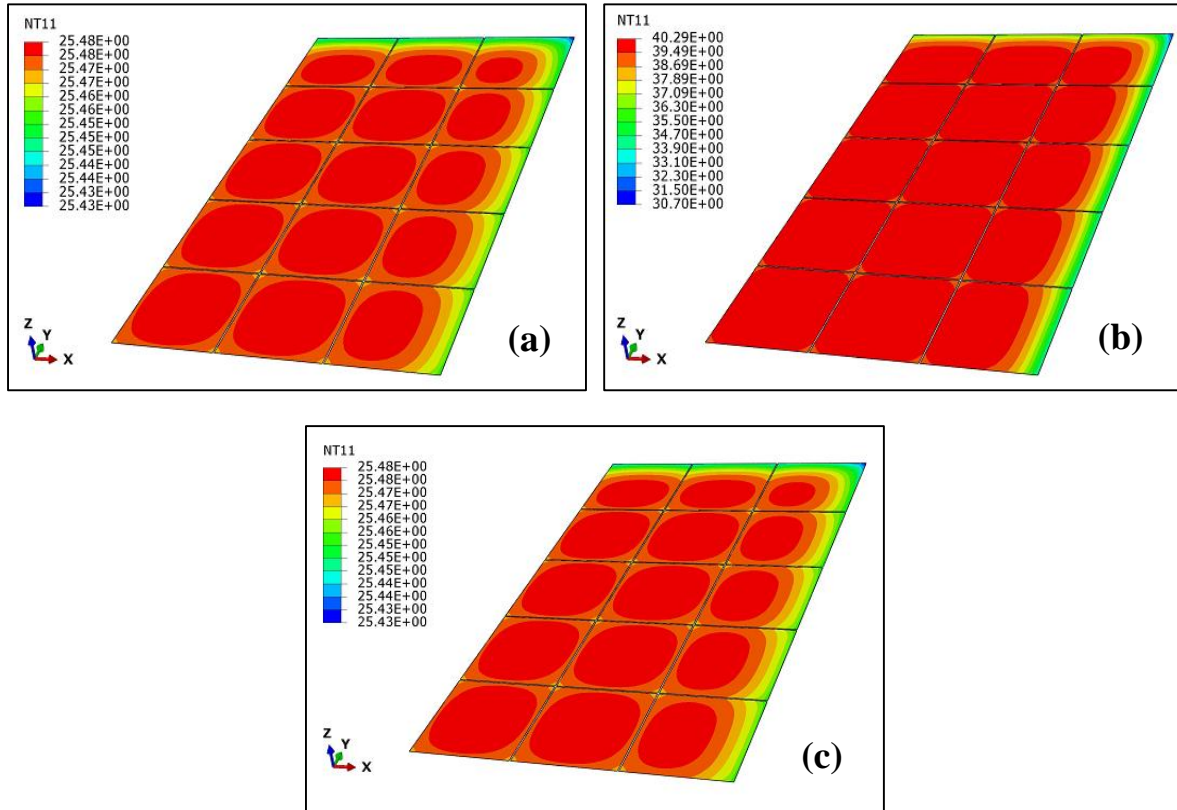


Fig. III.12. Évolution temporelle des champs de température à trois moments choisis au cours de la journée claire : (a) lever du soleil, (b) midi, (c) coucher du soleil

III.5.1 Influence de la radiation solaire

Comme mentionné précédemment, l'influence du rayonnement solaire reçu par les panneaux PV représente un facteur externe important qui affecte leur comportement thermique et. Dans le contexte de ce cas, le modèle proposé est utilisé pour calculer la température de fonctionnement du module PV choisi lorsque le rayonnement solaire mesuré pendant la journée claire (figure III.7) est multiplié par 0.25, 0.5 et 1, en maintenant constants les autres facteurs (température ambiante et vitesse du vent). Les figures III.13 et III.14 montrent clairement que la température moyenne des cellules PV et la puissance électrique du panneau photovoltaïque sont directement proportionnelles à l'intensité de la radiation solaire.

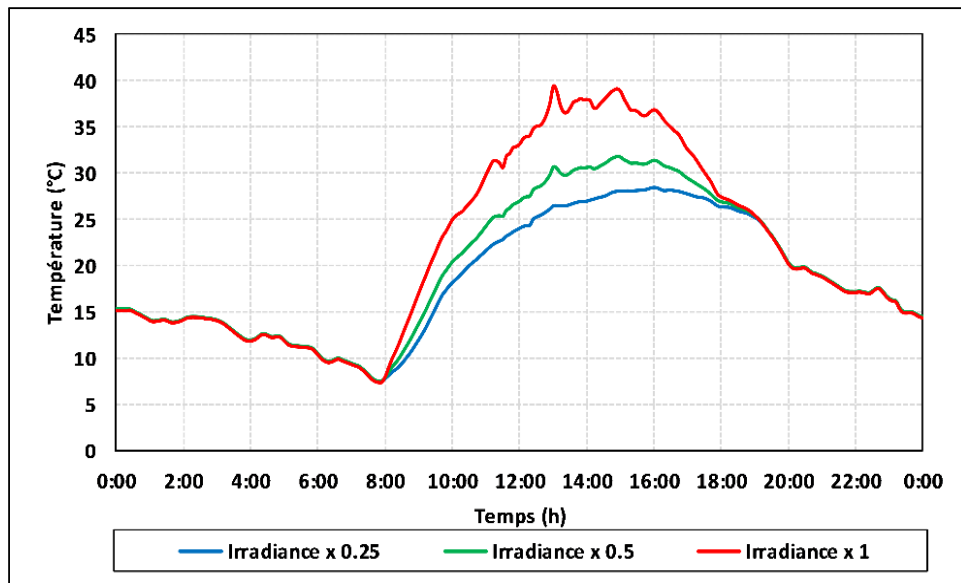


Fig. III.13. Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de radiation solaire.

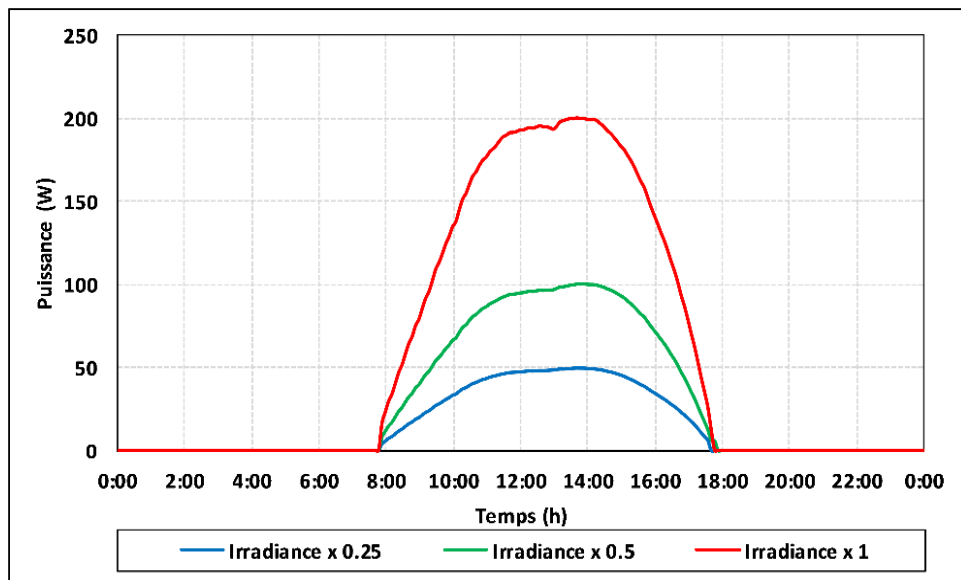


Fig. III.14. Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de radiation solaire.

III.5.2 Influence de la température ambiante

Afin d'étudier l'influence de la température ambiante sur l'évolution de la température de fonctionnement et sur la puissance électrique du module PV, différents cycles de température ambiante sont utilisés comme données d'entrée pour le modèle proposé. Ils représentent la température ambiante mesurée le 3 mars 2019 à Adrar multipliée par 0.25, 0.5, 1 et 2, respectivement. Cette plage de cycles représente la température ambiante de l'année. D'autre part,

le rayonnement solaire et la vitesse du vent sont les valeurs réelles pour le jour sélectionné (données de la figure III.7). Les réponses thermiques et électriques du modèle proposé correspondant aux cycles de température ambiante sélectionnés sont illustrées successivement dans les figures III.15 et III.16. Ces résultats indiquent que la température de fonctionnement et la puissance électrique sont proportionnelles à la température ambiante de manière directe et inverse, respectivement.

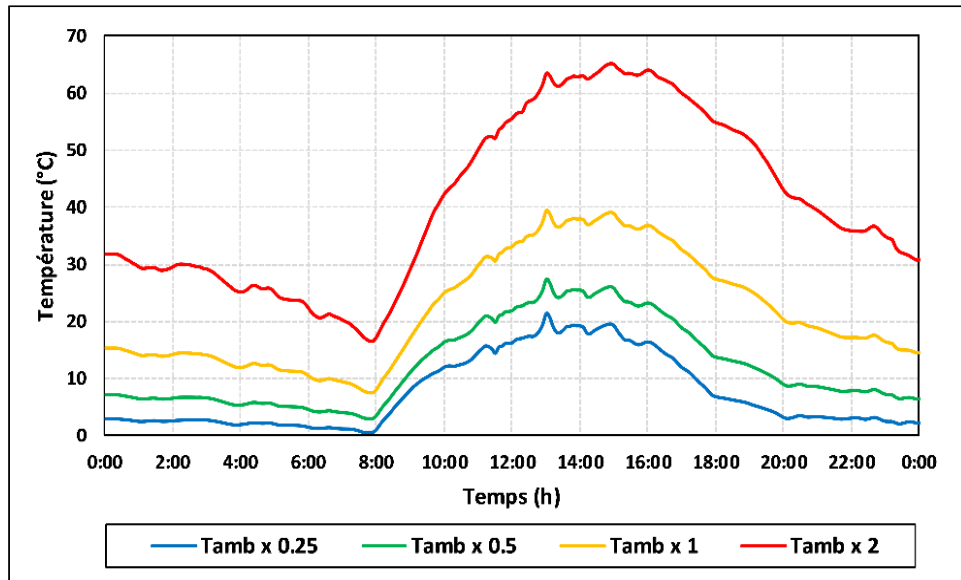


Fig. III.15. Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de la température ambiante.

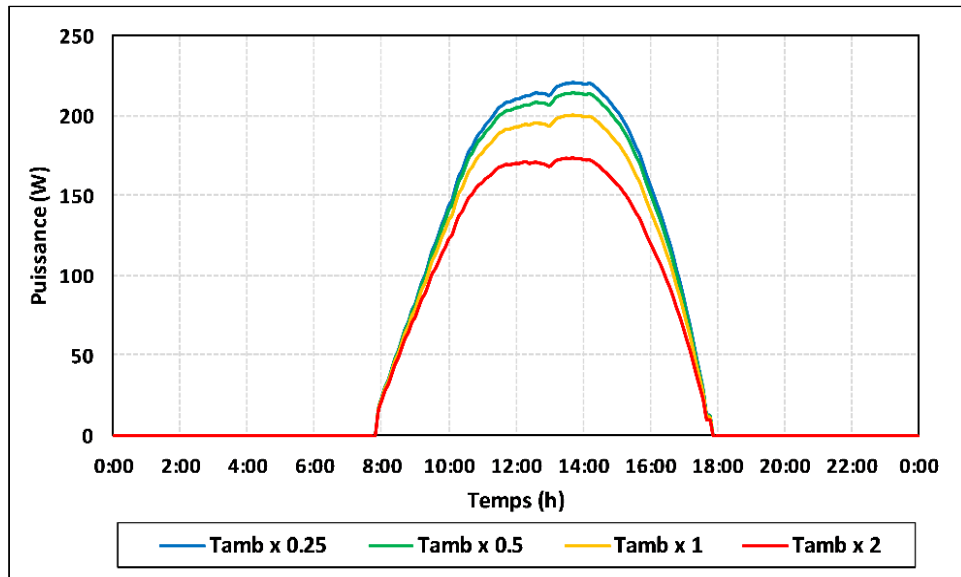


Fig. III.16. Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de la température ambiante.

III.5.3 Influence de la vitesse du vent

Dans le but d'évaluer l'impact de la vitesse de vent sur les performances des modules PV, la vitesse du vent mesurée est multipliée par 0.25, 1 et 1.5, tandis que les autres facteurs tels que la température ambiante et le rayonnement solaire sont maintenus constants, comme le montre la figure III.17. Les figures III.18 et III.19 donnent respectivement la variation de la température PV et la variation de la puissance électrique pendant les cycles de vitesse du vent sélectionnés. Ces graphiques montrent que lorsque la vitesse du vent est comprise entre 1 et 2 m/s (cas WS x 0,25), le transfert de chaleur par convection forcée est faible, ce qui signifie que le refroidissement des cellules PV par le dégagement de chaleur vers l'environnement extérieur est moins important. Ce résultat correspond aux simulations des conditions environnementales du mois de mars dans la région désertique d'Adrar, avec des températures ambiantes maximale et minimale de 27°C et 9°C, respectivement (voir figure III.7). La situation sera donc encore plus critique en été avec des températures avoisinant les 55°C. De plus, avec l'augmentation de la vitesse du vent de 1 à 5 m/s, la convection forcée devient un facteur de refroidissement significatif pour les cellules PV ; une réduction d'environ de 10°C entre 11 heures et 15 heures est obtenue, correspondant aux deux vitesses de vent, respectivement. D'autre part, à partir des figures III.17 et III.19, nous pouvons également observer que lorsque la vitesse du vent excède 5 m/s (la vitesse maximale enregistrée à Adrar au cours des 20 dernières années), la production d'électricité délivrée par le panneau PV reste faible.

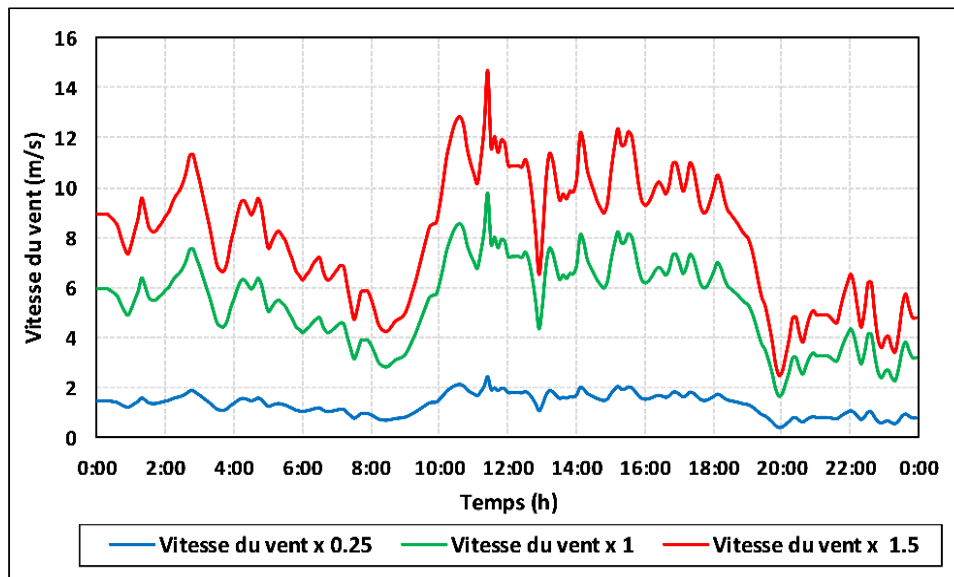


Fig. III.17. Variation de la vitesse du vent mesurée lors de la journée claire (13 mars 2019) multipliée par 0.25, 1 et 1.5.

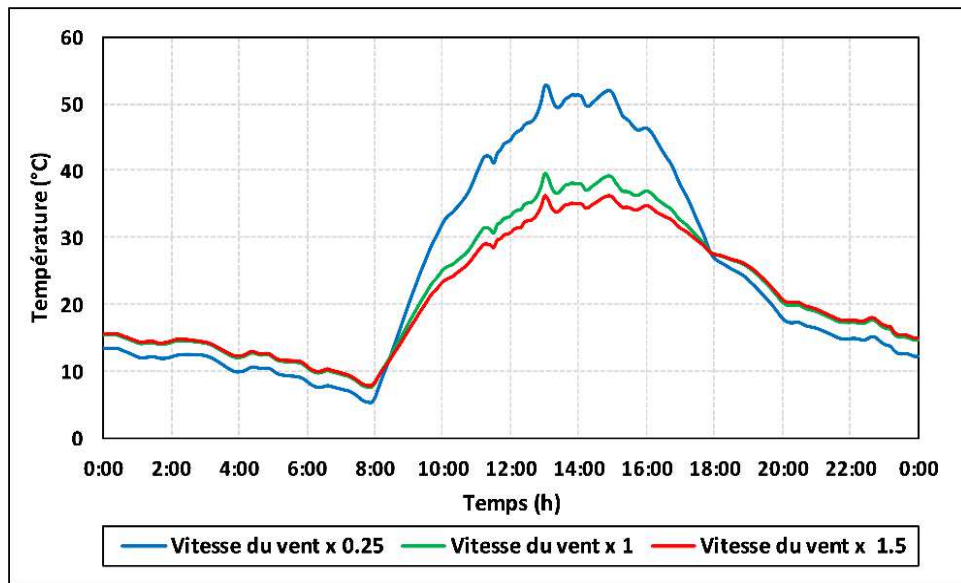


Fig. III.18. Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de la vitesse du vent.

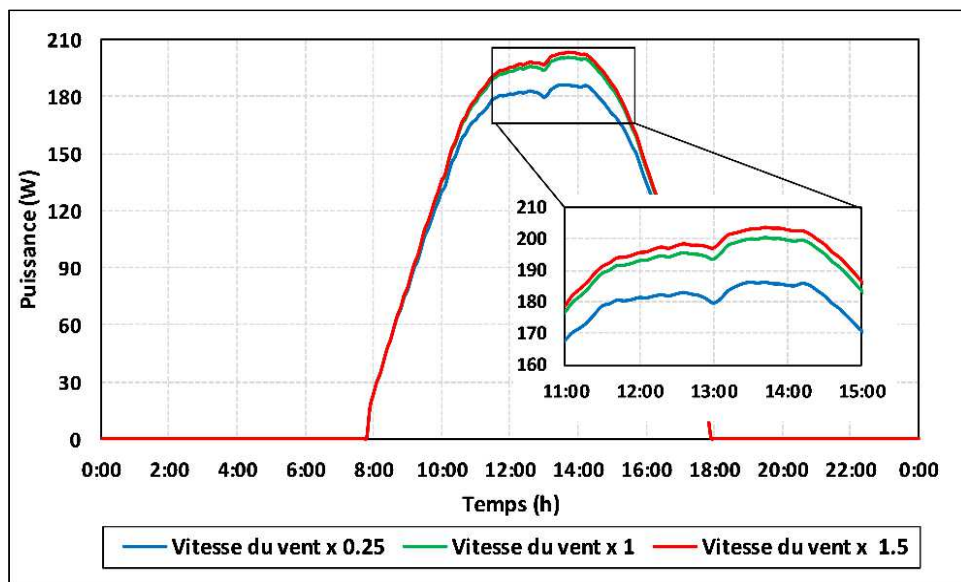


Fig. III.19. Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de la vitesse du vent.

III.6 Influence des conditions d'installation

Le système de montage des modules PV a un effet significatif sur leur température de fonctionnement. Comme le montre la figure III.20, trois configurations du système de montage des modules PV, à savoir l'angle d'inclinaison et l'élévation du panneau, ainsi que la nature du sol où sont montés, ont été étudiées.

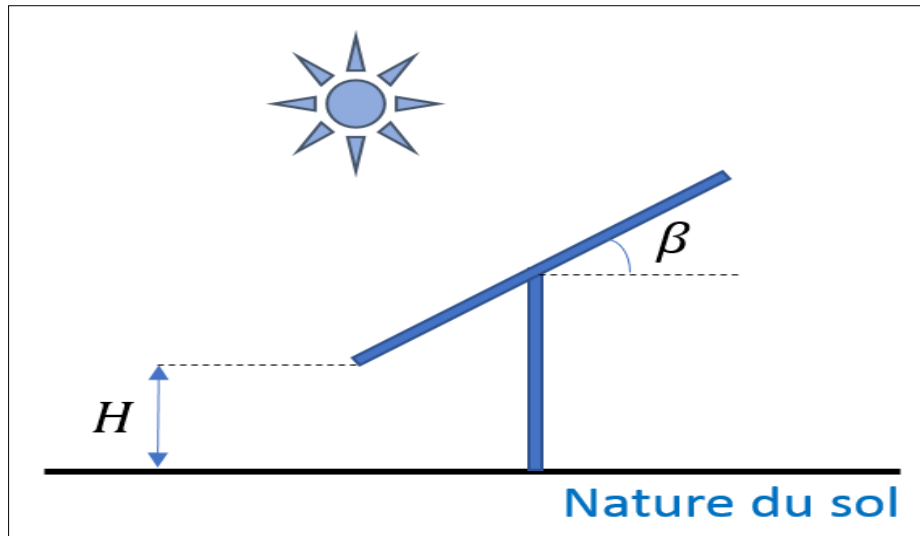


Fig. III.20. Système de montage du panneau PV

III.6.1 Influence de l'angle d'inclinaison

La convection naturelle joue un rôle important dans la dissipation de la chaleur d'un panneau PV vers l'environnement à des vitesses de vent faibles. Dans les simulations actuelles, les mesures réelles de la vitesse du vent pendant la journée ensoleillée (figure III.7) divisées par 4 (cas où $V_{vent} \times 0.25$, correspondant à $V_{max} \approx 2$ m/s) sont utilisées pour évaluer l'impact de l'angle d'inclinaison du panneau sur la température des cellules PV. Afin de mieux comprendre l'influence de l'angle d'inclinaison β du module PV. L'utilisation de l'équation (II.47) et l'examiner d'une manière précise sera essentiel. Cette équation permet de déterminer la puissance électrique en fonction des paramètres intrinsèques du panneau PV ($P_{max, Tréf}$, $\beta_{réf}$) et d'autres utilisés à la caractérisation ($T_{réf}$ et $G_{réf}$). Cependant, deux autres paramètres dépendant des conditions météorologiques (rayonnement solaire incident), de l'inclinaison du panneau PV (angle β) et des coefficients d'absorption et de transmission du verre de protection sont critiques dans la production de l'énergie électrique produite par les modules PV; ce sont respectivement la quantité nette de rayonnement solaire absorbée par le PV (notée G_{abs} , calculée par l'équation (II.8), et la température moyenne de fonctionnement des cellules PV (notée $T_{cellule}$, calculée par la simulation du modèle thermique). Dans la figure III.21, on observe que parmi les radiations solaires incidentes sur la face avant du panneau PV pour trois inclinaisons β (0° , 45° et 90°), la valeur la plus élevée

correspond à un panneau incliné à 45° et la plus petite est captée par un panneau PV installé verticalement ($\beta = 90^\circ$).

Le rayonnement solaire est proportionnel à la température des cellules PV (Comme mentionné dans la section III.5, la figure III.22 montre que la température maximale ($T_{cellule} = 60^\circ\text{C}$) est obtenue pour les modules PV inclinées à 45° , la plus basse ($T_{cellule} = 47^\circ\text{C}$) pour les modules PV verticales (90°) et la moyenne ($T_{cellule} = 52^\circ\text{C}$) pour les modules horizontales (0°). Cependant, la figure III.23 illustre que, malgré sa température élevée, le module PV incliné à 45° produira une puissance électrique plus élevée ($\approx 220\text{ W}$), ensuite le module PV horizontal et, enfin, le module PV vertical.

Ces résultats mettent en évidence deux aspects importants : Le premier est qu'Adrar est l'un des meilleurs sites au monde pour les applications solaires, dans lequel la surchauffe des cellules PV est largement compensée par le potentiel élevé du rayonnement solaire. Le second aspect révèle que le problème le plus important pour les applications PV dans le désert algérien, et à Adrar en particulier, ce sont les gradients de température élevés pendant un certain nombre de jours, qui créent des contraintes thermomécaniques très importantes sur les différents matériaux constituant le panneau, et provoquent par la suite des déformations significatives, ce qui entraîne en fin de compte la défaillance du panneau PV.

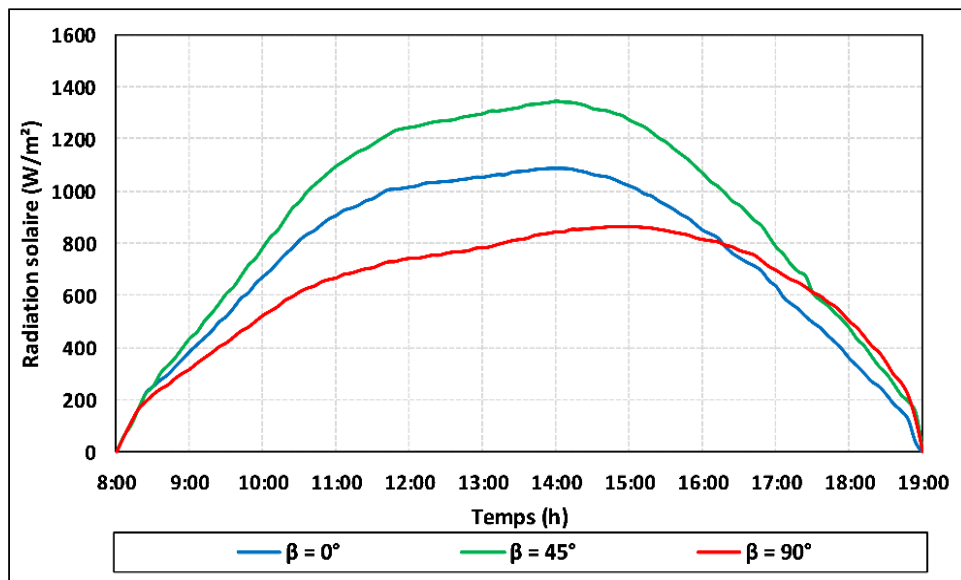


Fig. III.21. Évolution du rayonnement incident sur la face avant du module PV en fonction de l'angle d'inclinaison.

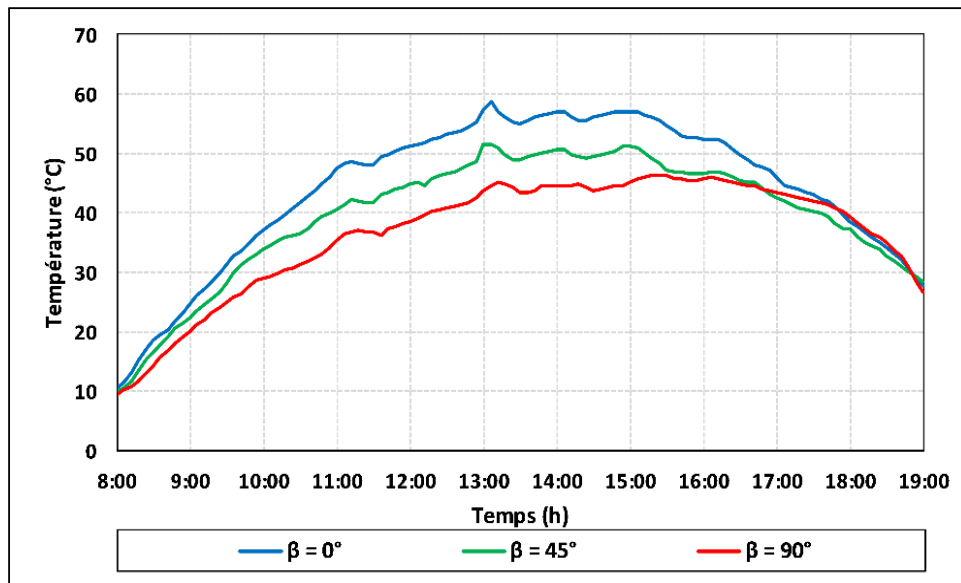


Fig. III.22. Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de l'angle d'inclinaison.

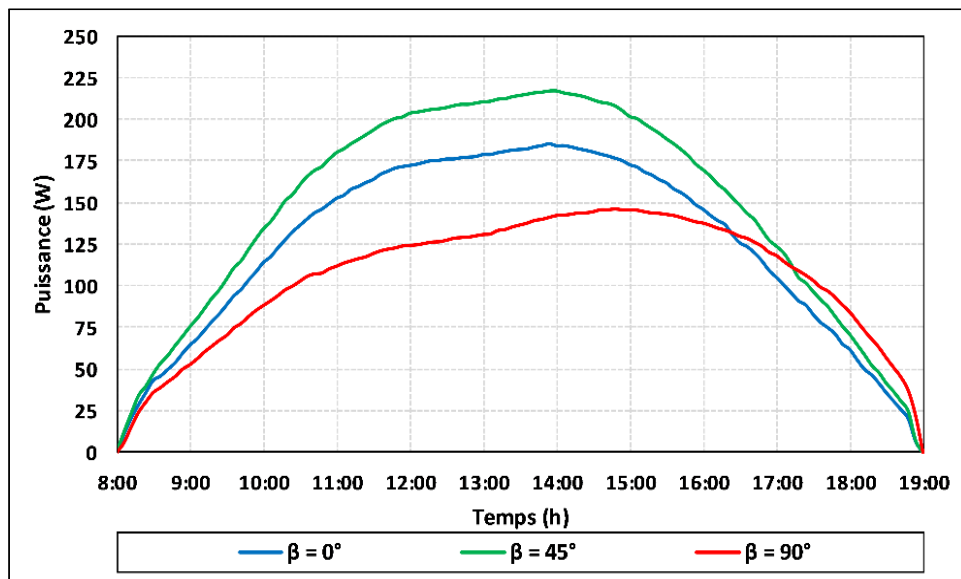


Fig. III.23. Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de l'angle d'inclinaison.

III.6.2 Influence de l'élévation du panneau

Pour le refroidissement des modules PV, l'évacuation de la chaleur par convection forcée est la méthode la plus adéquate. À cet égard, et pour assurer un écoulement d'air optimal sur les deux faces du panneau PV, une distance minimale de 150 mm entre le niveau du sol et la face avant du panneau PV est recommandée [116]. Afin d'étudier l'effet de l'élévation des panneaux PV

par rapport au niveau du sol sur leur comportement thermique, nous avons utilisé les hypothèses proposées par Aly. [116], qui considère qu'en addition aux pertes thermiques radiatives, l'échange thermique de la face avant se fait par convection forcée, libre ou mixte.

La face arrière est soumise aux cas suivants :

- A. $H \geq 150 \text{ mm}$, la face arrière est soumise à des conditions aux limites similaires à celles de la face avant.
- B. $H < 150 \text{ mm}$, les pertes thermiques sont considérées par convection naturelle avec l'ambiance et radiatif avec le sol.
- C. $H = 0 \text{ mm}$, dans ce cas, la face arrière est supposée adiabatique.

La figure III.24 compare la variation de la température maximale des cellules solaires calculées durant le jour sélectionné pour les trois configurations considérées. On remarque que la température des cellules pour les trois cas (A), (B) et (C) sont assez proches, à l'avant 8h00 et après 18h00 à cause du faible ensoleillement. En outre, la température augmente jusqu'à atteindre des valeurs maximales (autour de 13h00) égales à 39.3, 47.4 et 53 °C pour les trois élévations (A), (B), et (C), respectivement. Comme indiqué dans la figure III.25, le panneau PV installé à 150 mm au-dessus du sol produit la puissance la plus élevée pendant la journée.

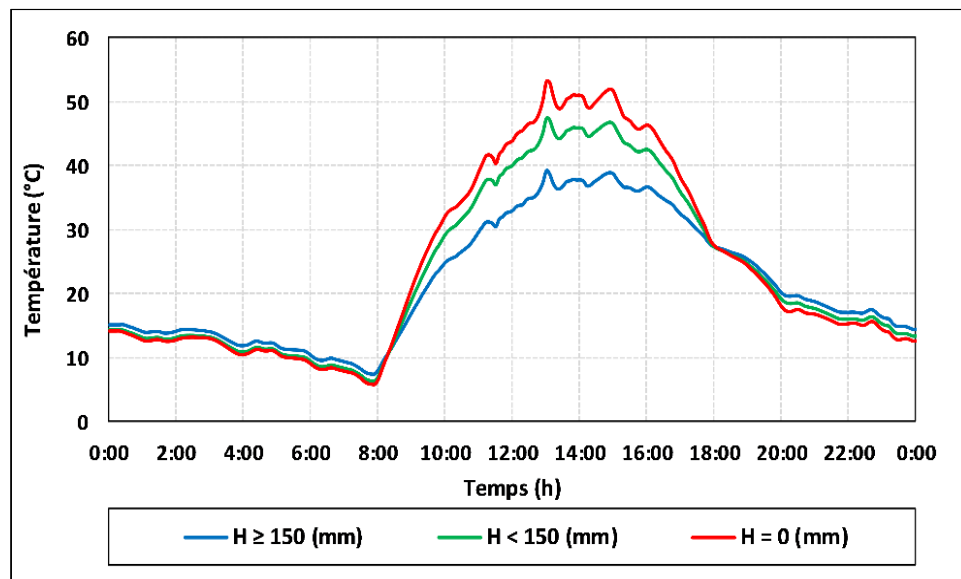


Fig. III.24. Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de l'élévation par rapport au niveau de sol

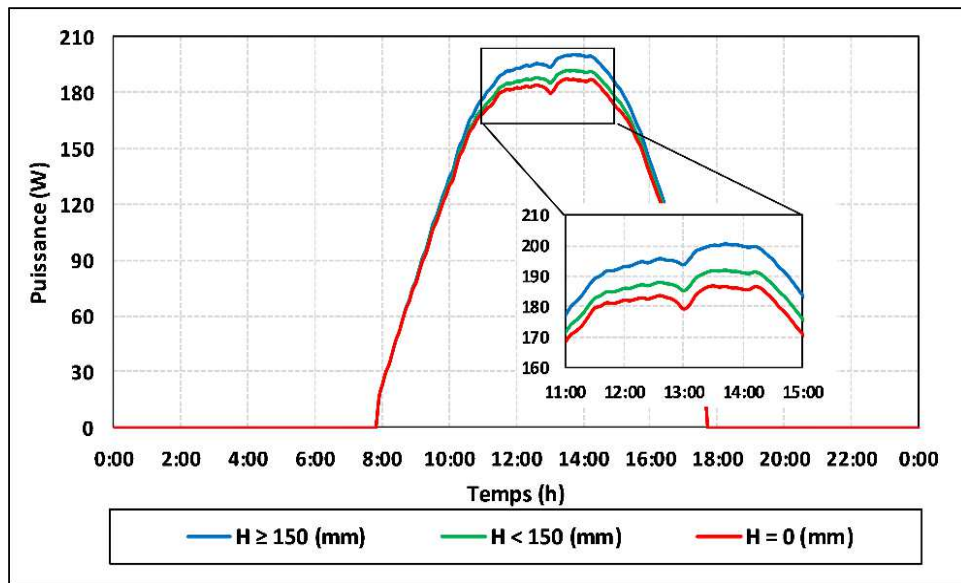


Fig. III.25. Évolution de la puissance électrique produite par le module PV en fonction de l'élévation par rapport au niveau de sol

III.6.3 Influence de la nature du sol

Dans la plupart des recherches précédentes, la température du sol a été supposée être égale à la température ambiante. En réalité, ces deux températures sont différentes, et la température du sol dépend de sa nature. Par exemple, en été, la température du sol sableux dans le désert est supérieure à la température ambiante pendant la journée.

Afin d'évaluer l'impact de la température du sol sur le comportement thermique du module PV, les simulations ont été effectuées pour le module PV considéré fonctionnant dans les conditions environnementales de la journée claire (figure III.7), la température ambiante, le rayonnement solaire, et la vitesse du vent sont maintenus comme données mesurées, et la température du sol est supposée équivalente aux cas suivants :

- A. Température du sol = température ambiante – 10 °C
- B. Température du sol = température ambiante – 5 °C
- C. Température du sol = température ambiante
- D. Température du sol = température ambiante + 5 °C
- E. Température du sol = température ambiante + 10 °C

Les figures III.26 et III.27 présente la variation de la température des cellules PV et du flux radiatif de la face arrière du module PV pour différentes températures du sol pendant la période

ensoleillée. Les résultats montrent que la diminution de la température de sol provoque une intensification du taux d'échange radiative entre la face arrière et le sol. Ceci entraîne une diminution de la température de fonctionnement du panneau. Les valeurs négatives du flux de chaleur radiative indiquent que le module absorbe la chaleur du sol, c'est-à-dire que la température de la paroi arrière du panneau est inférieure à la température du sol. On peut également constater que quand la température du sol augmente de $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, la température de fonctionnement augmente de $2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, et la production journalière d'électricité du module PV diminue de $20 \cdot 10^{-2}\text{ kWh}$, comme le montre la figure III.28.

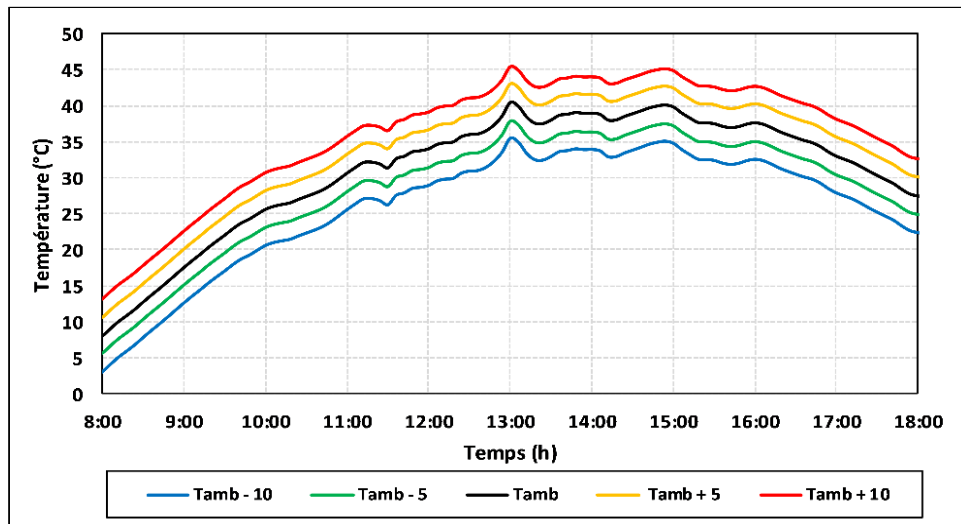


Fig. III.26. Évolution de la température de fonctionnement du module PV en fonction de la température du sol.

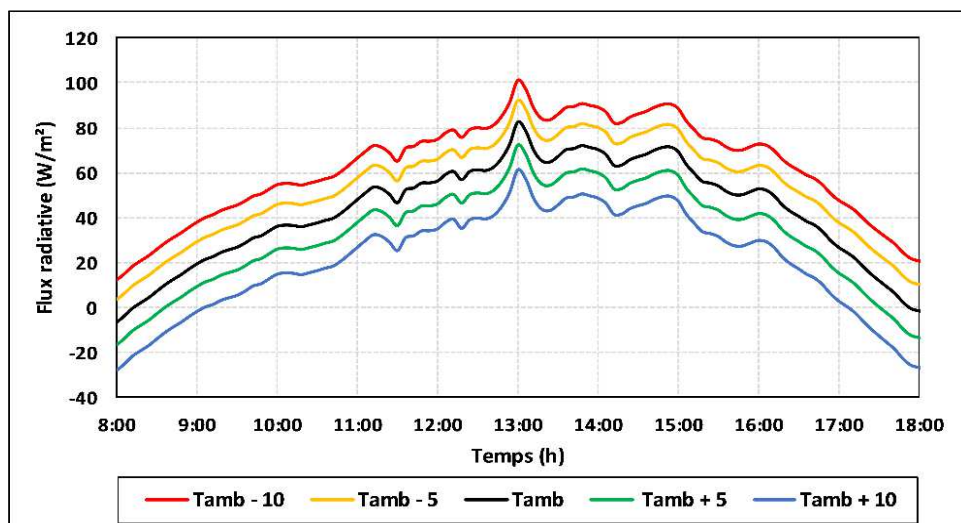


Fig. III.27. Évolution du flux radiative de la face arrière du module PV en fonction de la température du sol.

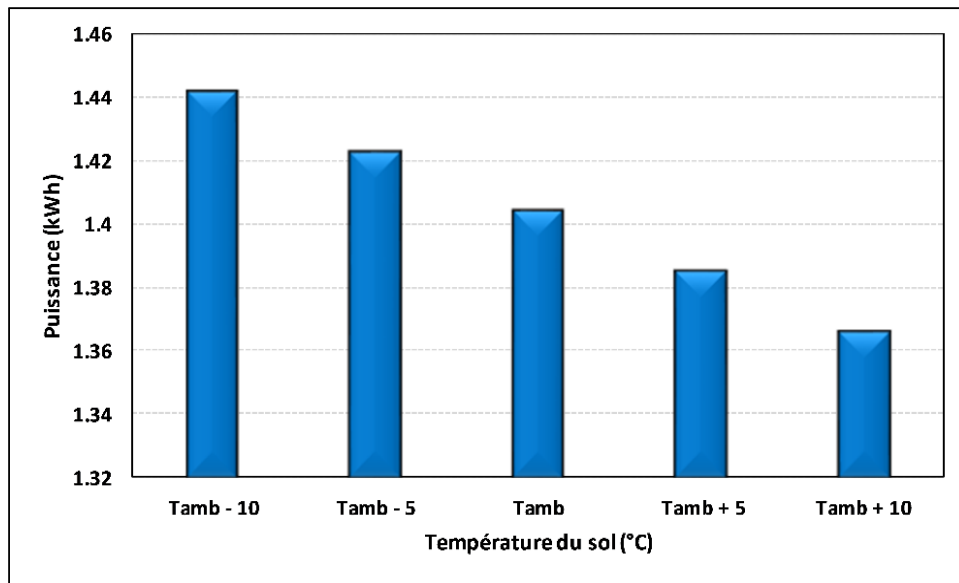


Fig. III.28. La production journalière d'énergie électrique du module PV en fonction de la température du sol.

La réflectivité dépend de la qualité de la couverture du sol et varie de 0 à 1. Afin d'évaluer dans quelle mesure elle affecte le comportement thermique du module PV, les simulations ont été effectuées avec cinq valeurs : 0, 0.25, 0.5, 0.75 et 1. La figure III.29 montre la variation spatiale de la température chaude du jour sélectionné le long de l'épaisseur du module PV pour différentes valeurs d'albédo. Comme indiqué, la température de fonctionnement augmente de manière continue le long de l'épaisseur jusqu'à atteindre sa valeur maximale au niveau des cellules PV, car la plus grande partie du rayonnement absorbé est convertie en chaleur au sein des cellules PV en raison de leur capacité d'absorption élevée par rapport à d'autres éléments. On peut constater aussi que la température augmente de 0.25 avec l'augmentation de la réflectivité du sol de 0.25, lorsque le rayonnement solaire atteint sa valeur maximale pendant la journée (1083 W/m^2). Dans la figure III.30, la production journalière du module PV croît linéairement avec l'augmentation de la réflectivité. Ce dernier peut s'expliquer par la nature linéaire du modèle de rayonnement réfléchi dans ce cas (l'équation. (II.2)).

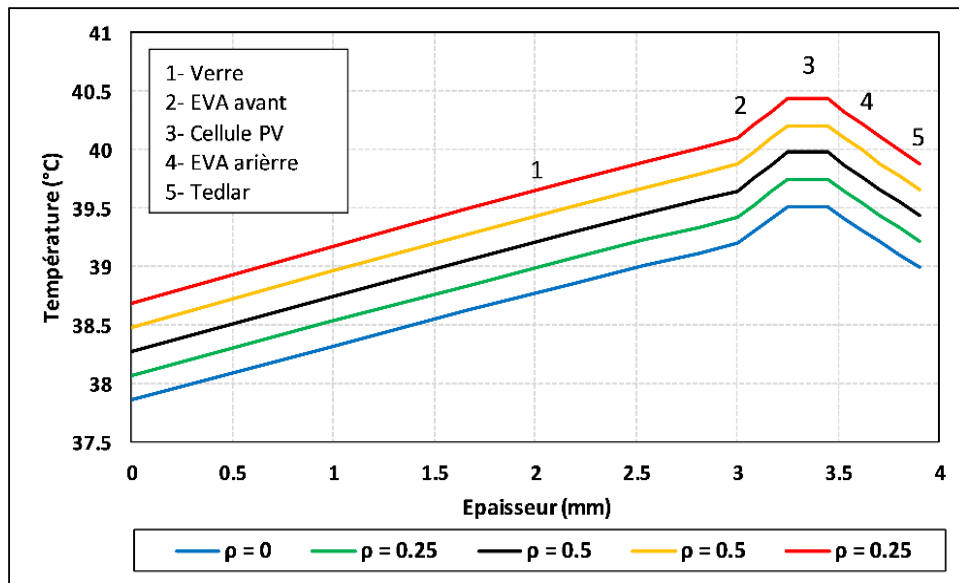


Fig. III.29. Influence de la réflectivité du sol sur la température PV.

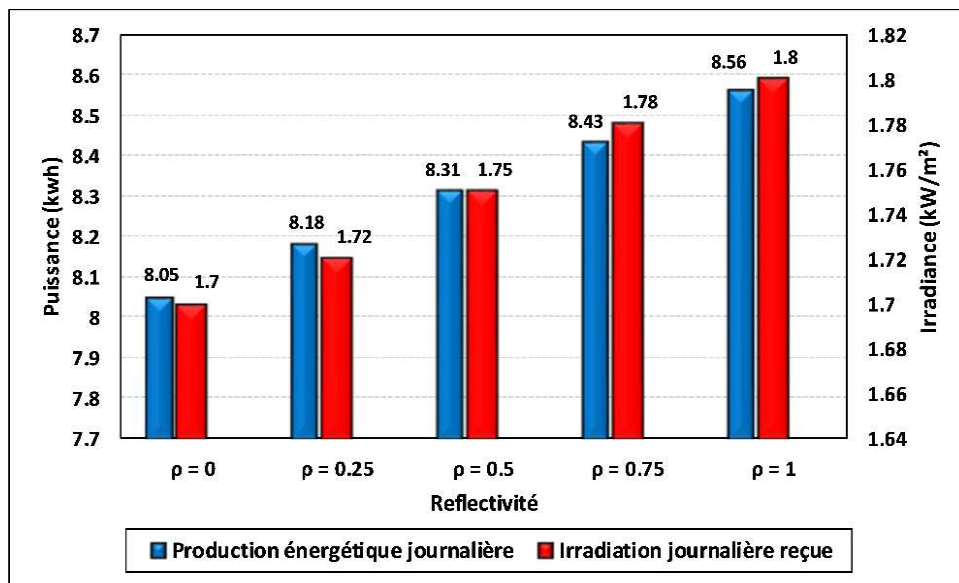


Fig. III.30. Influence de la réflectivité du sol sur la production journalière d'énergie PV et l'irradiation reçue par le panneau.

III.7 Influence des différentes configurations

III.7.1 Influence de l'encapsulant

Les différents composants du module PV sont assemblés de manière permanente par un polymère appelé encapsulant, qui assure la protection des cellules solaires et des interconnexions en cuivre contre l'environnement extérieur et les détériorations mécaniques, ainsi que l'isolation électrique. En raison de ses excellentes propriétés optiques et de son faible coût, l'encapsulant le

plus utilisé est l'éthylène-acétate de vinyle (EVA). D'autres types sont testés pour une meilleure encapsulation des modules PV, tels que le polyuréthane thermoplastique (TPU), le polydiméthylsiloxane (PDMS), le butyral de polyvinyle (PVB) et l'ionomère [117].

Dans cette section, les effets de cinq encapsulant différents sur le comportement thermique et la performance électrique du panneau photovoltaïque vont être présentés. Les propriétés thermophysiques des matériaux d'encapsulation utilisés dans les simulations sont indiquées dans le tableau III.5. Les figures III.31 et III.32 montrent que la température PV calculée pendant les deux jours sélectionnés. D'après le tableau III.6, aucun effet remarquable des matériaux d'encapsulation sur la température des cellules n'est constaté. La légère différence de température des cellules PV pour les cinq matériaux d'encapsulation ne provoque pratiquement aucune variation de la puissance de sortie du panneau PV.

Tab. III.5 Propriétés thermo-physiques des autres matériaux d'encapsulation utilisés dans les simulations [117]

Encapsulant	ρ (kg/m^3)	k ($\text{W}/\text{m.K}$)	C_p ($\text{J}/\text{Kg.K}$)
TPU	1230	0.176	1550
PDMS	965	0.15	1460
PVB	1030	0.2	1973
Ionomer	950	0.24	1200

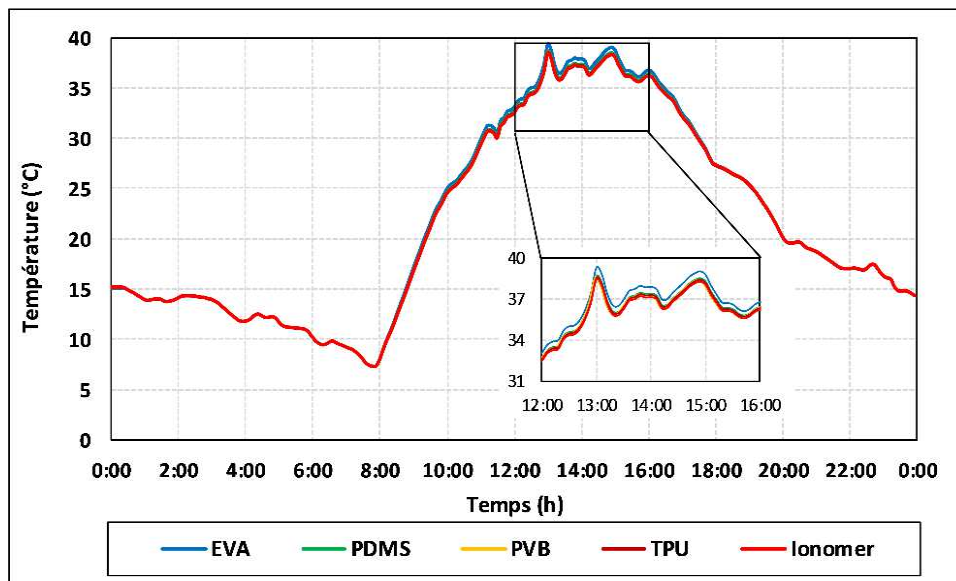


Fig. III.31. Évolution de la température du module PV pendant la journée claire en fonction du matériau de l'encapsulation.

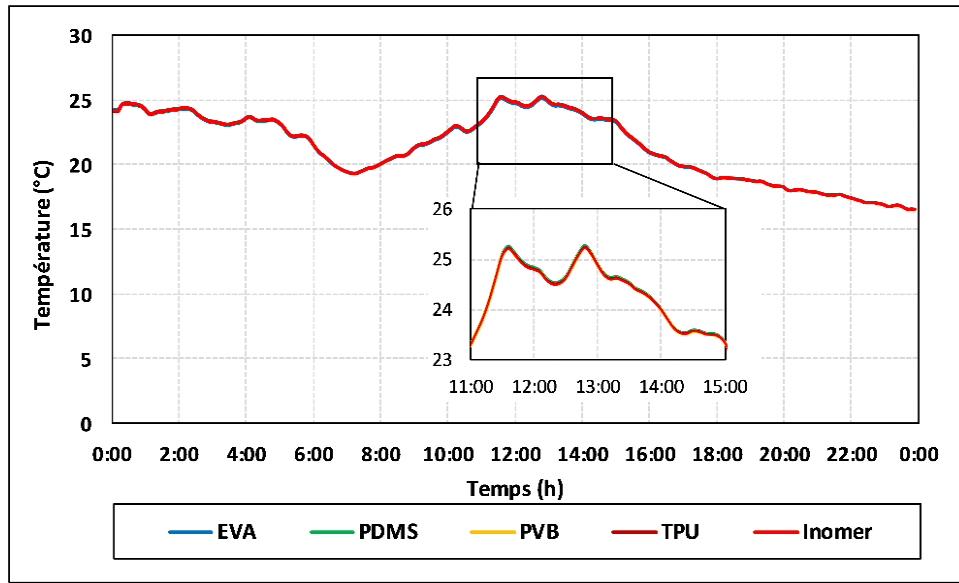


Fig. III.32. Évolution de la température du module PV pendant la journée couverte en fonction du matériau de l'encapsulation.

Tab. III.6 La température maximale et la puissance maximale du module photovoltaïque lors des deux jours sélectionnés, en utilisant différents types d'encapsulant

Matériaux	Journée ensoleillée		Journée nuageuse	
	T_{max} (°C)	P_{T_max} (W)	T_{max}	P_{T_max} (W)
EVA	39.31245	193.65356	25.21155	48.095413
TPU	38.531	194.4685	25.27065	48.08119
PDMS	38.62925	194.3661	25.29465	48.07541
PVB	38.47085	194.5313	25.25465	48.08504
Ionomer	38.43555	194.5681	25.23815	48.08901

III.7.2 Influence du backsheet

Dans le but d'étudier l'influence du matériau de la couche arrière sur le comportement thermique et électrique des modules photovoltaïques, nous suggérons de changer l'actuel matériau de la couche arrière (Tedlar) par de l'aluminium et du polyméthacrylate de méthyle. Les propriétés thermo physiques des matériaux utilisés sont présentées dans le tableau III.7. La figure III.32 illustre la température maximale et la puissance maximale générée par le panneau au cours de la journée pour les trois matériaux utilisés. Un effet limité de la couche arrière a été observé en raison

de sa faible épaisseur (= 0.2 mm). L'aluminium a mieux à maintenir la température du panneau PV à un niveau bas, en raison de sa conductivité thermique élevée qui entraîne un échange de chaleur important avec le milieu ambiant, par rapport au Tedlar et à PMMA.

Tab. III.7 Propriétés thermo-physiques des autres matériaux de la couche arrière utilisés dans les simulations [118,119]

Matériaux	ρ (kg/m^3)	k ($W/m.K$)	C_p ($J/Kg.K$)
Aluminium	2700	237	897
PMMA	1185	0.1934	1359

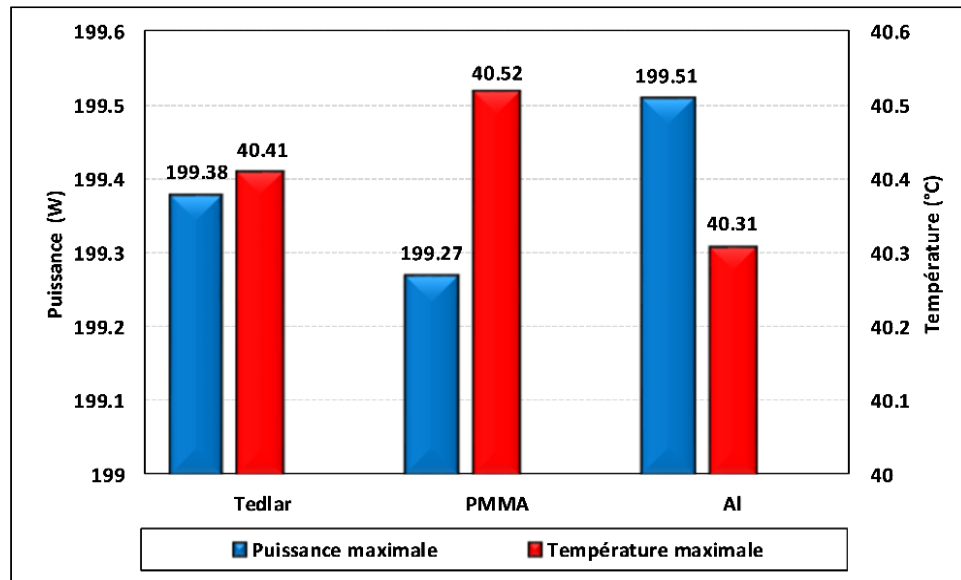


Fig. III.33. Évolution de la température du module PV pendant la journée couverte en fonction du matériau de l'encapsulation.

III.8 Conclusion

Un modèle multiphysique a été proposé, qui comprend les interactions des aspects radiatifs, optiques, thermiques et électriques des systèmes photovoltaïques, afin d'analyser le comportement thermique et les performances électriques des modules photovoltaïques. Les principales conclusions sont résumées ci-dessous :

- Le modèle proposé a donné d'excellents résultats, comparés aux mesures expérimentales effectuées dans deux régions désertiques (Doha au Qatar et Adrar en Algérie), ainsi qu'à la température nominale de fonctionnement des cellules PV (NOCT) fournie par le fabricant.

- La comparaison avec les corrélations empiriques a permis d'identifier le modèle de Mattei et al. [8], qui donne la température moyenne des cellules PV la plus proche des mesures expérimentales. En outre, il n'utilise pas de constante d'ajustement, contrairement au modèle de Koehl et al. [6].
- La performance des cellules solaires dépend de sa position dans le panneau à des niveaux de rayonnement élevés, en raison de la distribution non uniforme de la température. Il est donc important d'utiliser la modélisation 3D pour les modules PV.
- L'analyse paramétrique de l'impact des conditions atmosphériques montre que le rayonnement solaire stimule la conversion électrique des cellules photovoltaïques, contrairement à l'influence de la température ambiante. À une vitesse de vent ≥ 0.5 m/s, la dissipation de la chaleur du panneau PV vers l'environnement extérieur se fait par convection forcée et par rayonnement. Pour des valeurs faibles ($V_{vent} \leq 0.2$ m/s), la chaleur est évacuée par rayonnement et également par convection libre. Dans ce cas, la surchauffe du PV devient importante et nécessite une technique de refroidissement par l'eau ou un autre fluide.
- Selon l'étude de cas du 4 mars à Adrar (Algérie), malgré sa température cellulaire élevée ($\approx 60^\circ\text{C}$), le panneau PV incliné à 45° produira la plus grande quantité d'énergie électrique (≈ 220 W), par rapport aux panneaux PV horizontaux et verticaux.
- La convection forcée est la méthode la plus adéquate de refroidissement des cellules PV. À cet égard, une distance minimale de 150 mm entre le niveau du sol et la face avant du panneau PV est recommandée afin d'assurer un flux d'air efficace sur les faces du panneau.
- Les performances des panneaux PV mono-faciaux restent largement indépendantes de la réflectivité et de la température du sol.
- Les performances photovoltaïques (PV) ne sont pratiquement pas affectées par les matériaux d'encapsulation ou les matériaux de la couche arrière.
- Les résultats obtenus confirment qu'Adrar est l'un des meilleurs sites au monde pour les applications photovoltaïques (PV), dans lequel la surchauffe des cellules PV est largement compensée par le potentiel élevé de la radiation solaire.
- La majorité de ces résultats obtenus ont fait l'objet d'une publication internationale sous le titre "Modeling and simulation of the thermal behavior and electrical performance of PV modules under different environment and operating conditions [55]".

CHAPITRE IV

Modélisation thermomécanique des modules PV

IV.1 Introduction

Dans le présent travail, un modèle structurel tridimensionnel (3D) a été développé comme une extension du modèle thermique présenté dans les deux chapitres précédents. Ce modèle structurel offre la possibilité d'analyser les contraintes et les déformations thermiques générées dans chaque composant du module PV au cours de son fonctionnement sous des conditions environnementales réelles. Les sections de ce chapitre abordent la formulation mathématique, les modèles des matériaux appropriés pour décrire le comportement mécanique de chaque constituant du module PV, ainsi que les conditions aux limites du modèle structurel.

IV.2 Principe de la thermomécanique

En raison des fluctuations de température, les matériaux présentent une capacité spécifique à se dilater lorsqu'ils sont chauffés ou à se contracter lorsqu'ils refroidissent. Pour les matériaux isotropes, l'allongement induit par une augmentation de température peut être décrit par l'expression suivante :

$$l - l_0 = \alpha(T) (T - T_0) l_0 \quad (\text{IV.1})$$

Où : l_0 et l sont les longueurs initiales et actuelles correspondant respectivement à la température initiale T_0 et à la température actuelle T .

L'expression de la déformation thermique équivalente à la direction longitudinale est donnée comme suit :

$$\varepsilon^{th} = \frac{l - l_0}{l_0} = \alpha(T) \Delta T \quad (\text{IV.2})$$

Où : α est le coefficient de dilatation thermique. La déformation thermique dans les directions normales (x , y et z) peut être exprimée simplement sous la forme ci-dessous :

$$\varepsilon_{ij}^{th} = \alpha \Delta T \delta_{ij} \quad (\text{IV.3})$$

Où : δ_{ij} est appelée fonction delta de Kronecker. Elle est définie de la façon suivante :

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 0 & Si \quad i \neq j \\ 1 & Si \quad i = j \end{cases} \quad (IV.4)$$

L'équation (IV.3) peut être formulée de manière vectorielle comme ceci :

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{xx}^{th} \\ \varepsilon_{yy}^{th} \\ \varepsilon_{zz}^{th} \\ \varepsilon_{yz}^{th} \\ \varepsilon_{xz}^{th} \\ \varepsilon_{xy}^{th} \end{bmatrix} = \alpha \Delta T \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (IV.5)$$

Dans le contexte de la théorie des petites déformations, le comportement de l'élasticité linéaire dans domaine tridimensionnel (3D) est décrit par la relation contrainte-déformation, qui peut être défini par :

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx}^{el} \\ \sigma_{yy}^{el} \\ \sigma_{zz}^{el} \\ \sigma_{yz}^{el} \\ \sigma_{xz}^{el} \\ \sigma_{xy}^{el} \end{bmatrix} = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \begin{bmatrix} (1-\nu) & \nu & \nu & 0 & 0 & 0 \\ \nu & (1-\nu) & \nu & 0 & 0 & 0 \\ \nu & \nu & (1-\nu) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & (\frac{1}{2}-\nu) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (\frac{1}{2}-\nu) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & (\frac{1}{2}-\nu) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx}^{el} \\ \varepsilon_{yy}^{el} \\ \varepsilon_{zz}^{el} \\ \varepsilon_{yz}^{el} \\ \varepsilon_{xz}^{el} \\ \varepsilon_{xy}^{el} \end{bmatrix} \quad (IV.6)$$

Où : E et ν représentent respectivement le module de Young et le coefficient de Poisson. La relation déformation-contrainte est donnée par l'inverse de l'équation précédente :

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{xx}^{el} \\ \varepsilon_{yy}^{el} \\ \varepsilon_{zz}^{el} \\ \varepsilon_{yz}^{el} \\ \varepsilon_{xz}^{el} \\ \varepsilon_{xy}^{el} \end{bmatrix} = \frac{1}{E} \begin{bmatrix} 1 & -\nu & -\nu & 0 & 0 & 0 \\ -\nu & 1 & -\nu & 0 & 0 & 0 \\ -\nu & -\nu & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & (1+\nu) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (1+\nu) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & (1+\nu) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \sigma_{xx}^{el} \\ \sigma_{yy}^{el} \\ \sigma_{zz}^{el} \\ \sigma_{yz}^{el} \\ \sigma_{xz}^{el} \\ \sigma_{xy}^{el} \end{bmatrix} \quad (IV.7)$$

Dans le cadre de la théorie de la thermoélasticité linéaire [120], la déformation totale est exprimée comme la combinaison de la déformation élastique et de la déformation thermique, donc :

$$\begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{xy} \end{bmatrix} = \frac{1}{E} \begin{bmatrix} 1 & -\nu & -\nu & 0 & 0 & 0 \\ -\nu & 1 & -\nu & 0 & 0 & 0 \\ -\nu & -\nu & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & (1+\nu) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (1+\nu) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & (1+\nu) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \sigma_{xx}^{el} \\ \sigma_{yy}^{el} \\ \sigma_{zz}^{el} \\ \sigma_{yz}^{el} \\ \sigma_{xz}^{el} \\ \sigma_{xy}^{el} \end{bmatrix} + \alpha \Delta T \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (IV.8)$$

IV.3 Modélisation du comportement des matériaux constitutifs du module PV

Comme illustré dans la figure IV.1, les modules photovoltaïques (PV) sont constitués de plusieurs matériaux. Il est donc essentiel de décrire de manière précise le comportement mécanique de chacun de ces matériaux au moyen de modèles appropriés. Cette démarche est indispensable pour assurer l'exactitude des prédictions des modèles numériques, notamment dans le cas du modèle d'éléments finis. Dans la littérature, ces études [85,121,122] ont défini tous les matériaux comme ayant une élasticité linéaire.

D'autre part, certains chercheurs tels que Pander et al. [123], Eitner et al. [124], ou encore Paggi et al. [125], considèrent qu'il est nécessaire d'inclure la viscoélasticité linéaire comme modèle pour décrire le comportement du matériau d'encapsulation (EVA). Dans cette étude, le modèle de viscoélasticité linéaire est utilisé pour décrire le comportement mécanique du matériau encapsulant (EVA), tandis que l'élasticité linéaire est utilisée pour les autres composants. Une description détaillée des modèles de matériaux sélectionnés est fournie dans les sous-sections suivantes :

IV.3.1 Comportement élastique

Comportement élastique d'un matériau correspondant à la droite (OA) de la courbe contrainte-déformation (figure IV.1). Ce comportement est caractérisé par la capacité du système à retrouver sa configuration initiale après la disparition des sollicitations extérieures. Dans ce cas, les contraintes et les déformations évoluent de manière proportionnelle, ce principe étant décrit par la loi de Hooke [126] :

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (IV.9)$$

Le module d'Young (E), également connu sous le nom de module d'élasticité, est déterminé par la pente de la droite (OA). Il mesure la capacité du matériau à retrouver son état initial après avoir subi une déformation sous l'effet d'une force extérieure de traction.

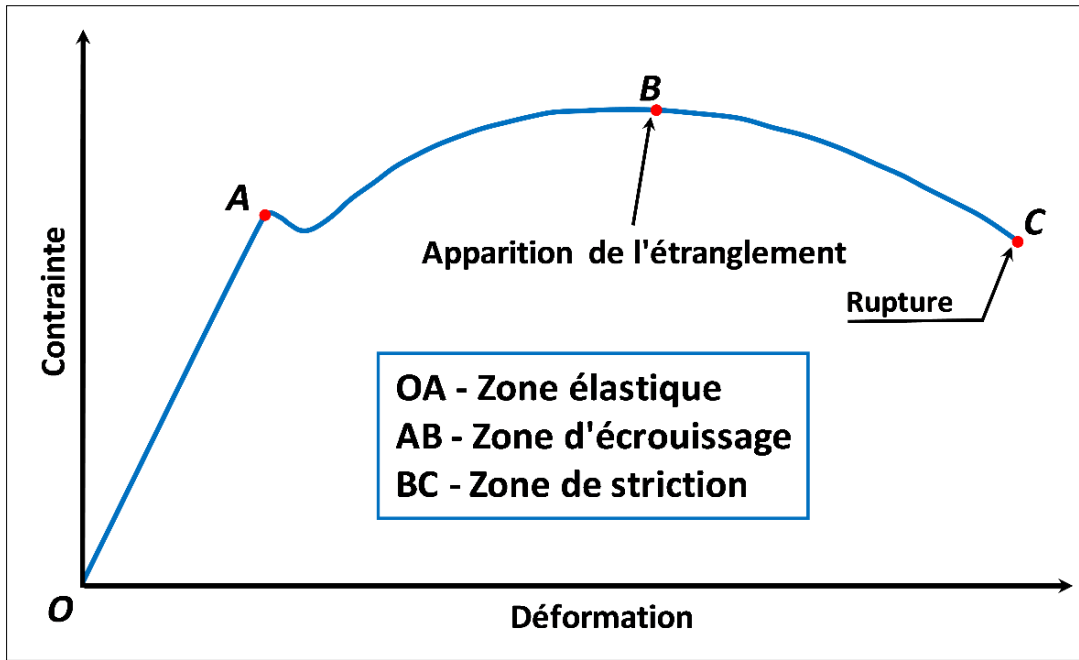


Fig. IV.1. Courbe de traction conventionnelle montrant les phases d'endommagement d'une éprouvette

Dans le cas d'une configuration 3D, le module d'Young est représenté par un tenseur d'élasticité d'ordre 6 et dépend uniquement de deux paramètres (E , ν), comme indiqué dans l'équation (IV.6). Le coefficient de poisson (ν) quantifie la variation de la déformation transversale d'un objet soumis à une force de traction ou de compression dans le sens longitudinal, et il est exprimé par la relation suivante :

$$\nu = \frac{-\varepsilon_T}{\varepsilon_L} \quad (\text{IV.10})$$

D'autres ensembles de deux paramètres sont utilisés de manière équivalente pour décrire l'élasticité linéaire isotrope, telle que les constantes de Lamé (λ , μ) ou encore le module de cisaillement et le module de compressibilité (G , K). Le tableau IV.1 montre comment ces quantités sont liées entre elles.

Tab. IV.1 Relations entre les constantes élastiques [127]

Constantes élastiques	Exprimé en fonction de :		
	E, ν	λ, μ	G, K
E		$\mu \frac{3\lambda + 2\mu}{\lambda + \mu}$	$\frac{9KG}{3K + G}$
ν		$\frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$	$\frac{3K - 2G}{6K + 2G}$
λ	$\frac{E\nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$		$K - \frac{2}{3}G$
μ	$\frac{E}{2(1 + \nu)}$		G
G	$\frac{E}{2(1 + \nu)}$	μ	
K	$\frac{E}{3(1 - 2\nu)}$	$\lambda + \frac{2}{3}\mu$	

Les valeurs de module d'Young (E), du coefficient de poisson (ν) et du coefficient de dilatation thermique (α) des matériaux constituant le module PV, utilisés dans les simulations sont répertoriées dans le tableau IV.2.

Tab. IV.2 Caractéristiques thermoélastiques des différents matériaux constitutifs du module PV [94, 124, 128–130]

Matériaux	Propriétés thermo-physiques		
	E (GPa)	ν	α (10^{-6} 1/K)
Verre	73	0.23	8
Cellule PV	130	0.28	$f(T)^*$
Tedlar	3.5	0.29	50.4
EVA	Viscoélasticité		270

* Le coefficient de dilatation thermique du silicium est dépendant de la température, comme le présente la figure IV.2.

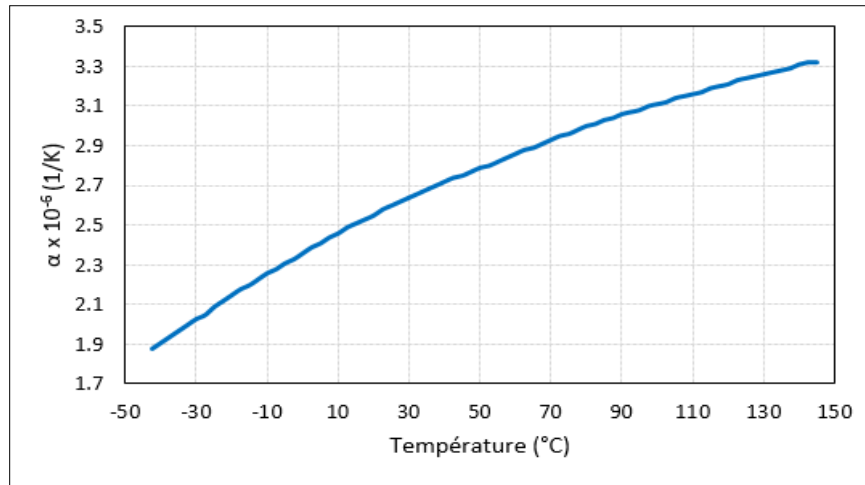


Fig. IV.2. Coefficient de dilatation thermique des cellules PV [128,129]

IV.3.2 Viscoélasticité

Par définition, le comportement d'un matériau peut être considéré comme viscoélastique par nature lorsque sa réponse à des stimuli externes combine les caractéristiques d'un comportement élastique et visqueux. La première caractéristique concerne les solides et est présentée par la loi de Hooke, tandis que la seconde est observée principalement dans les fluides et décrite par la loi de Newton. Dans le cas où un spécimen de matériau viscoélastique est soumis à une contrainte constante σ_0 à t_0 , la déformation augmentera avec le temps $\varepsilon(t)$, comme le montre la figure IV.3 (a) ; cette propriété est appelée le fluage. Par contre, comme le montre la figure IV.3 (b), lorsqu'une déformation constante ε_0 est appliquée, une relaxation de la contrainte est observée au cours du temps $\sigma(t)$. En effet, le module obtenu à partir de la relation contrainte-déformation, pour les deux cas, est une fonction du temps. La fonction de fluage est décrite par :

$$D(t) = \frac{\varepsilon(t)}{\sigma_0} \quad (\text{IV.11})$$

et la fonction de relaxation est exprimé par :

$$E(t) = \frac{\sigma(t)}{\varepsilon_0} \quad (\text{IV.12})$$

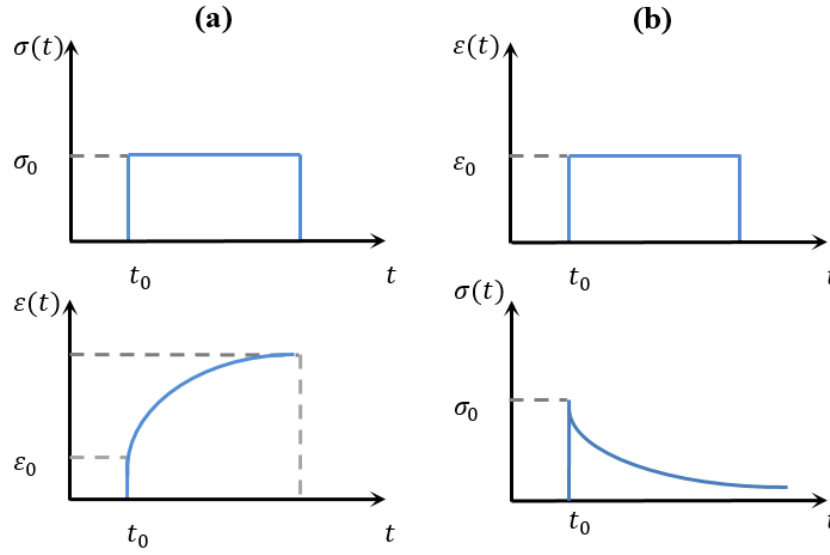


Fig. IV.3. Expériences : a) Fluage ; b) Relaxation

Le fluage et la relaxation sont des scénarios simples utilisés pour décrire le comportement mécanique du matériau viscoélastique lorsqu'il est soumis à une charge déterminée. Le principe de superposition de Boltzmann est appliqué au problème avec une série de chargements variables. Selon ce principe, le comportement constitutif peut être exprimé sous la forme d'une relaxation de la contrainte :

$$\sigma(t) = \int_0^t E(t-\tau) \frac{d\varepsilon(\tau)}{d\tau} d\tau \quad (\text{IV.13})$$

Où : t et τ représentent respectivement le temps actuel et le temps précédent.

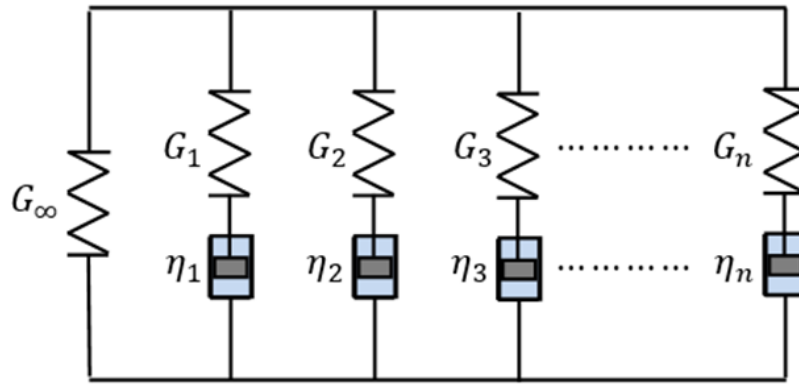


Fig. IV.4 Modèle de Maxwell généralisé

Afin de faciliter la description des comportements relatifs aux matériaux viscoélastiques, les modèles rhéologiques ont été utilisés. Ces modèles sont constitués d'un assemblage d'éléments mécanique élastiques (ressort) et visqueux (amortisseur) connectés en série ou en parallèle, reproduisant une réponse identique du matériau. Comme illustré dans la figure IV.4, l'équation (IV.13) peut être représentée par "n" éléments de Maxwell attachés en parallèle, ainsi qu'un ressort isolé. Le module de relaxation en cisaillement du modèle de Maxwell généralisé, noté $G(t)$ et également appelé série de Prony, peut être exprimé par :

$$G(t) = G_{\infty} + \sum_{i=1}^n G_i e^{-\frac{t}{\tau_i}} \quad (\text{IV.14})$$

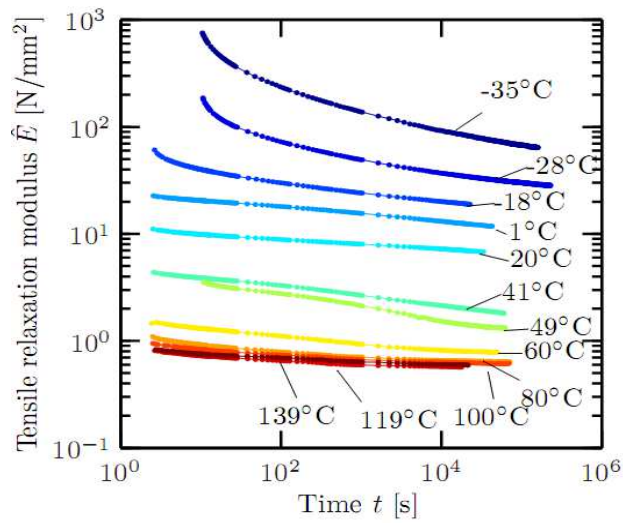


Fig. IV.5. Evolution du module de relaxation de l'EVA à plusieurs températures constantes [130]

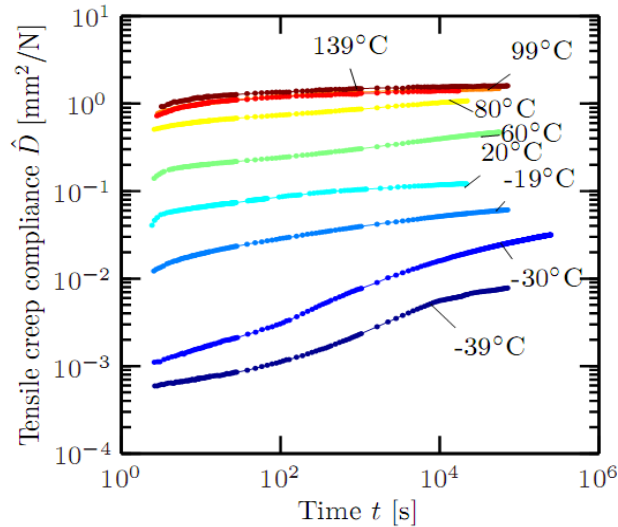


Fig. IV.6. Evolution du module de fluage de l'EVA à plusieurs températures constantes [130]

Après la représentation mathématique, les constituants de l'équation (IV.14) sont les paramètres matériels qui nécessitent une détermination expérimentale. Eitner et al. [130] ont réalisé plusieurs expériences de relaxation et de fluage à différentes températures dans le but de déterminer la dépendance des propriétés mécaniques de l'EVA par rapport au temps et à la température, ce qui a permis d'obtenir plusieurs données, comme le montrent les figures IV.5 et IV.6. Le principe de superposition temps-température (TTS) énonce que les caractéristiques mécaniques d'un matériau à une température plus élevée sont équivalentes aux caractéristiques mécaniques de ce matériau à des échelles de temps plus longues, et vice versa. Comme indiqué dans la figure IV.7, Eitner et al. [130] ont utilisé la fonction de décalage William-Landel-Ferry (WLF) l'équation (IV.15) en vue de convertir les données de fluage et de relaxation mesurées pour construire une courbe maîtresse.

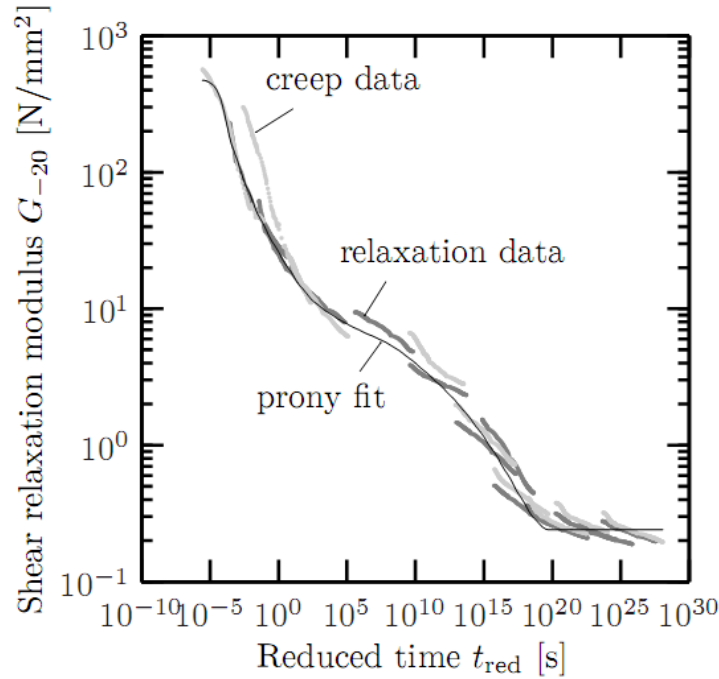


Fig. IV.7. Courbe maîtresse du module de cisaillement de l'EVA à la température de référence de 25°C [130]

$$\log a_T = \frac{C_1 (T - T_{ref})}{C_2 + (T - T_{ref})} \quad (IV.15)$$

Où : T représente la température actuelle, T_{ref} est la température de référence, et les constantes matérielles C_1 et C_2 sont répertoriées dans le tableau IV.3. Les valeurs du module de relaxation

en cisaillement de Prony pour l'EVA à utiliser dans le logiciel Abaqus est mentionné dans le tableau IV.4, avec le module de Young instantané E_0 de 1,3 GPa et le coefficient de Poisson (ν) de 0,4. [130].

Tab. IV.3 Constantes de la fonction William-Landel Ferry (WLF) [130]

$T_{réf}$ [°C]	C_1	C_2
-20	48.44	172.5

Tab. IV.4 Coefficients de la série de Prony utilisés dans la simulation [130]

Indice i	Module de cisaillement G_i [MPa]	Temps de relaxation τ_i [s]	Indice i	Module de cisaillement G_i [MPa]	Temps de relaxation τ_i [s]
1	90	10^{-3}	14	0.8	10^{10}
2	40	10^{-2}	15	0.7	10^{11}
3	19	10^{-1}	16	0.6	10^{12}
4	11	10^0	17	0.56	10^{13}
5	7	10^1	18	0.48	10^{14}
6	4	10^2	19	0.5	10^{15}
7	2.5	10^3	20	0.3	10^{16}
8	1.4	10^4	21	0.25	10^{17}
9	1	10^5	22	0.12	10^{18}
10	0.8	10^6	23	0.07	10^{19}
11	0.8	10^7	24	0.03	10^{20}
12	0.7	10^8	25	0.02	10^{21}
13	0.8	10^9	26	0.02	10^{22}

IV.4 Conditions aux limites

Après la détermination des conditions aux limites relatives à l'aspect thermique des modules PV pendant leur fonctionnement (voire le chapitre II), cette section aborde ensuite la définition des conditions liées à l'aspect mécanique. Les conditions aux limites employées sont illustrées à la figure IV.8. Pour modéliser la présence du cadre fixe, tous les nœuds se trouvant sur les faces latérales du module PV ont été contraints, ce qui signifie que les degrés de liberté de translation et de rotation sont nuls. Ces conditions peuvent être exprimées mathématiquement comme suit :

$$\begin{aligned} u_x = u_y = u_z = 0 \\ \Phi_x = \Phi_y = \Phi_z = 0 \end{aligned} \quad (IV.16)$$

Où : u et Φ se réfèrent successivement au mouvement de translation et de rotation. La symétrie du panneau ainsi que la gravité du verre sont également prises en considération.

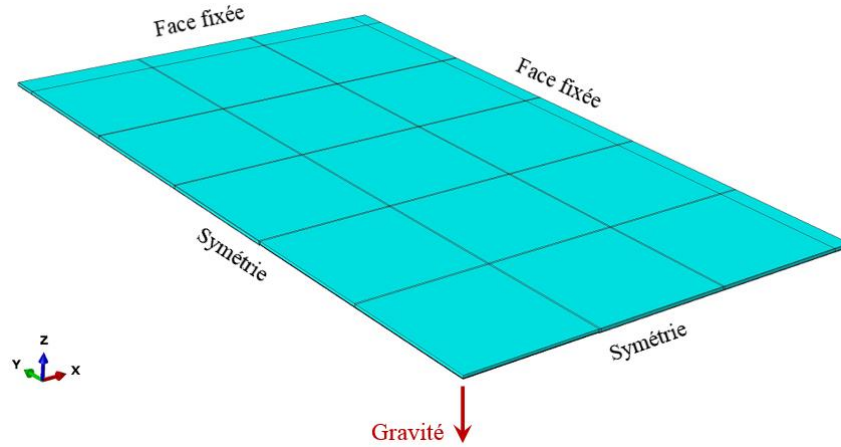


Fig. IV.8. Illustration des conditions aux limites du modèle structurel

IV.5 Validation des modèles des matériaux

Les modèles de matériaux sélectionnés pour les composants du module PV présentés ci-dessus ont été validés par deux expériences issues de la littérature. La première expérience a été effectuée par Eitner et al. [131], et la seconde par Meier et al. [132].

IV.5.1 Validation 1

La corrélation d'images numériques (DIC) est une technique optique innovante qui permet de mesurer avec précision les déformations et les déplacements des structures, sans contact. Eitner et al. [131] ont utilisé cette technique pour mesurer le déplacement du gap entre deux cellules PV consécutives. Dans cette expérience, le module sélectionné est constitué de trois cellules pseudo-carrées non interconnectées, encapsulées dans un polymère transparent. L'encapsulant utilisé est l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), tandis que les surfaces avant et arrière des cellules PV sont recouvertes d'une plaque de verre et d'une feuille de Tedlar, respectivement. La figure IV.9 présente le modèle CAO 3D de ce module.

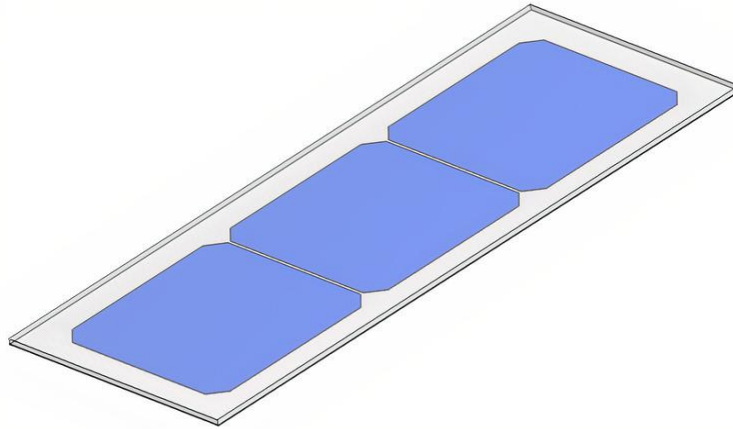


Fig. IV.9. Illustration du module PV à trois cellules, utilisé dans l'expérience d'Eitner et al. [131].

La figure IV.10 illustre toutes les étapes de l'expérience menée effectuée par Eitner et al. [131]. Premièrement, la structure du module PV décrite précédemment est laminée à une température de 150 °C sous vide pendant une période de 13 minutes. Du fait de l'indépendance de chaque composant par rapport aux autres à cette étape, l'auteur a supposé que la température de laminage est la température de référence, c'est-à-dire qu'aucune déformation de la structure n'est présente. Ensuite, le modèle est maintenu à une température ambiante de 23°C pendant une durée de 24 heures. La dernière étape du processus implique de placer l'échantillon dans une chambre où la température est contrôlée, puis à le chauffer jusqu'à 85 °C, avant de le refroidir à -35 °C.

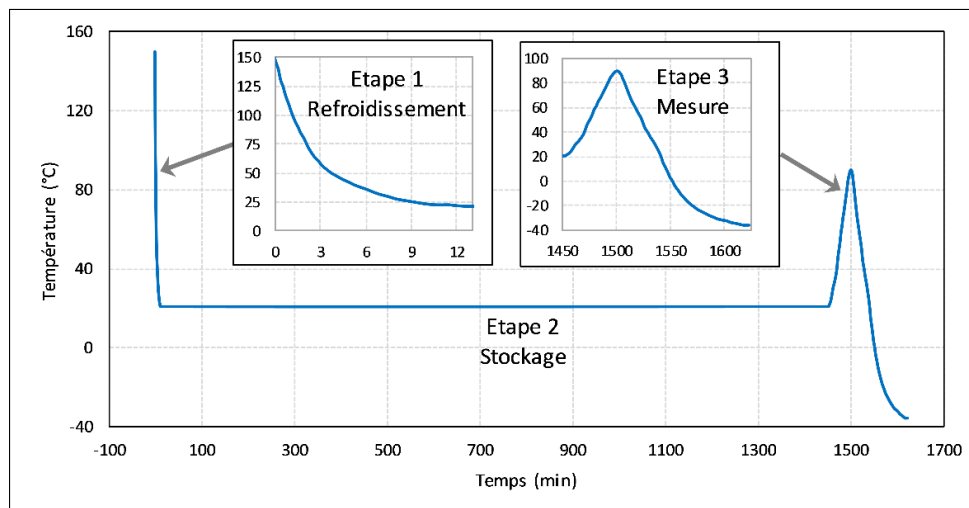


Fig. IV.10. Historique complet des températures pour toutes les étapes de l'expérience d'Eitner et al. [131], comprenant "le refroidissement", suit le processus de laminage, "le stockage" pendant 24 heures, et "la mesure" du déplacement du gap entre deux cellules entre 85°C et -35°C.

Le terme "déplacement du gap cellulaire" se réfère à la différence de déplacement des nœuds au centre du bord, le long de l'épaisseur, entre deux cellules adjacentes. Afin de simuler cette expérience, nous avons utilisé le logiciel Abaqus, basé sur la méthode des éléments finis (FEM). Le modèle développé effectue le calcul du déplacement du gap cellulaire et le compare ensuite aux résultats expérimentaux. La comparaison, comme illustré dans la figure ci-dessous, indique un bon accord.

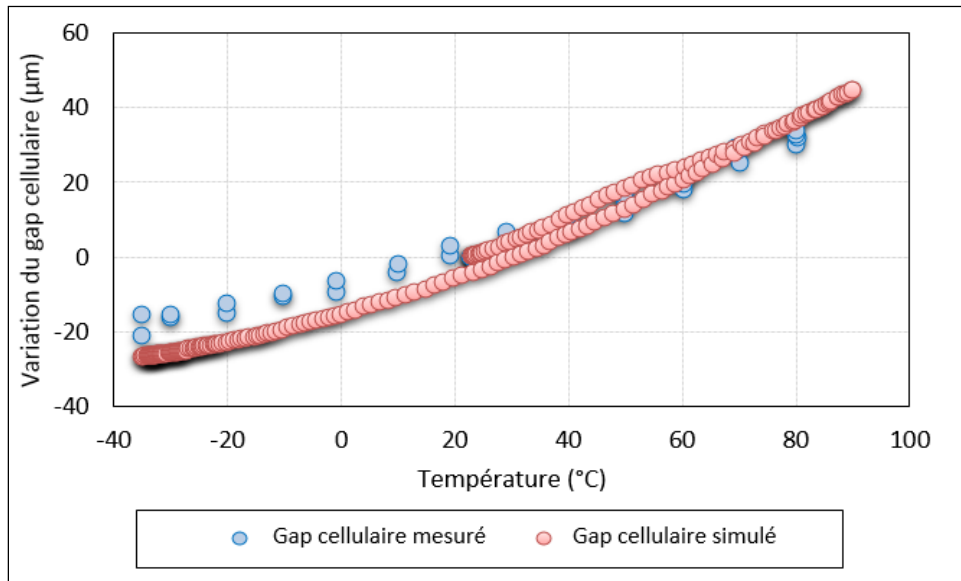


Fig. IV.11. Comparaison du déplacement du gap cellulaire prédit par le modèle actuel avec celui mesuré par Eitner et al. [131].

IV.5.2 Validation 2

Afin de quantifier la variation du "gap" entre deux cellules adjacentes dans un module photovoltaïque commercial, Meier et al. [132] ont utilisé la même technique. Ce module est composé de 36 cellules disposées en 9 rangées, chaque rangée contenant 4 cellules. Chaque cellule a des dimensions de 125 mm × 125 mm × 0.2 mm, et le gap initial entre deux chaque cellule adjacente est de 2 mm, comme illustré à la figure IV.12.

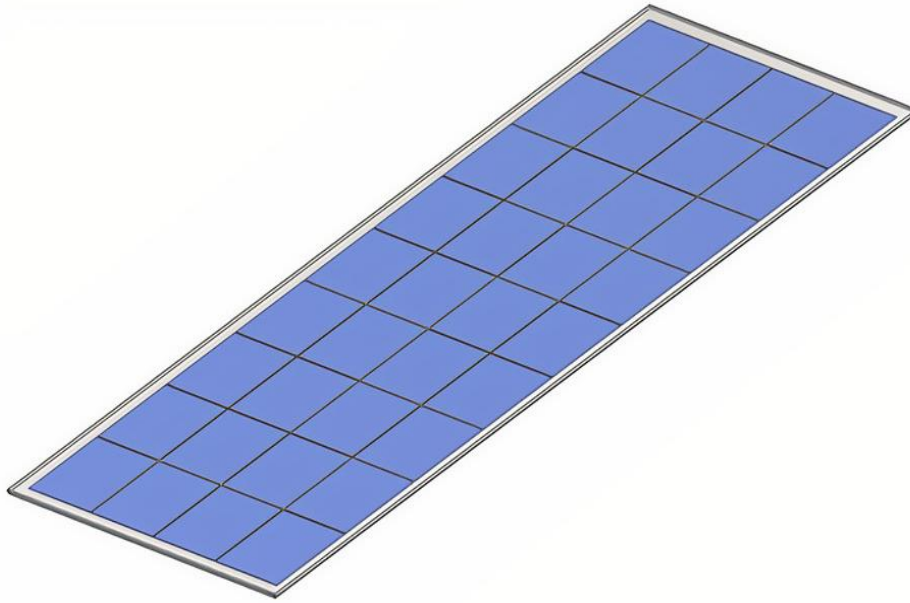


Fig. IV.12. Illustration du module PV commerciale utilisé dans l'expérience de Miere et al. [132].

La figure IV.13 montre le profil de température auquel le module est soumis. Un changement incrémentiel de température de 10 K, variant de -40°C à $+80^{\circ}\text{C}$, est sélectionné. La durée de chaque incrément est de 30 minutes afin d'assurer la stabilisation de la température à l'intérieur du module à chaque étape.

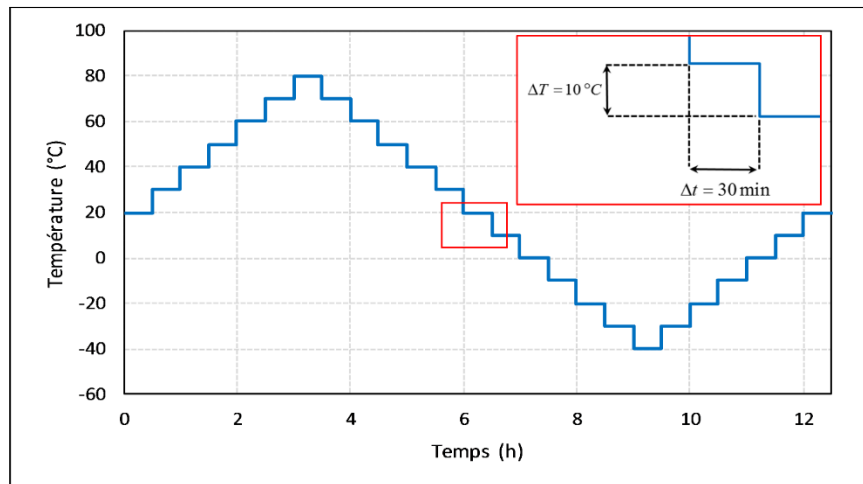


Fig. IV.13. Profil de température de l'expérience de Meier et al. [132], la zone rouge illustre le temps et la température de chaque incrément.

La comparaison entre les résultats expérimentaux de Meier et al. [132] et la simulation numérique est illustrée à la figure IV.14, qui montre une bonne concordance dans la variation du gap entre les cellules adjacentes.

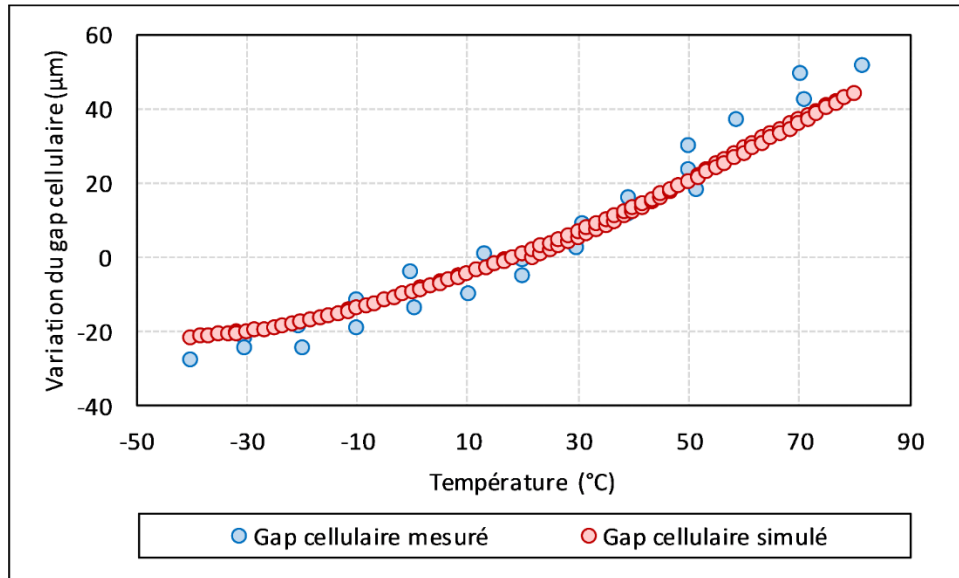


Fig. IV.14. Comparaison du déplacement du gap cellulaire prédit par le modèle actuel avec celui mesuré par Meier et al. [132].

IV.6 Conclusion

Ce chapitre présente les équations fondamentales nécessaires à la modélisation théorique de la thermomécanique. Il aborde également les modèles de matériaux appropriés pour décrire le comportement mécanique de chaque composant. Afin d'obtenir un compromis entre la précision des résultats et l'efficacité des calculs, nous avons pris en compte les matériaux comme linéairement élastiques et isotropes, à l'exception de l'EVA, en raison de son impact significatif sur les résultats. La viscoélasticité linéaire, représentée par le modèle de Maxwell généralisé, a été utilisée pour modéliser le comportement de ce dernier. Enfin, nous avons validé la précision de notre modèle en le comparant aux résultats expérimentaux publiés précédemment.

CHAPITRE V

***Simulation du comportement
thermomécanique des modules PV***

V.1 Introduction

L'étude bibliographique sur l'aspect structurel des modules PV, présentée au chapitre I de ce manuscrit, nous a permis de mettre en évidence l'influence des conditions d'exploitation externes et des facteurs géométriques sur les contraintes thermiques développées dans les éléments actifs, tels que les cellules solaires, ainsi que les sollicitations mécaniques appliquées aux interconnexions dues aux fluctuations quotidiennes de température. Pour ce faire, un modèle structurel tridimensionnel (3D) du module PV utilisant la méthode des éléments finis a été développée en tant qu'extension du modèle thermique décrit dans les chapitres II et III. Le cadre mathématique ainsi que les hypothèses simplificatrices de ce modèle sont détaillés dans le chapitre précédent.

V.2 Approche de simulation

L'analyse du comportement thermomécanique du module PV est réalisée de manière séquentielle, où les résultats obtenus du premier sous-modèle servent de données d'entrée pour le second sous-modèle. La procédure de simulation est structurée en quatre étapes principales, comme indiqué dans la figure V.1:

- A. Un quart du module photovoltaïque en 3D est construit à l'aide du logiciel Abaqus. Les propriétés des matériaux sont assignées pour chaque composant et le maillage est généré.
- B. L'équation qui régit le transfert de chaleur est résolue après son assignation, la définition des conditions limites et des sources de chaleur pour la géométrie précédemment créée.
- C. En plus de l'effet de la gravité au centre du module PV, la répartition de la température calculée à partir du modèle thermique est utilisée comme charge appliquée sur le modèle structurel. Les faces latérales des panneaux PV sont contraintes dans toutes les directions, comme illustré dans la figure V.1 (c). La température de référence (sans déformation) est supposée être de 20 °C, correspondant à la température de stockage.
- D. Résolution du problème thermomécanique et analyse des résultats obtenus.

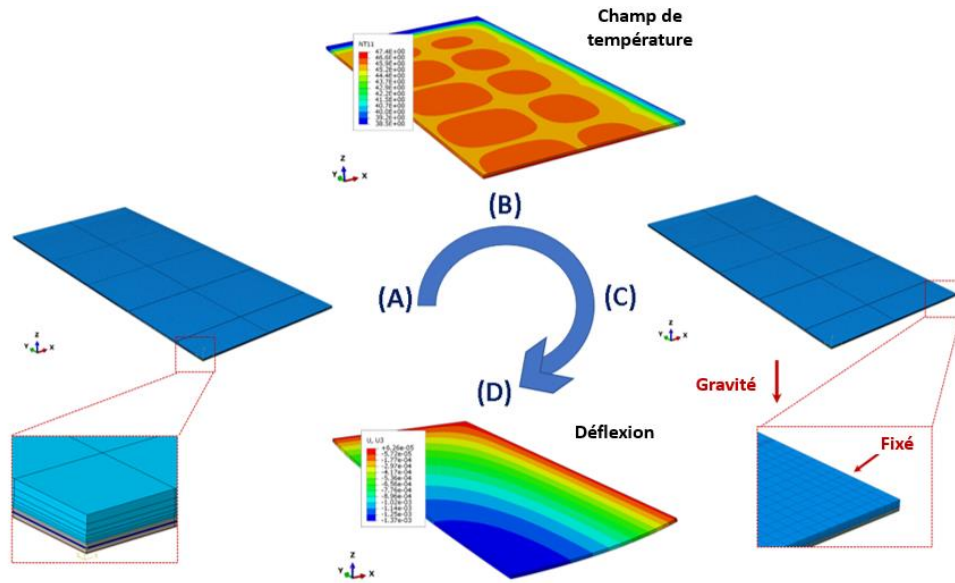


Fig. V.1. Organigramme illustrant les principales étapes de la simulation du comportement thermomécanique des modules PV.

V.3 Présentation des panneaux PV sélectionné dans l'étude thermomécanique

Compte tenu de la large utilisation des modules PV de première génération (à base de silicium) dans les installations actuelles, nous avons choisi le module BP380 de la société PB Solar comme référence pour l'analyse thermomécanique. Ce module PV est composé de 36 cellules solaires en silicium polycristallin, organisées en 9 lignes de 4 cellules chacune. Chaque cellule mesure 125 mm x 125 mm et est séparée de ses voisines par un gap de 2 mm. Les principaux paramètres géométriques de ce modèle sont présentés dans le tableau V.1.

Grâce à la double symétrie du système, nous ne simulons qu'un quart du module PV, réduisant ainsi l'effort de calcul de 75%. Le maillage utilisé est une grille 3D structurée, composée d'éléments hexagonaux non uniformes, et affinée au niveau des cellules solaires. Pour identifier le maillage le plus efficace afin d'assurer des résultats précis tout en respectant un temps de calcul raisonnable, nous avons réalisé une étude de convergence en simulant la déformation thermomécanique d'un module PV soumis à des conditions de la NOCT. Huit maillages de densités croissantes ont été employés à cet effet (voir figure V.2). Les résultats numériques mettent en évidence l'optimalité d'un maillage de 119 680 éléments (maillage 7), car l'écart relatif de la contrainte maximale par rapport au maillage 8 est inférieur à 0,1 %. Par conséquent, les résultats obtenus avec le maillage 7 sont pratiquement indépendants de la taille des éléments, offrant ainsi un bon équilibre entre précision et coût de calcul.

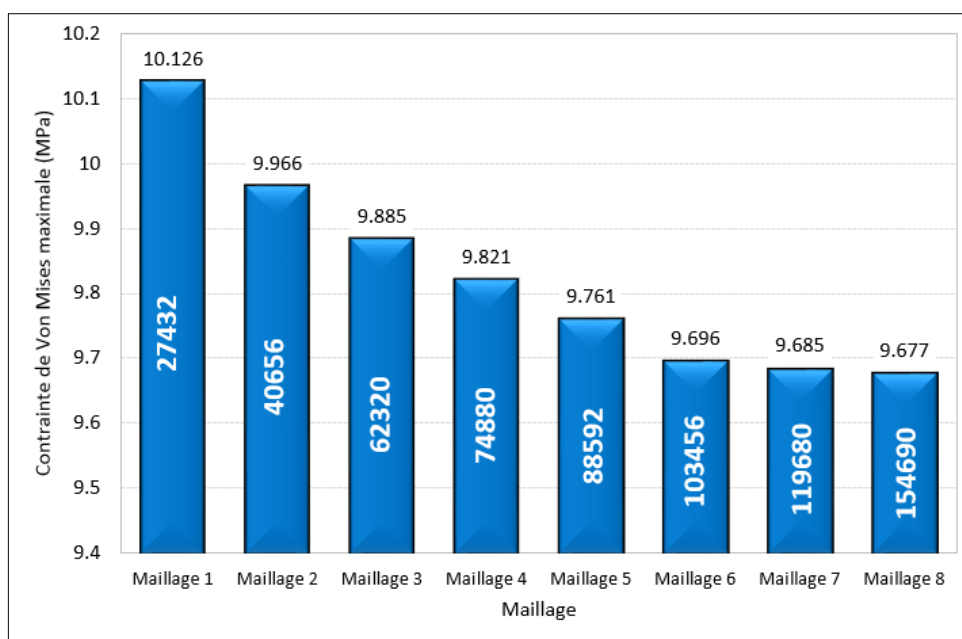


Fig. V.2. Résultats de test d'optimisation du maillage

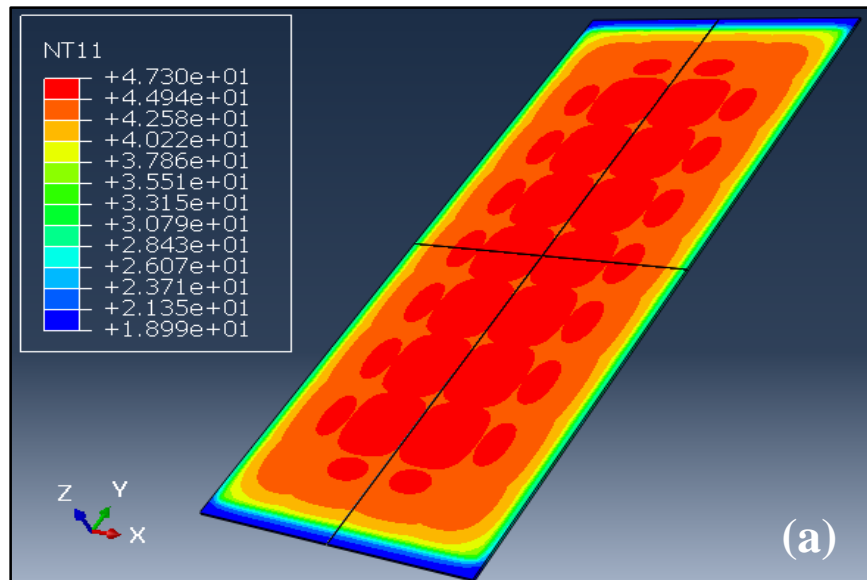
Afin d'évaluer le comportement thermomécanique de différentes technologies, deux modules PV de la deuxième génération, de dimensions similaires au modèle de référence (présenté précédemment), ont été sélectionnés. L'une est un module PV à base de tellure de cadmium (CdTe), et l'autre un module PV à base de silicium amorphe (a-Si). Les tests d'optimisation du maillage montrent qu'un maillage de 154 375 éléments pour le module PV à base de CdTe et de 150 784 éléments pour le module PV à base d'a-Si suffit à obtenir un compromis optimal entre précision et temps de calcul.

Tab. V.1 Dimensions des modules PV sélectionnés

PV technologies	Type de cellule	Dimensions	
		Longueur (mm)	Largeur (mm)
BP 380 [133]	c-Si	1209	537
FS-4120-3 [134]	CdTe	1 200	600
TPS-113 (60) [135]	a-Si	1253	643

V.4 Évaluation de la réponse thermique

En raison de l'indisponibilité des données expérimentales sur le comportement thermique de ces modules PV dans des conditions réelles d'exploitation, nous avons comparé les températures nominales de fonctionnement des cellules (NOCT) prédites par notre modèle thermique avec celles fournies dans les fiches techniques des fabricants. Comme mentionné précédemment (§ III.4.2), la détermination de la NOCT repose sur des conditions environnementales standardisées, à savoir un rayonnement solaire de 800 W/m^2 , une température ambiante de 20°C , une vitesse du vent de 1 m/s , et une inclinaison du module PV de 45° par rapport à l'horizontale. Les figures V.3 (a), (b) et (c) illustrent les distributions de température à l'intérieur des panneaux PV en silicium cristallin (c-Si), tellure de cadmium (CdTe), et silicium amorphe (a-Si), respectivement. Les résultats de la simulation numérique montrent une excellente concordance entre les températures prédites et les valeurs nominales fournies par les fabricants pour les trois types de panneaux PV étudiés. Les écarts par rapport aux valeurs de référence sont de seulement $0,634 \%$, $1,15 \%$, et $1,508 \%$ pour les panneaux PV en silicium cristallin (c-Si), tellure de cadmium (CdTe), et silicium amorphe (a-Si), respectivement, comme détaillé dans le tableau V.2. Ces résultats confirment également la fiabilité de notre modèle thermique pour estimer avec précision les températures de fonctionnement des différentes technologies PV.



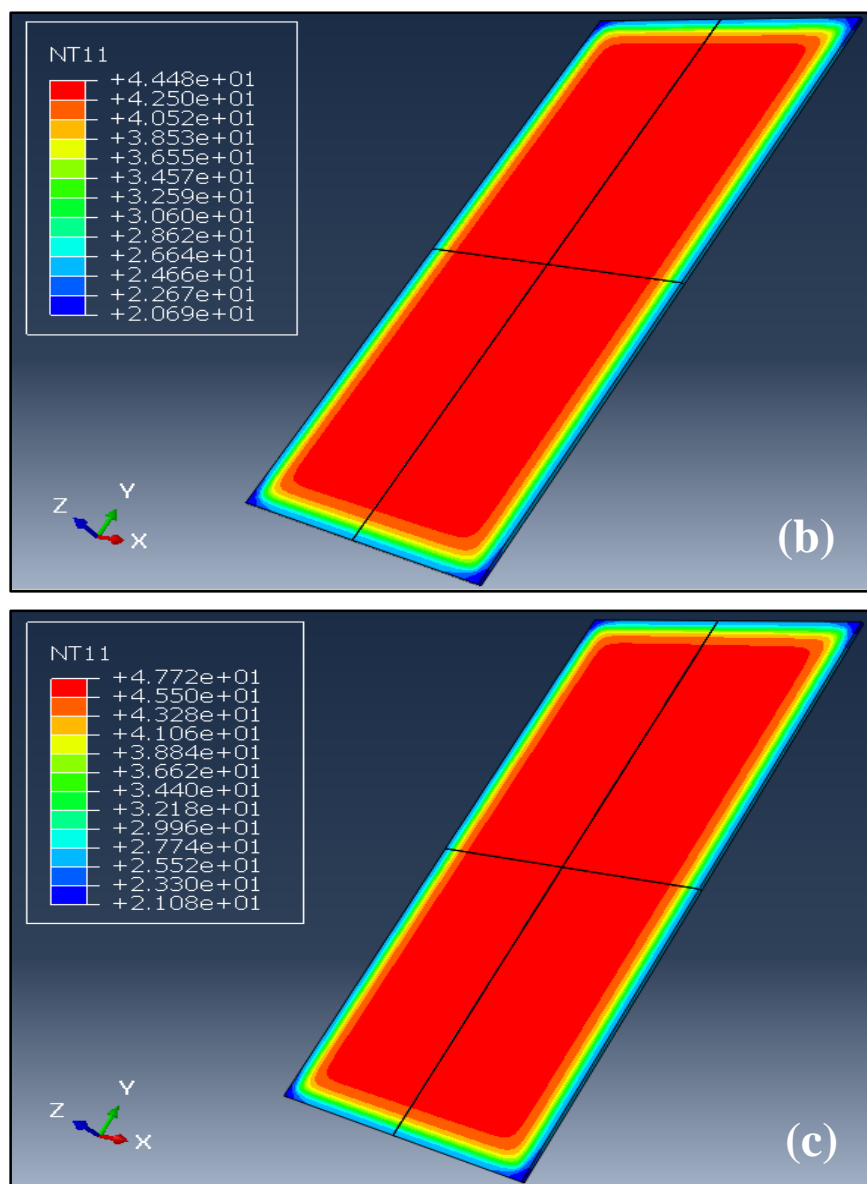


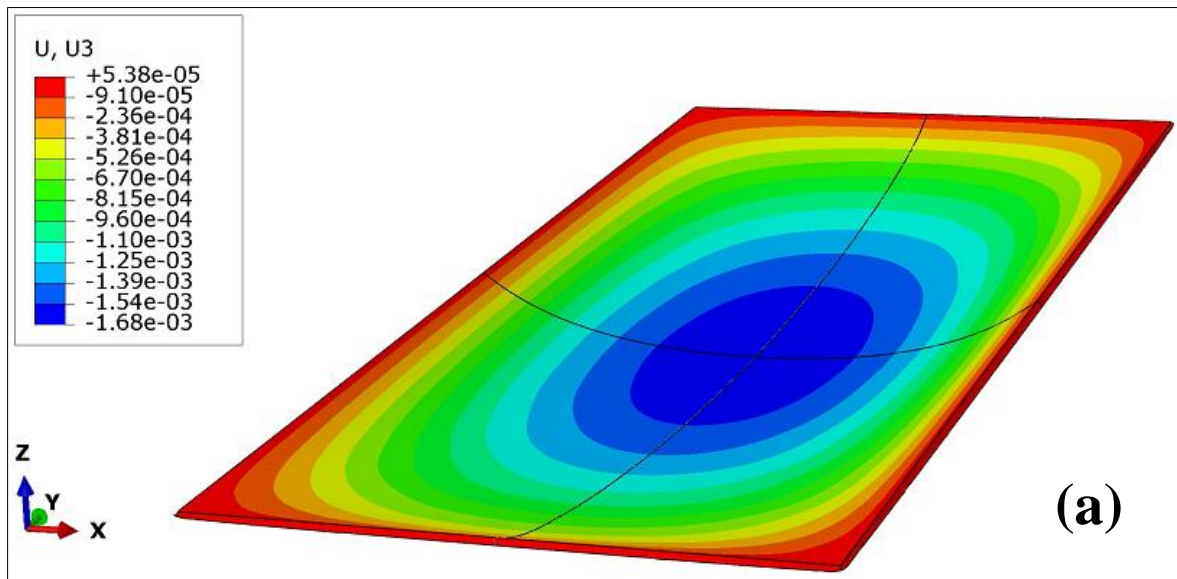
Fig. V.3. Distributions de température simulées pour (a) un panneau PV en c-Si, (b) un panneau PV en CdTe, et (c) un panneau PV en a-Si, dans des conditions correspondant à la NOCT.

Tab. V.2 Comparaison des températures simulées (NOCT) avec les températures tabulées

Module PV	Type de cellule	NOCT rapporté [°C]	NOCT prédite [°C]	Erreur [%]
BP 380	c-Si (poly)	47 ± 2	47.30	0.634
FS-4120-3	CdTe	45	44.48	1.15
TPS-113 (60)	a-Si	47 ± 2	47.72	1.508

V.5 Comportement structural du module PV pendant le fonctionnement

Dans le but d'analyser le comportement structural du module PV dans des conditions réelles de fonctionnement, le champ de température obtenu par le modèle thermique sont intégrés au modèle structural comme charges appliquées. Au cours de fonctionnement, les divers composants du module PV subissent des fluctuations de température journalières, comme illustré à la figure III.11, qui entraînent leur déflexion. La déflexion se réfère à la composante verticale du déplacement (représentée par U3 dans le logiciel ABAQUS). La figure V.4 illustre la répartition des déplacements dans le panneau PV aux températures maximale et minimale de la journée sélectionnée. La valeur maximale de la déflexion peut être observée au centre du panneau PV, tandis que la valeur minimale se trouve sur le côté du cadre (dans des conditions limites contraintes). On peut également observer que lorsque la température du panneau PV dépasse la température de référence (où les déformations sont nulles), sa déflexion verticale s'oriente vers le bas (valeurs négatives). En revanche, lorsque la température du panneau est inférieure à cette température de référence, une déflexion vers le haut est observée (valeurs positives). Les valeurs maximales absolues des déplacements correspondant aux températures PV maximale et minimale sont respectivement de 1.68 mm et 1.02 mm.



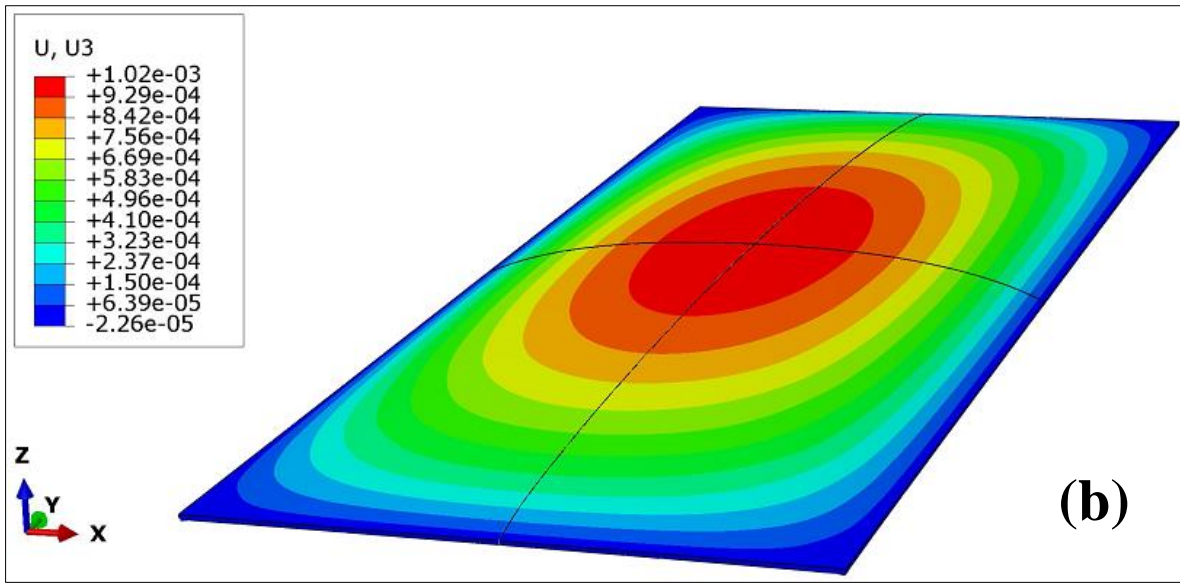


Fig. V.4. Évolution des champs de déplacements (U_3) : (a) à la température maximale et (b) à la température minimale.

Les fluctuations journalières de la température entraînent également une dilatation et une contraction des cellules, ce qui entraîne des contraintes mécaniques sur les rubans de cuivre. Lors de la contraction, les cellules exercent une traction sur les rubans, tandis que leur dilatation entraîne une compression. Ces cycles répétés de dilatation et de contraction peuvent fragiliser les rubans de cuivre et conduire à leur rupture. La philosophie de ce phénomène est illustrée dans la figure V.5 (a). La détermination de l'amplitude de ces contraintes se fait par la mesure de la variation du gap entre deux cellules adjacentes. Pour mieux comprendre ce comportement, nous avons choisi différents gaps à différents emplacements, comme le montre la figure V.5.

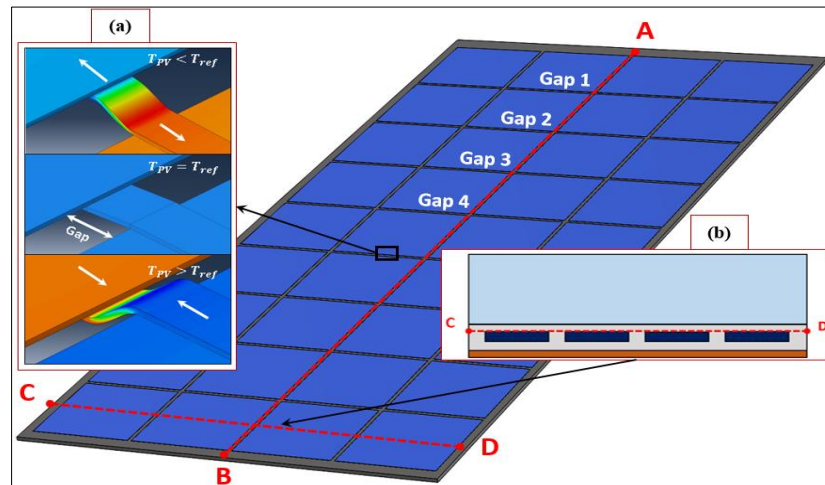


Fig. V.5. Représentation (a) : charges appliquées sur les rubans de cuivre ; (b) : axes longitudinal (AB) et transversal (CD).

La figure V.6 illustre l'évolution du gap dans des endroits sélectionnés en fonction de temps. Ce résultat indique que la variation du gap dépend fortement de la position des cellules solaires. En effet, celles situées au centre ont un degré de contraction ou d'expansion plus libre par rapport à celles qui sont adjacentes au cadre. Cela entraîne une probabilité accrue de défaillance des rubans de cuivre en raison des charges de traction ou de compression importantes qui leur sont appliquées lorsque la cellule PV se contracte ou se dilate, respectivement.

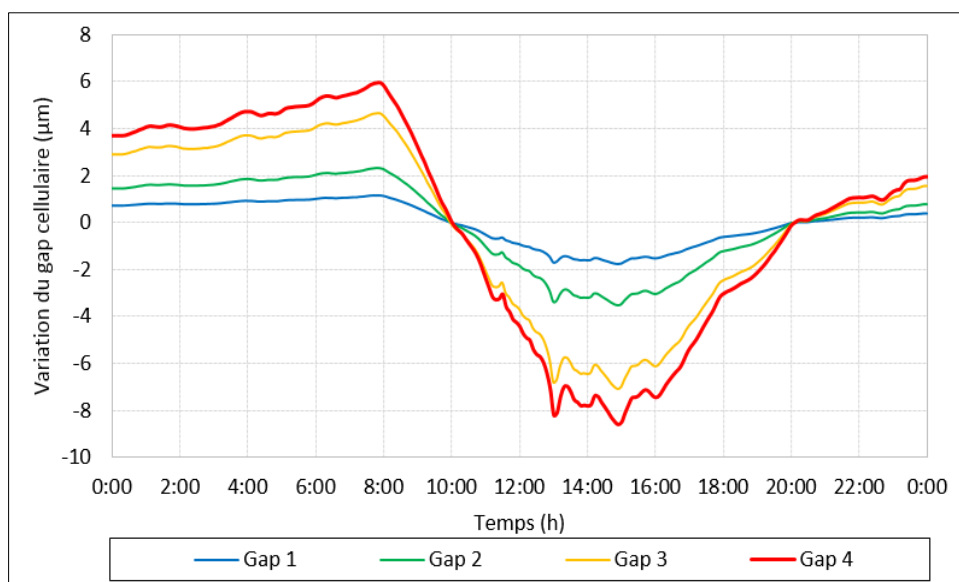


Fig. V.6. Évolution du gap cellulaire au cours du temps et selon les localisations

Les figures V.7 (a) et V.7 (b) illustrent la répartition des contraintes de Von Mises dans les cellules PV aux températures minimale et maximale, respectivement. On observe d'après ces figures que les contraintes s'accumulent majoritairement dans les cellules situées à la périphérie de la structure. La contrainte de Von Mises est associée au moment de flexion, qui est maximal au niveau des bords contraints, il est inévitable que les valeurs de contrainte les plus élevées se concentrent dans ces zones.

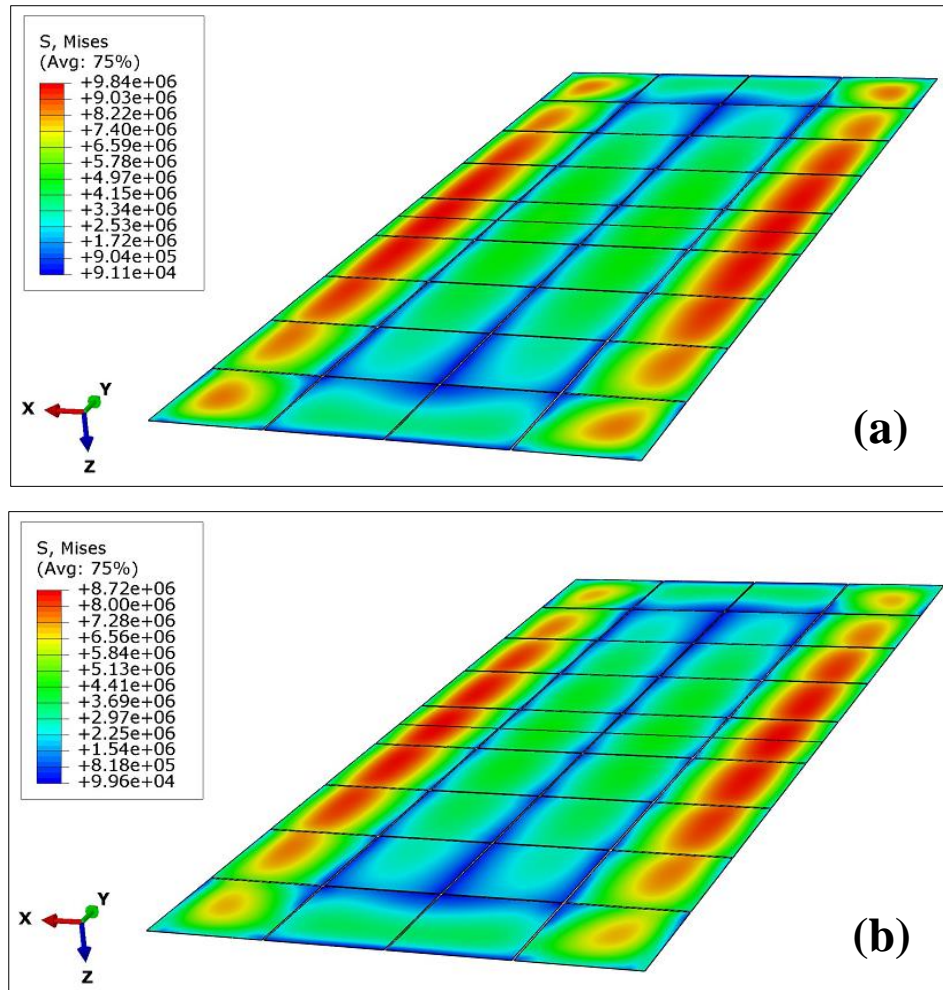


Fig. V.7. Évolution des champs de contraintes de Von Mises équivalentes dans la matrice cellulaire : (a) à la température minimale et (b) à la température maximale.

La figure V.8 illustre la variation spatiale de la contrainte de cisaillement aux températures maximale et minimale le long du chemin (CD) à l'interface supérieur entre les cellules et l'éthylène-acétate de vinyle (EVA) (voir figure V.5 (b)). Comme attendu, le transfert de la contrainte de cisaillement de la couche de verre, qui joue un rôle prédominant dans le comportement thermomécanique des modules PV en raison de son épaisseur et de ses propriétés mécaniques supérieures à celles des autres composants, vers les cellules est plus important à basse température qu'à haute température. En effet, la rigidité du matériau encapsulant, en particulier l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), est inversement proportionnelle à la température [136,137]. Autrement dit, plus la température augmente, plus l'EVA devient souple. En conséquence, l'EVA perd sa capacité à transmettre efficacement les contraintes de cisaillement de la vitre avant aux cellules PV.

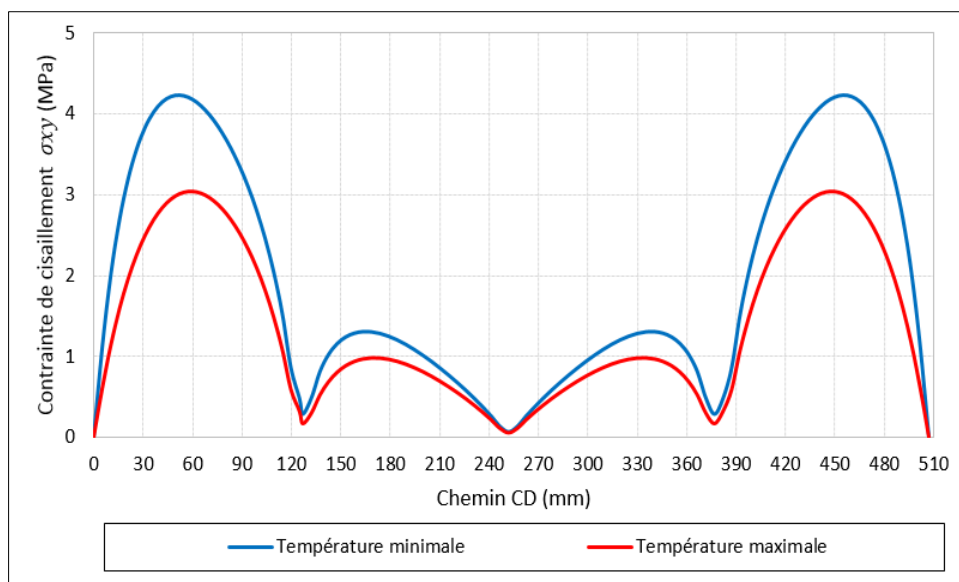


Fig. V.8. Variation de la contrainte de cisaillement le long du chemin (CD) aux températures minimale et maximale.

Le plan neutre, sur lequel les contraintes normales à la section transversale (contraintes des tractions et compressions) sont nulles, se situe dans la couche de verre, qui représente 75% de l'épaisseur du panneau, comme le montre qualitativement la figure V.9. Lorsque la température du panneau PV dépasse sa température de référence, le panneau prend une forme concave. Cela entraîne une contrainte de traction sur les cellules et la feuille arrière en raison de leur position dans la zone convexe, et vice versa. La figure V.10 représente la répartition de la première contrainte principale (σ_I) à haute température de cycle. Ces résultats confirment la prédominance de la contrainte de traction, et les cellules situées en périphérie sont toujours soumises à des contraintes importantes par rapport aux autres. Alors que les valeurs négatives indiquent la présence de contraintes de compression localisées principalement aux bords des cellules solaires qui se trouvent au centre, ce phénomène pourrait résulter de leur expansion.

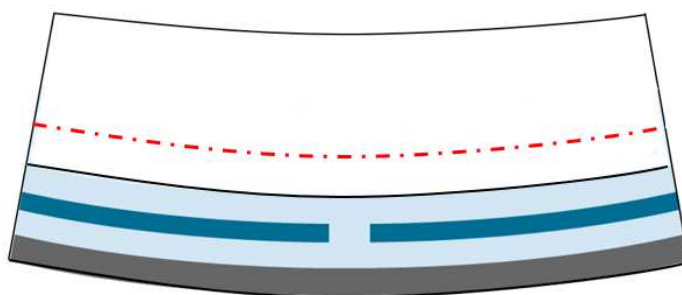


Fig. V.9. Plan neutre (ligne rouge)

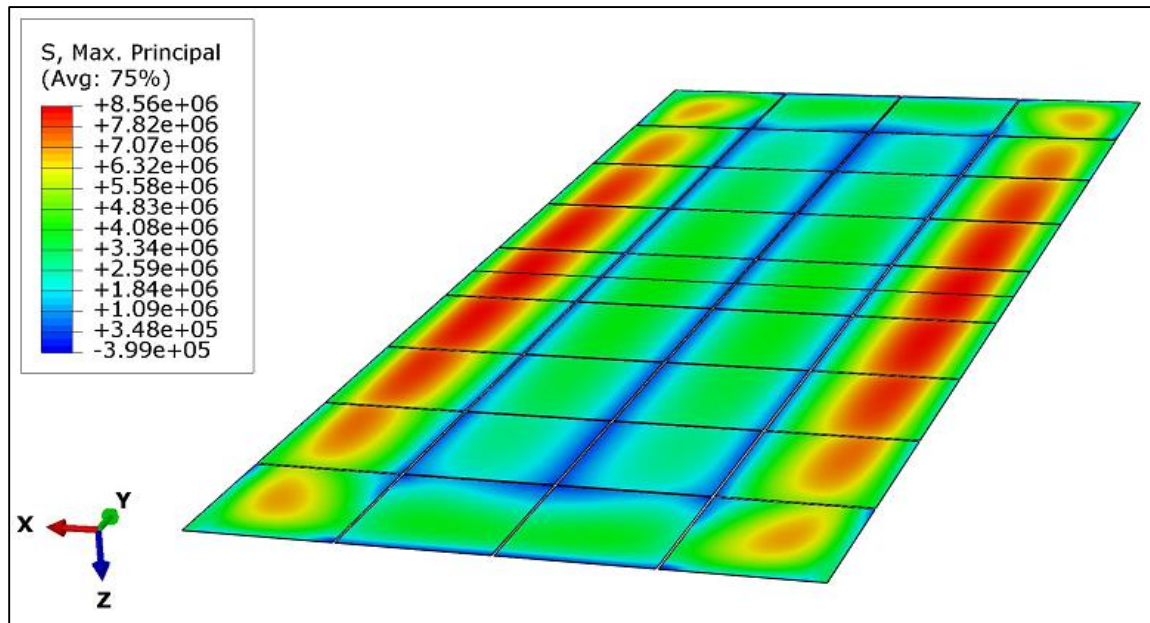


Fig. V.10. Champs de la première contrainte principale dans la matrice cellulaire à la température maximale

V.6 Influence des configurations des modules PV

Dans cette section, nous évaluons l'impact du dimensionnement des cellules solaires en silicium (en termes de nombre, de taille, et de format) sur le comportement thermomécanique des modules photovoltaïques lorsqu'ils sont soumis à des conditions de fonctionnement réelles. Pour ce faire, nous prenons en compte deux paramètres : le nombre de cellules solaires dans un module PV, variant de 36 à 72 cellules, la longueur variant de 125 mm à 175 mm, ainsi que le format des cellules, allant de cellules complètes à des quarts de cellule.

V.6.1 Influence du nombre des cellules

Les modules PV à base de silicium sont généralement disponibles en trois tailles principales : 36, 60 et 72 cellules. Pour mieux comprendre l'impact de la taille du module sur son comportement thermomécanique, nous avons choisi d'étudier, en plus du module de référence de 36 cellules, des configurations à 60 et 72 cellules.

La figure V.11 illustre l'évolution de la contrainte principale maximale dans les cellules solaires en fonction du nombre de cellules (36 à 72) à la température maximale de la journée. On observe une légère augmentation de cette contrainte avec l'accroissement du nombre de cellules. Cette faible dépendance par rapport au nombre de cellules s'explique par l'augmentation de la taille du module, qui est proportionnelle au nombre de cellules ajoutées et aux gaps entre elles. Comme

nous l'avons vu dans la section (§ V.5), les modules PV subissent une déflexion vers le bas lorsque leur température dépasse la valeur de référence. Cette déflexion est directement proportionnelle aux contraintes thermiques induites au sein des cellules PV. De plus, l'amplitude de cette courbure augmente avec la taille du module, ce qui entraîne une augmentation de ces contraintes.

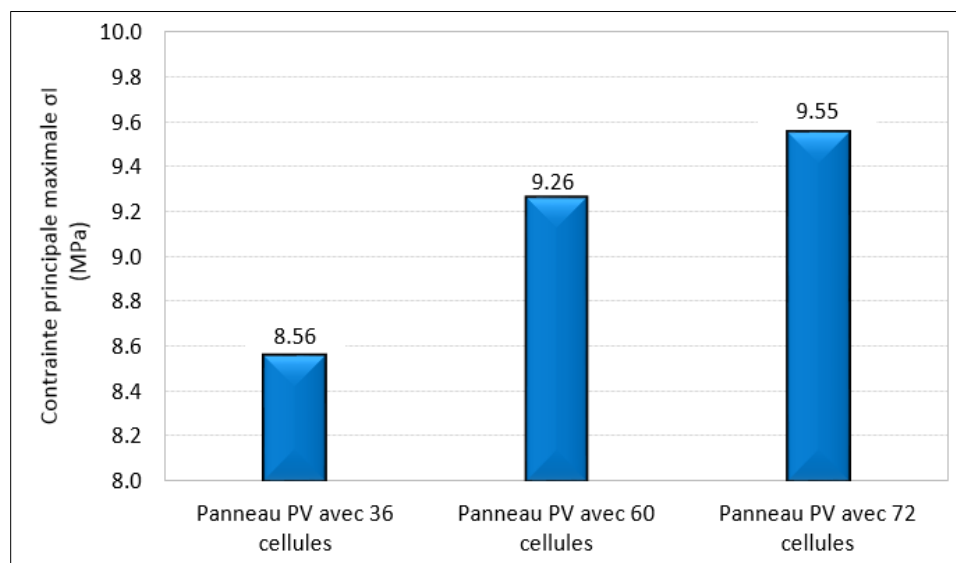


Fig. V.11. Évolution de la première contrainte principale dans les cellules solaires en fonction de leur nombre.

La variation du gap dépend également du nombre de cellules ou de la taille du module, comme l'illustre la figure V.12. À température maximale, une augmentation de $3.5 \mu\text{m}$ a été observée entre le panneau PV de référence (36 cellules) et le panneau PV de 60 cellules, et de $5.9 \mu\text{m}$ entre le panneau de référence et celui de 72 cellules.

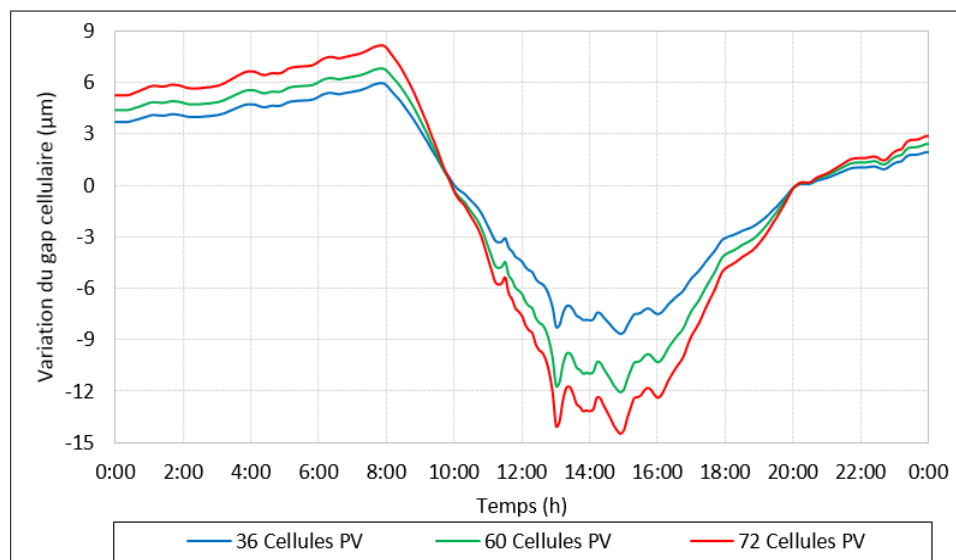


Fig. V.12. Évolution du gap cellulaire au cours du temps et en fonction de nombre des cellules.

V.6.2 Influence de la taille des cellules

Un autre facteur géométrique crucial affectant le comportement thermomécanique des modules PV est la taille des cellules solaires. Dans cette sous-section, des simulations ont été réalisées en utilisant trois longueurs différentes de cellules solaires (125, 150 et 175 mm) afin d'examiner leur influence sur la première contrainte principale développée dans les cellules PV ainsi que sur la sollicitation appliquée aux rubans de cuivre. Les résultats, illustrés dans les figures V.13 et V.14, montrent respectivement la première contrainte principale maximale prédite à la température maximale et la variation du gap au cours de la journée pour les trois tailles de cellules PV. Ces résultats indiquent que la première contrainte principale maximale et l'amplitude du gap augmentent avec la taille des cellules solaires. Cette augmentation est principalement due à l'accroissement de la taille des cellules, ainsi qu'à l'augmentation de la taille globale du module, comme cela a été décrit précédemment.

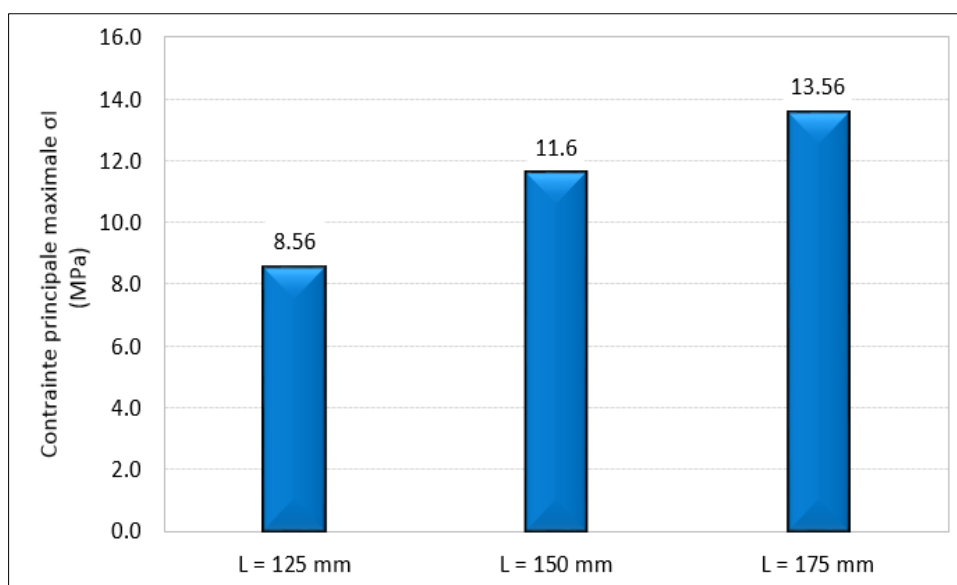


Fig. V.13. Évolution de la première contrainte principale dans les cellules solaires en fonction de leur taille.

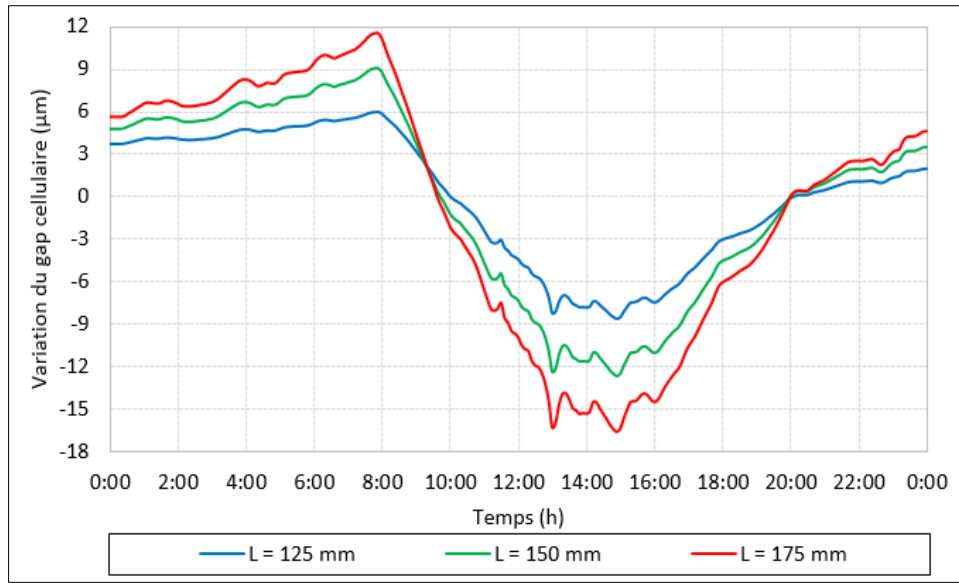


Fig. V.14. Évolution du gap cellulaire au cours du temps en fonction de la taille des cellules.

V.6.3 Influence du format des cellules

Ces dernières années, les fabricants mondiaux de panneaux PV ont largement adopté la technologie des cellules découpées, une stratégie prometteuse pour optimiser les performances des modules. Cette approche permet de réduire considérablement les pertes électriques résistives et d'améliorer la tolérance à l'ombre [138].

Pour étudier l'impact de cette technique sur le comportement thermomécanique des cellules pendant leur fonctionnement, nous avons réalisé des simulations numériques. À cet effet, une cellule solaire conventionnelle a été découpée en deux, puis en quatre sections, comme illustré en figure V.15.

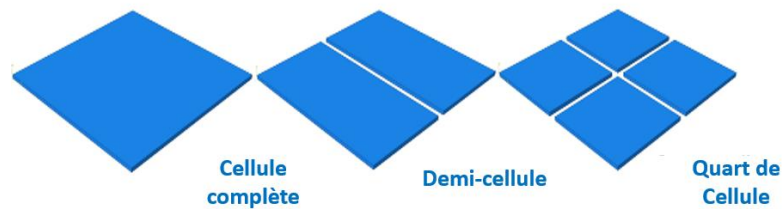


Fig. V.15. Différents formats de cellules utilisés dans les simulations.

La figure V.16 (a), (b) et (c) illustre la répartition de la première contrainte principale, générée par la température maximale du jour sélectionné, dans la matrice cellulaire avec des formes complètes, demi et quart, respectivement. On constate que le niveau maximal de cette contrainte diminue avec la réduction de la taille des cellules. Ces résultats confirment les

conclusions de la sous-section précédente, qui soulignaient l'impact significatif des dimensions géométriques des cellules sur leur comportement mécanique.

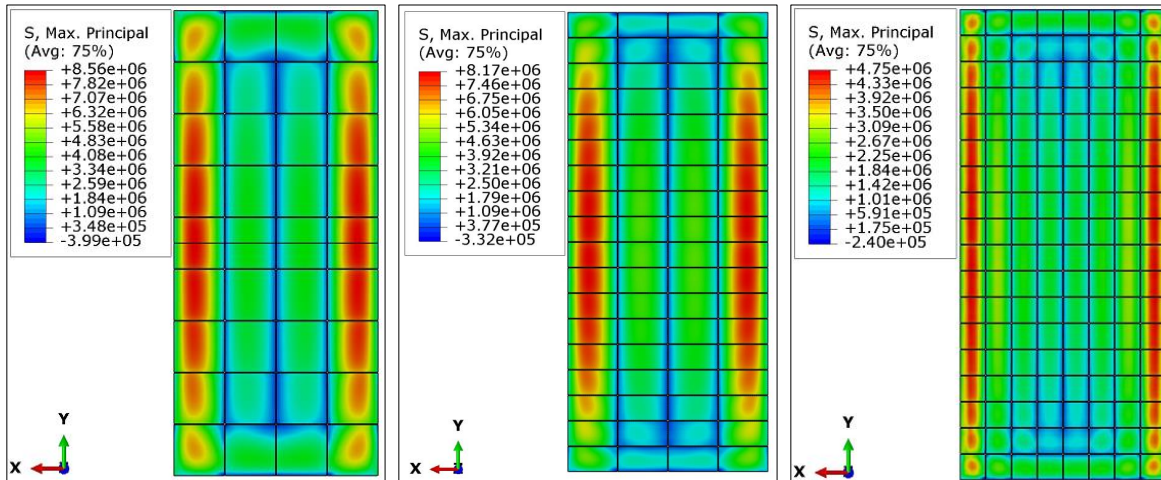


Fig. V.16. Champs de la première contrainte principale pour les trois formats de cellules PV sélectionnés à la température maximale : (a) cellule complète (b) demi-cellule et (c) quart de cellule.

Le passage des cellules solaires complètes aux demi-cellules entraîne une légère diminution de la première contrainte principale, d'environ 0.39 MPa, comme le montre la figure V.16. Afin d'améliorer l'impact de cette configuration, nous suggérons de réorienter les demi-cellules de 90 degrés, en passant d'une disposition transversale à une disposition longitudinale de la matrice des demi-cellules PV. Afin de mettre en évidence cet effet, nous avons étendu nos simulations numériques à un module PV comportant des demi-cellules en configuration verticale. La figure V.17 présente les résultats des simulations de la distribution de la première contrainte principale correspondant à la température maximale pour les deux configurations des demi-cellules photovoltaïques (transversale et longitudinale). On observe une réduction significative de cette contrainte, passant de 8.17 MPa en configuration transversale à 5.11 MPa en configuration longitudinale.

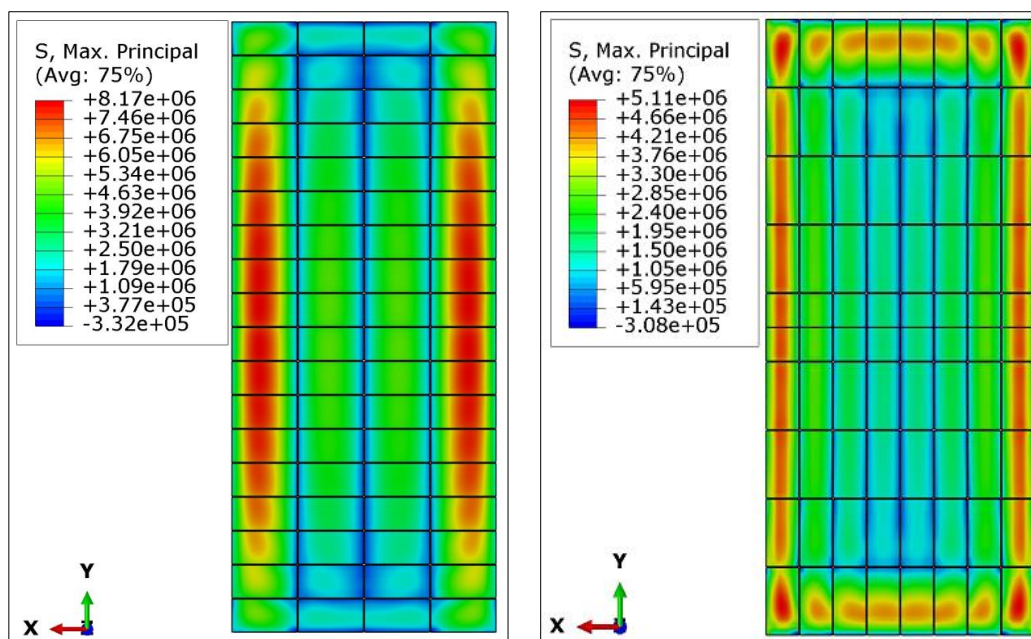


Fig. V.17. Champs de la première contrainte principale pour les deux configurations des demi-cellules PV sélectionnées à la température maximale : (a) transversale et (b) longitudinale.

La figure V.18 montre la variation du gap intercellulaire pour les trois formats des cellules étudiés. On observe une diminution significative de l'amplitude du gap, passant de $14.6\ \mu\text{m}$ pour les cellules PV de taille standard (cellules complètes) à $7.2\ \mu\text{m}$ pour les demi-cellules. En revanche, aucune différence notable n'est constatée entre les demi-cellules et quarts de cellule. Selon ces résultats, on peut conclure que le gap est fortement influencé par la longueur du bord de la cellule parallèle au long côté du module PV, ou aligné avec les rubans de cuivre.

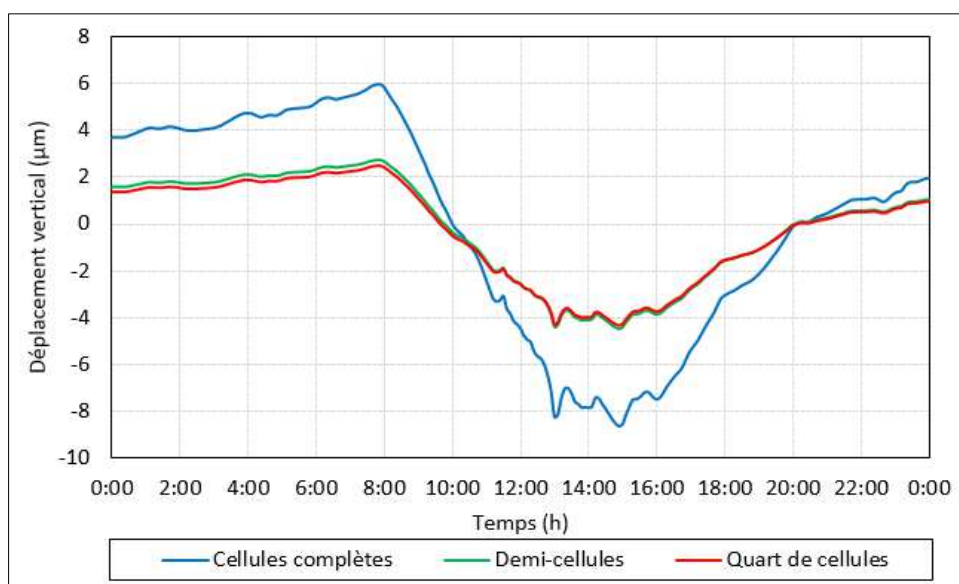


Fig. V.18. Évolution du gap cellulaire au cours du temps et en fonction des formats des cellules.

V.7 Influence des zones climatiques

Le territoire algérien est divisé en cinq zones climatiques par le centre national d'études et de recherches intégrées du bâtiment (CNERIB) [139]. Dans cette section, nous avons choisi cinq villes pour représenter chacune de ces zones, listées dans le tableau V.3. Pour caractériser les conditions météorologiques saisonnières de ces zones, nous avons sélectionné quatre journées représentatives. Les données météorologiques nécessaires aux simulations comprennent le rayonnement solaire, la température ambiante et la vitesse du vent (voir l'annexe B).

Tab. V.3 Localisation géographique des villes sélectionnées [139]

Zone	Ville	Coordonnées géographiques		
		Latitude (°)	Longitude (°)	Élévation (m)
1	Alger	36.76	3.1 ^E	12
2	El Bayadh	33.66	1.00 ^E	1347
3	Laghouat	33.76	2.93 ^E	765
4	Ouargla	31.93	5.40 ^E	141
5	Adrar	27.88	0.28 ^w	263

V.7.1 Comportement thermique du module PV

Comme le confirme le chapitre III du présent manuscrit, la température du panneau PV est un facteur important qui affecte directement son rendement électrique et qui est intimement liée aux conditions atmosphériques de l'endroit où il est installé. Dans cette sous-section, le modèle thermique discuté au chapitre II a été utilisé pour estimer la température du panneau PV sélectionné dans diverses zones climatiques.

La figure V.19 montre la variation journalière de la température de fonctionnement du module PV à El Bayadh au cours des différentes saisons. La température de la cellule PV est la plus élevée en juillet, tandis que le plus grand gradient de température est observé en avril, avec une différence d'environ 35 °C. Cette particularité d'avril s'explique par sa position entre un hiver froid et un été chaud, qui se traduit par la coexistence de températures élevées et basses au cours de la même journée.

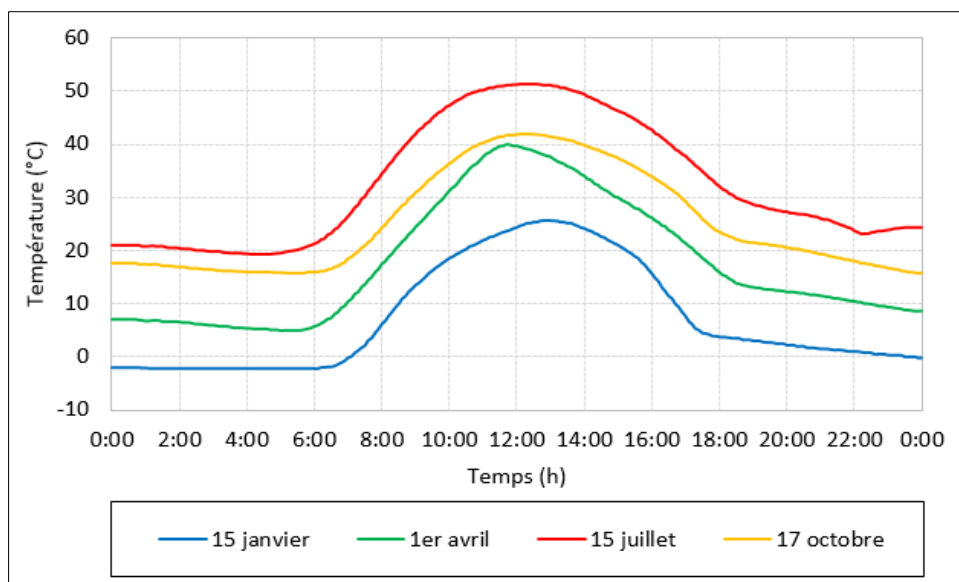


Fig. V.19. Évolution de la température de fonctionnement du module PV en silicium cristallin (c-Si) pour différents jours à El Bayadh.

Les figures V.20 (a) et (b) présentent les variations journalières de la température PV minimale et maximale pour cinq villes en hiver et en été. D'après la figure V.20 (a) et (b), la température des cellules PV est plus basse à El Bayadh en janvier, avec une valeur minimale estimée à environ -2,5 °C. En revanche, la température la plus élevée, de 64,5 °C, est trouvée à Adrar en juillet.

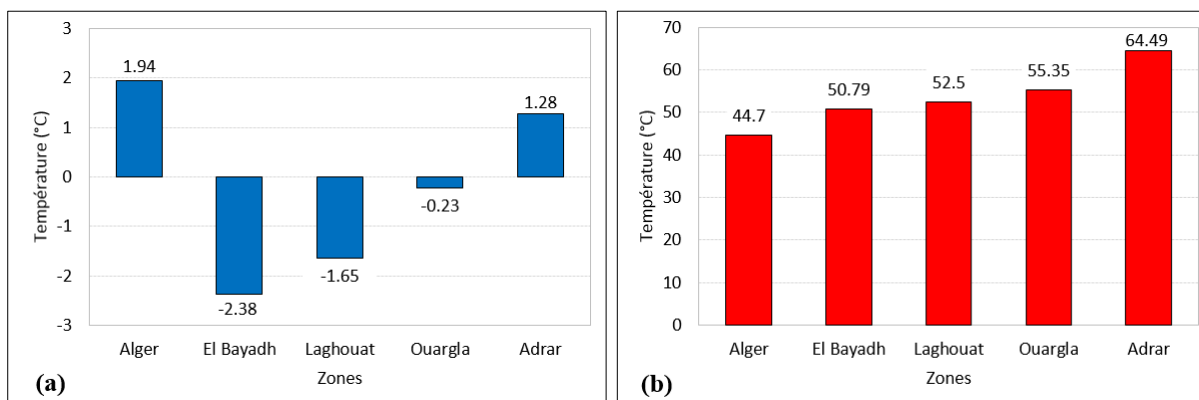


Fig. V.20. Températures minimales et maximales des cellules d'un panneau PV en silicium cristallin (c-Si) dans différentes zones climatiques pour (a) janvier et (b) juillet.

V.7.2 Comportement structurel du module PV

Les figures V.21 (a) et (b) illustrent la déflexion du module PV le long de la trajectoire AB aux températures les plus élevées et les plus basses pendant les jours sélectionnés à El Bayadh. Les déflexions les plus importantes du module PV se produisent le 15 janvier et le 15 juillet. En janvier, le module présente une courbure convexe maximale de 1.93 mm au centre, tandis qu'en juillet, il présente une courbure concave maximale de 2.9 mm au même endroit. Par ailleurs, l'amplitude maximale des variations du gap cellulaire a été observée le 1er avril (20.04 μm), en raison des importants gradients de température PV présents ce jour-là, comme le montre la figure V.22.

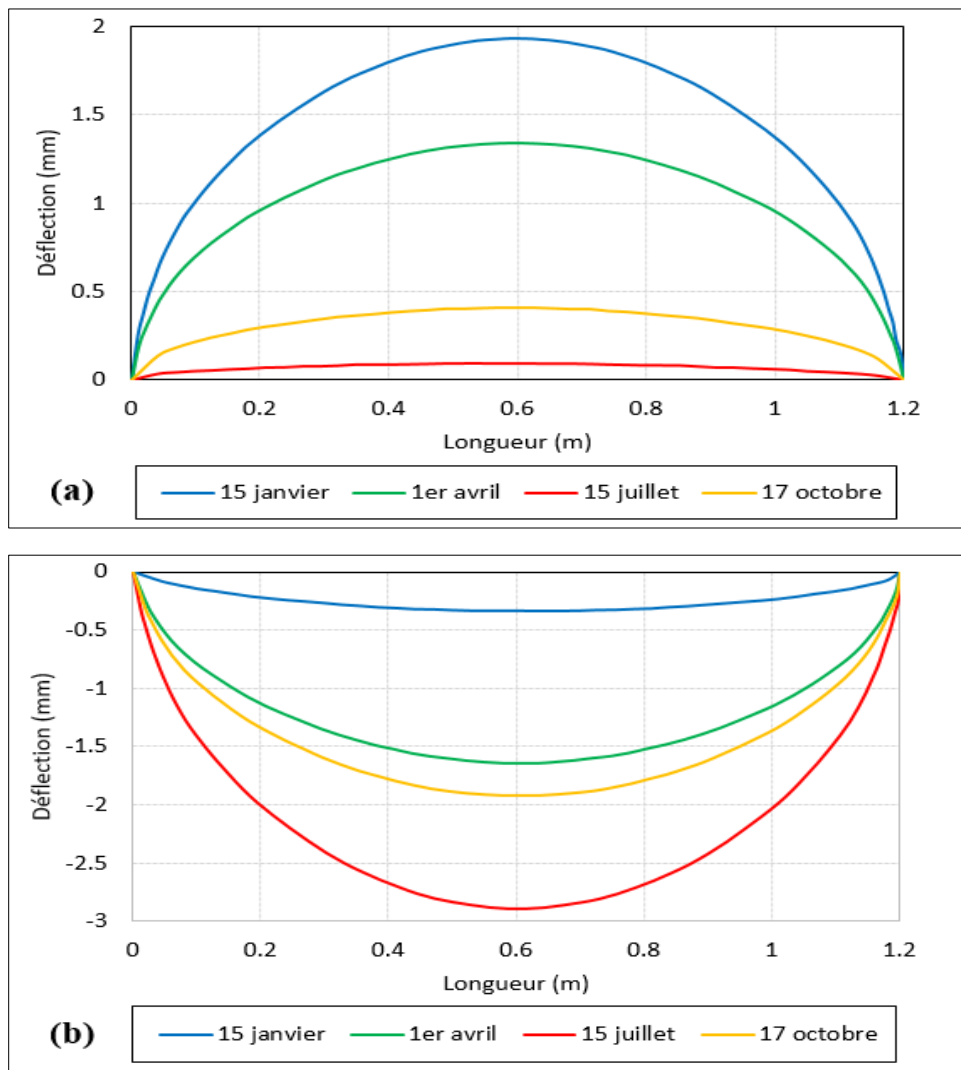


Fig. V.21. Déplacement vertical d'un panneau PV en silicium cristallin le long de la trajectoire AB à El Bayadh : (a) à la température minimale et (b) à la température maximale des jours sélectionnés.

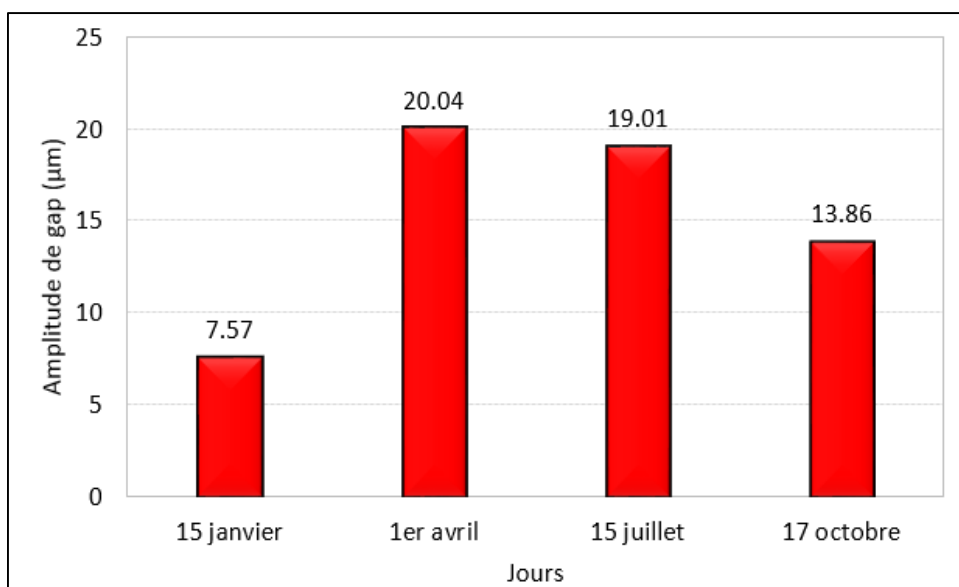


Fig. V.22. Évolution du gap cellulaire au cours des jours sélectionnés à Adrar

La figure V.23 illustre les valeurs maximales de la première contrainte principale dans les cellules solaires en silicium cristallin (c-Si) à la température maximale pour chacun des quatre jours sélectionnés à Adrar. Comme prévu, la contrainte maximale est observée le 15 juillet (11.66 MPa), tandis que la contrainte minimale se manifeste le 10 janvier (3.67 MPa).

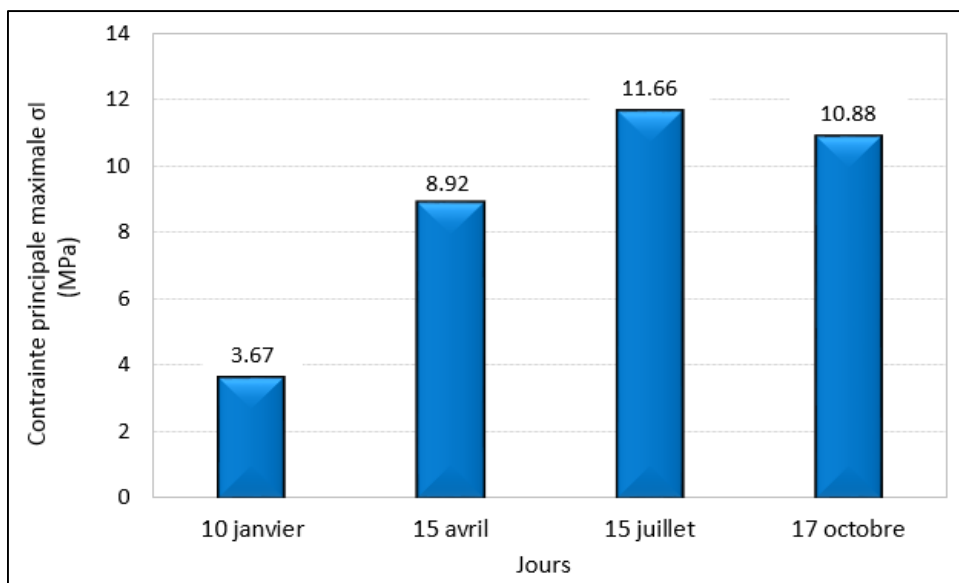


Fig. V.23. Première contrainte principale des cellules c-Si dans l'Adrar à la température la plus élevée pendant les jours sélectionnés

Les résultats de la simulation réalisée pour cinq zones climatiques ou villes différentes ont révélé que la déflexion maximale du module PV de première génération est observée à El Bayadh

et Adrar. Ce résultat est conforme aux attentes, car El Bayadh est la ville la plus froide d'Algérie et Adrar la plus chaude. La figure V.24 (a) et (b) illustre la déviation du module le long du chemin (AB) dans toutes les villes considérées dans cette étude, pour le jour le plus froid de janvier et le jour le plus chaud de juillet, respectivement. Les deux figures montrent que la déflexion maximale se situe au centre du module. En outre, la figure V.24 montre que les déflexions à El Bayadh et Laghouat sont quasi identiques en raison de la similitude de leurs climats, caractérisés par des hivers froids et des étés chauds. En revanche, Alger, avec son climat méditerranéen, présente les déflexions les moins importantes. Enfin, sur une année, Adrar reste la ville où les déflexions sont les plus importantes.

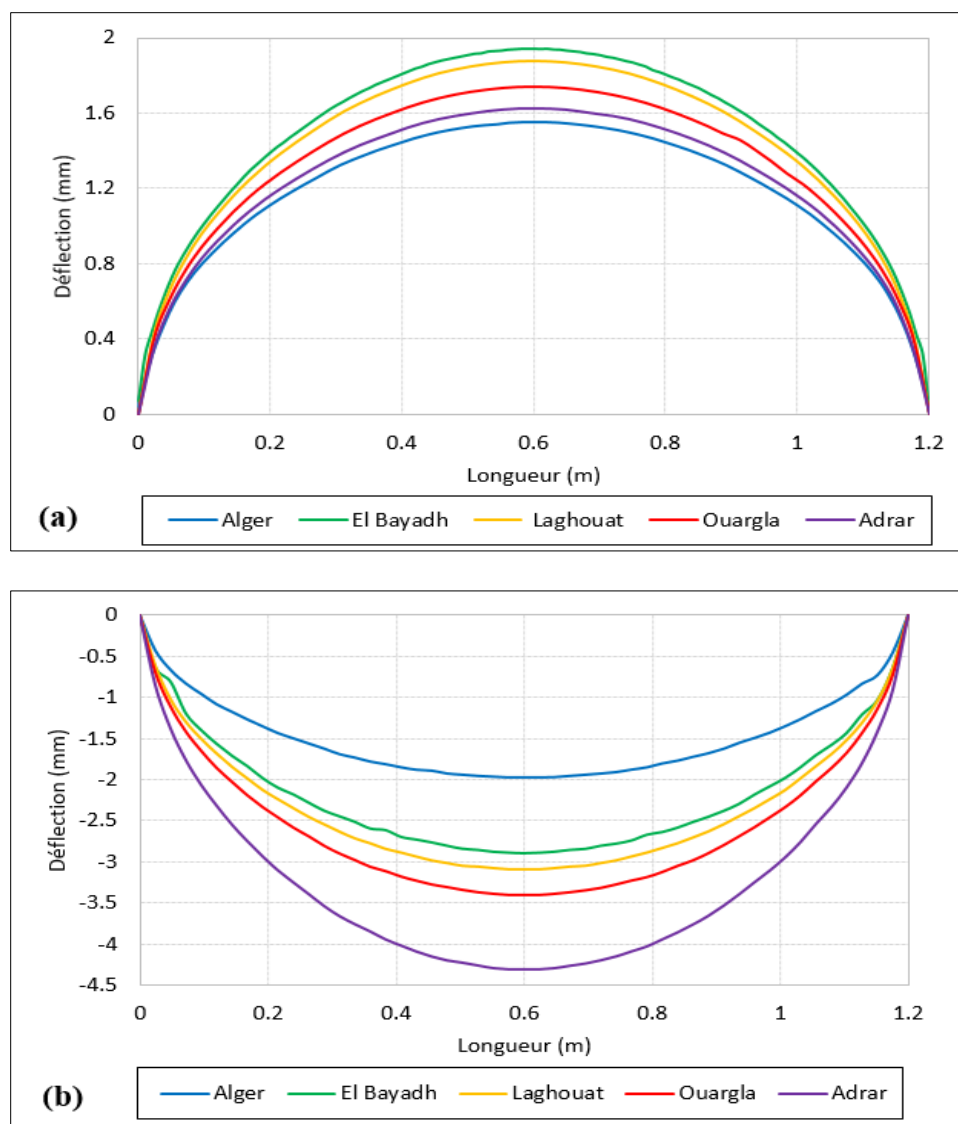


Fig. V.24. Déplacement vertical d'un panneau PV c-Si le long de la trajectoire AB dans les villes sélectionnées : (a) à la température minimale et (b) à la température maximale des jours sélectionnés.

La figure V.25 illustre l'évolution de la première contrainte principale dans les cellules solaires en silicium cristallin (c-Si) dans les cinq villes étudiées, à la température la plus élevée du jour sélectionné en juillet. Les résultats montrent que les contraintes principales à Alger, El Bayadh et Laghouat sont relativement proches, tandis que celles à Ouargla et Adrar sont plus importantes, en raison des températures plus élevées dans ces régions.

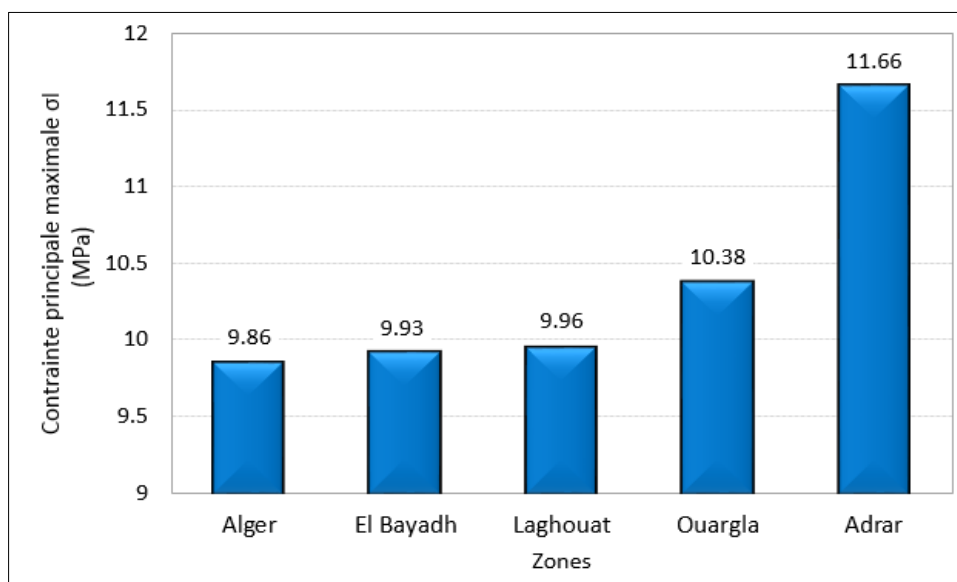


Fig. V.25. Première contrainte principale des cellules c-Si dans différentes zones climatiques (villes) pendant un jour sélectionné en juillet.

V.8 Influence des technologies PV

Les figures V.26 (a) et (b) présentent une comparaison des températures prédites pour les modules PV de type c-Si, CdTe et a-Si, dans deux conditions extrêmes : le jour le plus froid à El Bayadh et le jour le plus chaud à Adrar. À partir de ces figures, nous observons une grande similarité entre les températures de fonctionnement des différents types de cellules en dehors de la période de 10h à 16h. C'est durant cette période que la cellule a-Si, en raison de sa faible chaleur spécifique, se distingue par des températures légèrement plus élevées.

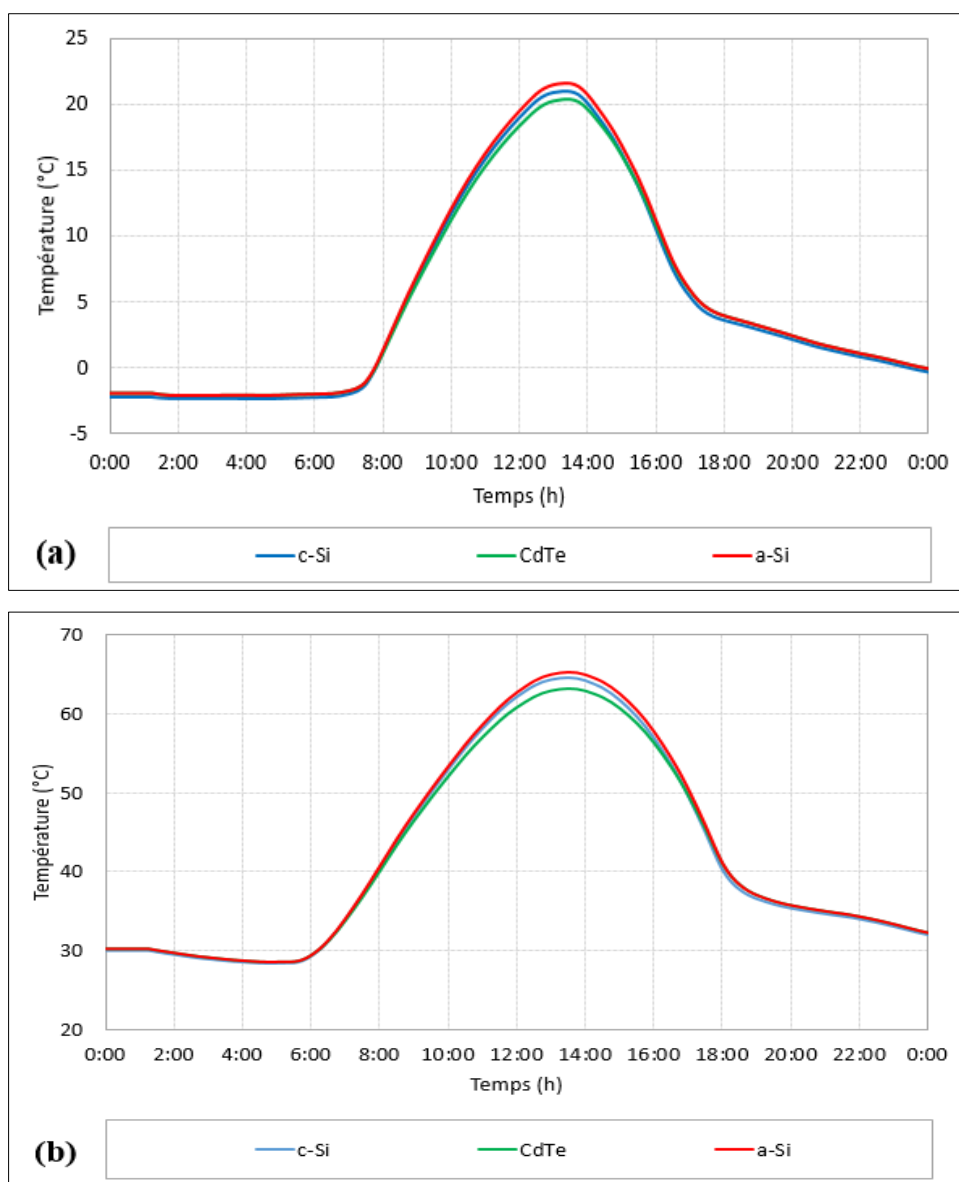


Fig. V.26. Évolution de la température de fonctionnement des modules PV c-Si, CdTe et a-Si à : (a) El Bayadh (en janvier) (b) Adrar (en juillet).

Les figures V.27 (a) et (b) illustrent la déflexion centrale de trois types de modules PV sélectionnés : silicium cristallin (c-Si), tellurure de cadmium (CdTe) et silicium amorphe (a-Si). Les simulations numériques ont été effectuées pour les deux journées extrêmes : la plus froide de janvier à El Bayadh et la plus chaude de juillet à Adrar. Les résultats montrent que le module en c-Si subit une déflexion plus importante que les modules de deuxième génération. Cette différence s'explique par la structure asymétrique en verre-feuille du module en c-Si, contrairement à la structure symétrique en verre-verre des modules à couche mince.

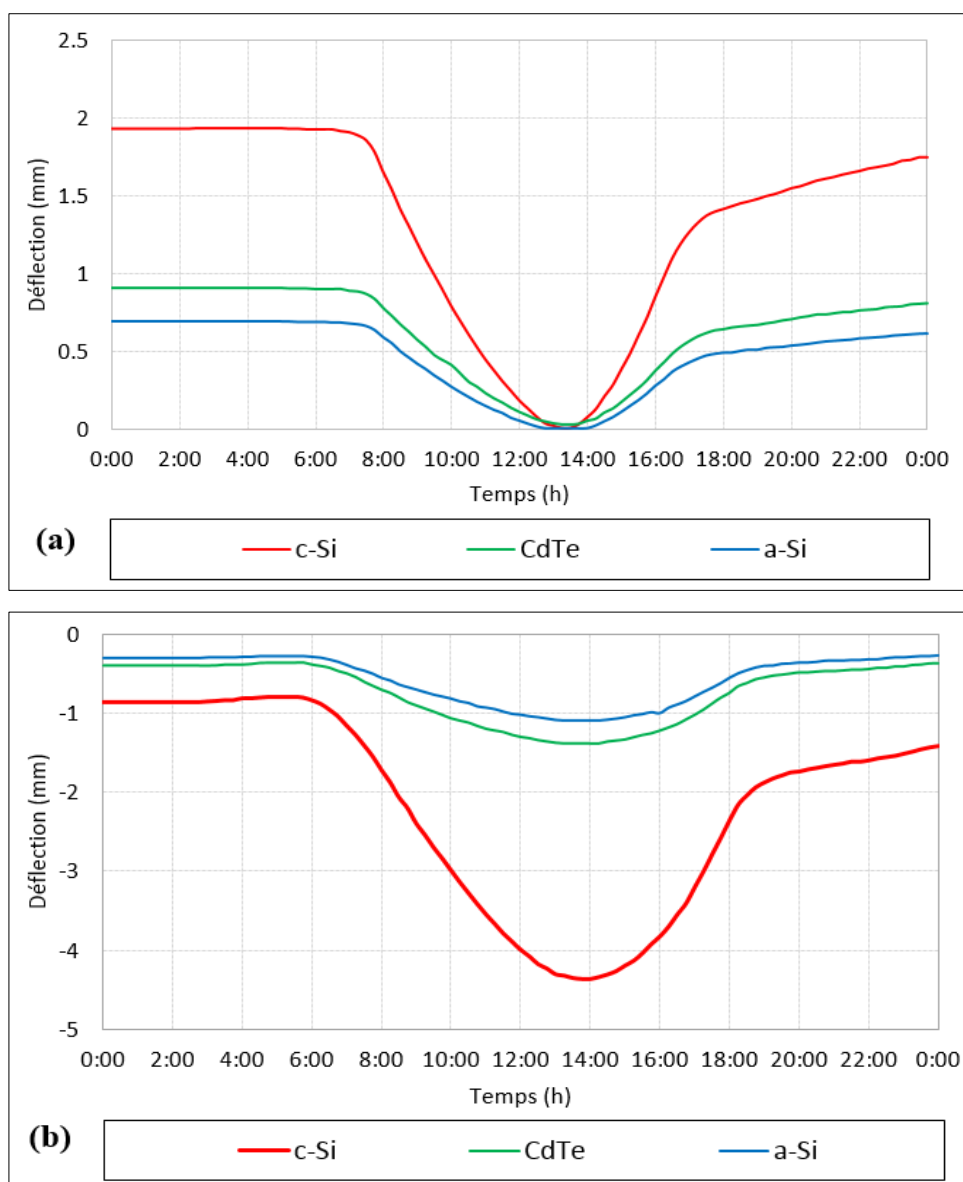


Fig. V.27. Variation du déplacement vertical maximal des panneaux PV en c-Si, CdTe et a-Si pendant (a) le jour le plus froid de janvier à El Bayadh et (b) le jour le plus chaud de juillet à Adrar.

Cependant, Il est essentiel de souligner que, les panneaux PV de deuxième génération présentent un déplacement vertical inférieur à celui des panneaux PV de première génération, cela ne signifie pas nécessairement qu'ils offrent une meilleure robustesse ou une adaptation supérieure aux conditions climatiques difficiles. Les contraintes thermiques développées dans les cellules PV sont déterminées par leur dimension ainsi que par leur rigidité, mesurée par le module de Young, comme le montre la [figure V. 28](#). À cet égard, Eitner et al. [124] ont constaté que la probabilité de fissuration est accrue pour les cellules PV ayant une surface plus grande et une épaisseur plus

réduite. Cela est particulièrement vrai pour les panneaux PV de deuxième génération, qui sont conçus avec une seule couche de surface et une faible épaisseur.

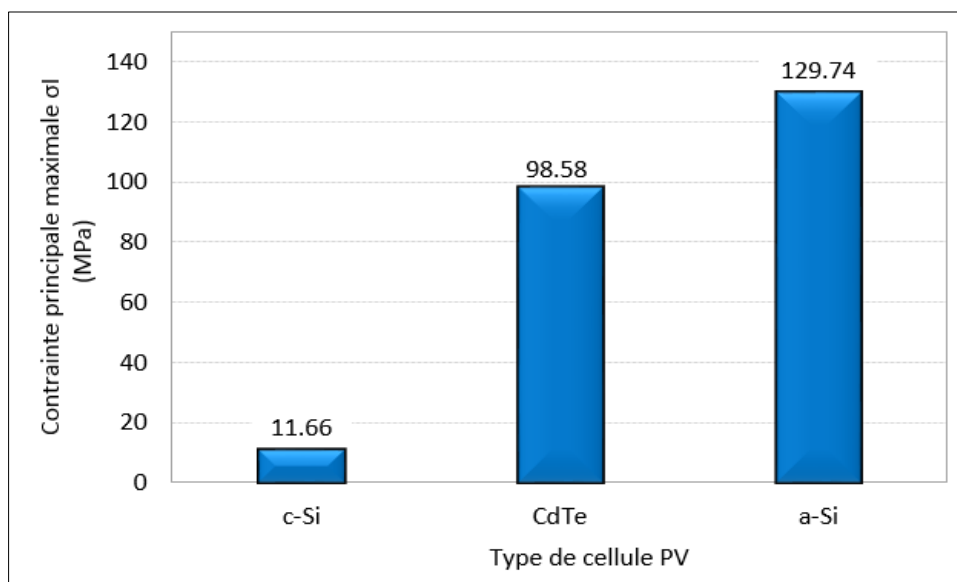


Fig. V.28. Première contrainte principale des cellules c-Si, CdTe et a-Si à la journée la plus chaude du mois de juillet dans la ville d'Adrar.

V.9 Conclusion

Dans ce chapitre, une analyse numérique du comportement thermomécanique des modules PV a été effectuée à l'aide d'un modèle d'éléments finis validé expérimentalement. L'influence des différents facteurs, tels que les conditions environnementales, les zones climatiques, ainsi que les diverses configurations et technologies des modules photovoltaïques, a été mise en exergue. Les résultats les plus significatifs de cette analyse sont les suivants :

- Les importants gradients de température journaliers augmentent significativement la probabilité de détérioration des cellules solaires ainsi que l'accélération de la fatigue des rubans en cuivre.
- L'agrandissement des modules PV, qu'il soit dû à l'augmentation du nombre de cellules ou à leur taille, entraîne une augmentation de la déflexion, de l'amplitude du gap cellulaire, ainsi que des contraintes thermiques au sein des cellules pendant leur fonctionnement.
- Le passage d'une position horizontale à verticale de la demi-cellule entraîne une réduction significative de la première contrainte principale, atteignant jusqu'à 3 MPa à la température maximale de la journée étudiée.

- Une étude comparative de l'influence de cinq climats différents sur le comportement thermomécanique des panneaux PV révèle des variations significatives de leur déflexion. Les résultats montrent que la déflexion verticale maximale est systématiquement observée au centre du panneau, tandis que les valeurs minimales se situent à la périphérie. Les panneaux exposés à des conditions climatiques chaudes présentent des déflexions vers le bas plus importantes, liées à la dilatation thermique des matériaux. Inversement, dans les environnements froids, les contractions thermiques induisent des déflexions vers le haut.
- Les panneaux solaires de première génération à base de silicium cristallin (c-Si) présentent des déflexions verticales plus importantes au centre que leurs homologues de deuxième génération, à base de CdTe et d'a-Si.
- Il est important de noter que les modules PV de deuxième génération présentent une probabilité plus élevée de défaillance par rapport aux modèles de première génération, en raison de la fabrication de leurs cellules solaires en grandes plaques avec une épaisseur mince.
- Pour l'Algérie ainsi que pour les autres pays d'Afrique et de la péninsule Arabique, il est recommandé d'utiliser des panneaux PV à double vitrage en silicium cristallin (c-Si) plutôt que des modules à vitrage simple basés sur des cellules en silicium cristallin ou des panneaux de deuxième génération.
- Les résultats présentés dans ce chapitre, qui comparent le comportement thermomécanique des modules photovoltaïques de première et de deuxième génération dans différentes zones climatiques, ont été publiés dans un article international intitulé : "Detailed modeling and numerical analysis of thermomechanical stresses in the crystalline silicon and thin film PV modules under varying climatic conditions [140]".

Conclusion générale

La première section de cette thèse a été consacrée à une analyse détaillée de l'impact des facteurs extérieurs sur le comportement thermique et les performances électriques des panneaux photovoltaïques (PV). Un intérêt particulier a été porté aux facteurs environnementaux comme l'ensoleillement, la température extérieure et la vitesse du vent. De plus, les impacts des systèmes d'installation, notamment l'inclinaison et la hauteur d'installation des panneaux par rapport au sol, ainsi que la nature du sol, ont été examinés.

Pour ce faire, un modèle numérique multi-physique qui permet de simuler avec précision le comportement thermique et les performances électriques des systèmes photovoltaïques dans des conditions réelles a été développé. Ce modèle prend en compte de façon séquentielle tous les éléments physiques associés à la conversion photovoltaïque, y compris les aspects radiatifs, optiques, thermiques et électriques, ceci en considérant les fluctuations temporelles et spatiales des paramètres d'entrée.

Dans l'environnement de programmation MATLAB®, les modèles de rayonnement, optique et électrique ont été mis en œuvre. Pour sa part, le modèle thermique a été élaboré en utilisant le logiciel commercial Abaqus®. Les simulations ont été effectuées dans un état quasi-stationnaire sur une géométrie en trois dimensions (3D) qui correspond à un quart du module photovoltaïque. Deux validations du modèle thermique ont été effectuées, d'un côté en confrontant nos résultats avec des données expérimentales trouvées dans la bibliographie et de l'autre, en comparant avec la température nominale d'opération des cellules (NOCT) indiquée par le fournisseur.

Cette étude a mis en évidence les effets significatifs de ces différents éléments sur la performance des panneaux solaires. On a pu analyser l'impact de chaque facteur et proposer des recommandations pour optimiser les systèmes photovoltaïques en fonction des conditions particulières dans des endroits situés dans diverses régions climatiques en Algérie.

Une étude paramétrique a été faite en faisant varier les valeurs d'irradiation solaire, la température ambiante et la vitesse du vent. Comme attendu, la valeur du rayonnement solaire et la vitesse du vent influent positivement sur les performances électriques des modules photovoltaïques. Par ailleurs, la température ambiante a un impact négatif sur ces performances.

L'étude a aussi été consacrée à l'influence des conditions d'installation sur l'efficacité des panneaux PV. Plus précisément, nous avons examiné l'impact de l'angle d'inclinaison, de la hauteur d'installation au-dessus du sol ainsi que la nature du sol, sur l'efficacité et le fonctionnement des panneaux photovoltaïques. Les résultats montrent que des caractéristiques du sol tel que sa température et son albédo n'affectent que faiblement l'efficacité des panneaux solaires mono-faciaux. Cependant, l'inclinaison et la position verticale du panneau photovoltaïque par rapport au sol influent considérablement sur la quantité de rayonnement solaire incident reçue et sur les pertes de chaleur.

La région d'Adrar est reconnue comme l'un des lieux les plus propices à l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque dans le monde, grâce à un niveau d'exposition solaire assez élevé compensant les pertes d'énergie liées à la surchauffe des cellules photovoltaïques.

La seconde partie de cette thèse expose un modèle tridimensionnel par éléments finis qui reproduit le comportement structurel des modules photovoltaïques en conditions opérationnelles. Ce modèle est une version étendue du modèle thermique précédemment élaboré. A cet effet, l'intervalle de température déterminé par le modèle thermique est utilisé en tant que charge thermique dans l'analyse structurelle, ce qui a permis d'examiner l'effet des fluctuations des températures sur les déformations mécaniques des modules photovoltaïques.

Les résultats les plus significatifs de cette thèse sont les suivants :

- Les importants gradients de température journaliers augmentent significativement la probabilité de détérioration des cellules solaires ainsi que l'accélération de la fatigue des rubans en cuivre.
- L'agrandissement des modules PV, qu'il soit dû à l'augmentation du nombre de cellules ou à leur taille, entraîne une augmentation de la déflexion, de l'amplitude du gap cellulaire, ainsi que des contraintes thermiques au sein des cellules pendant leur fonctionnement.

- Le passage d'une position horizontale à verticale de la demi-cellule entraîne une réduction significative de la première contrainte principale, atteignant jusqu'à 3 MPa à la température maximale de la journée étudiée.
- Une étude comparative de l'influence de cinq climats différents sur le comportement thermomécanique des panneaux PV révèle des variations significatives de leur déflexion. Les résultats montrent que la déflexion verticale maximale est systématiquement observée au centre du panneau, tandis que les valeurs minimales se situent à la périphérie. Les panneaux exposés à des conditions climatiques chaudes présentent des déflexions vers le bas plus importantes, liées à la dilatation thermique des matériaux. Inversement, dans les environnements froids, les contractions thermiques induisent des déflexions vers le haut.
- Les panneaux solaires de première génération à base de silicium cristallin (c-Si) présentent des déflexions verticales plus importantes au centre que leurs homologues de deuxième génération, à base de CdTe et de c-Si.
- Il est important de noter que les modules PV de deuxième génération présentent une probabilité plus élevée de défaillance par rapport aux modèles de première génération, en raison de la fabrication de leurs cellules solaires en grandes plaques avec une épaisseur mince.
- Pour l'Algérie ainsi que pour les autres pays d'Afrique et de la péninsule Arabique, il est recommandé d'utiliser des panneaux PV à double vitrage en silicium cristallin (c-Si) plutôt que des modules à vitrage simple basés sur des cellules en silicium cristallin ou des panneaux de deuxième génération.
- Les cellules PV situées à proximité du cadre du panneau sont soumises à des contraintes thermiques supérieures à celles trouvées au centre, augmentant ainsi leur probabilité de défaillance. Cependant, l'expansion et la contraction non entravées des cellules centrales entraînent une sollicitation accrue sur les interconnexions en cuivre centrales, ce qui augmente le risque de fatigue et de défaillance de ces éléments.
- Les conditions atmosphériques ont une forte influence sur le comportement structurel des modules photovoltaïques. Effectivement, ces modules sont soumis à des déformations thermiques notables en raison des températures élevées. Ces impacts sont particulièrement marqués dans les régions au climat extrême, comme les zones froides (El Bayadh, Laghouat) et les régions désertiques (Adrar, Ouargla). Cependant, dans les zones tempérées telles qu'Alger, les déformations thermiques des modules sont restreintes.

- Pour garantir la durabilité et améliorer la production des systèmes solaires photovoltaïques dans des zones telles qu'Adrar, il est essentiel de choisir du matériel performant, apte à faire face aux défis climatiques particuliers. L'optimisation des configurations géométriques et l'installation de systèmes de refroidissement appropriés sont des éléments clés pour augmenter l'efficacité des modules photovoltaïques dans ces régions.
- Les panneaux photovoltaïques en silicium (de première génération) à double vitrage, de dimensions compactes, sont spécialement conçus pour résister à des conditions climatiques extrêmes, comme les déserts ou les zones avec des écarts de température quotidiens importants, telles que les régions montagneuses et les hauts plateaux.

Annexes

Annexe A

Modélisation du rayonnement solaire

L'estimation du rayonnement solaire incident sur un plan incliné d'un certain angle par rapport à l'horizontale nécessite la détermination de trois paramètres clés : localisation géographique du site d'installation, la position du capteur solaire et la position astronomique du soleil.

A.1 Localisation géographique

Tout point à la surface de la Terre peut être localisé à l'aide de deux coordonnées, connues sous le nom de coordonnées géographiques ou coordonnées terrestres : la latitude (φ) et la longitude (λ).

La latitude (φ) d'un lieu est une mesure angulaire qui indique sa position par rapport à l'équateur terrestre. Elle est exprimée en degrés, minutes et secondes, et varie de 0° à 90° Nord ou Sud. Les latitudes positives correspondent à l'hémisphère Nord, tandis que les négatives indiquent l'hémisphère Sud.

La longitude (λ), quant à elle, détermine la position d'un lieu par rapport au méridien de Greenwich. Elle est également exprimée en degrés, minutes et secondes, et varie de 0° à 180° Est ou Ouest. Les longitudes positives correspondent à l'hémisphère Est, tandis que les négatives indiquent l'hémisphère Ouest.

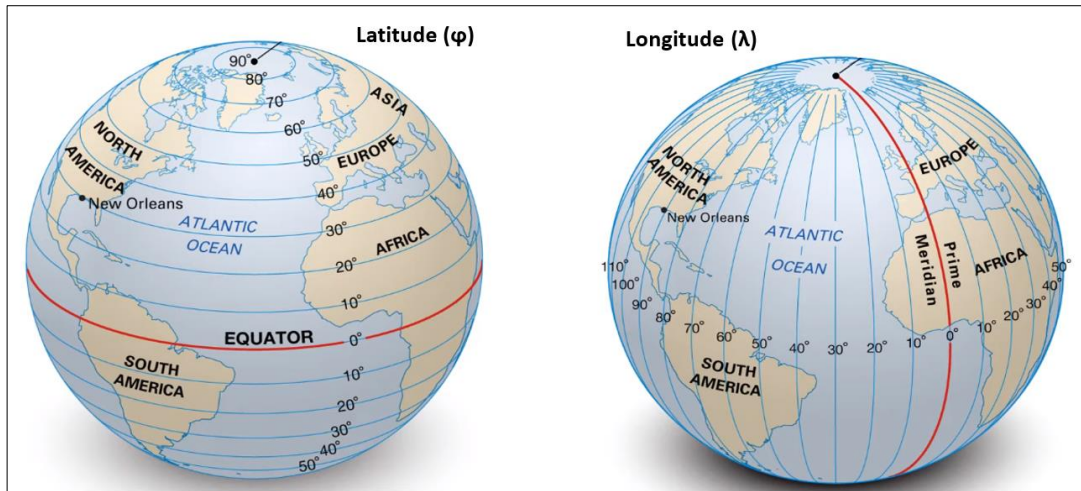


Fig. A.1 Coordonnées géographiques

A.2 Position du panneau PV

La position d'un capteur solaire dans l'espace est déterminée par son orientation (azimut) et son inclinaison. Ces deux paramètres influent directement sur la quantité de rayonnement solaire qu'il reçoit.

$$\begin{cases} \alpha_c < 0^\circ & \text{vers l'Est} \\ \alpha_c = 0^\circ & \text{vers le Sud} \\ \alpha_c > 0^\circ & \text{vers l'Ouest} \end{cases} \quad (\text{A.1})$$

Azimut du capteur (α_c)

C'est l'angle entre la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud. En général, les panneaux solaires installés dans l'hémisphère nord sont orientés vers le sud, tandis que ceux installés dans l'hémisphère sud sont orientés vers le nord.

L'inclinaison du capteur (β)

C'est l'angle que forme le capteur avec plan horizontal.

$$\begin{cases} \beta = 0^\circ & \text{horizontal} \\ 0^\circ < \beta < 90^\circ & \text{incliné} \\ \beta = 90^\circ & \text{vertical} \end{cases} \quad (\text{A.2})$$

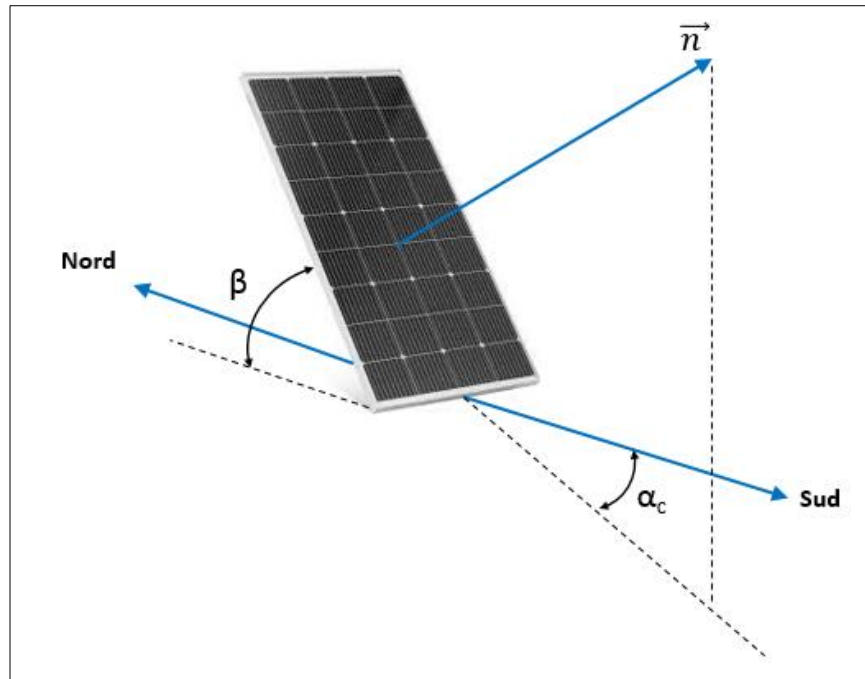


Fig. A.2 Définition des angles pour un panneau PV incliné

A.3 Position du soleil

À chaque instant, la position du soleil dans le ciel peut être déterminée en utilisant deux systèmes de coordonnées distincts : le système horizontal et le système équatorial. Ces systèmes permettent de localiser avec précision l'astre solaire.

Coordonnées équatoriales

La position du soleil est déterminée par rapport à l'équateur céleste à l'aide des coordonnées équatoriales : déclinaison (δ) et l'angle horaire (α).

La déclinaison du soleil (δ) est l'angle formé entre la direction soleil-Terre et le plan équatorial terrestre. Elle varie entre $(-23,45^\circ)$ et $(+23,45^\circ)$ au cours de l'année et est nulle aux équinoxes. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\delta = 23.48 \sin \left(\left(\frac{2\pi}{365} \right) \cdot (284 + n_j) \right) \quad (\text{A.3})$$

Où : n_j est le numéro de la journée sélectionnée

L'angle solaire horaire (ω) indique l'écart angulaire du soleil par rapport au méridien local. Autrement dit, il mesure l'arc de trajectoire solaire entre le soleil et le méridien local du lieu. Il est exprimé en degrés et se calcule selon la formule suivante :

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (\text{A.4})$$

Où : TSV est le temps solaire vrai en heures.

Coordonnées horizontales

Comme le montre la figure A.3, la position du Soleil par rapport au plan horizontal d'un lieu de latitude (φ) est déterminée par deux angles : l'azimut (α), qui indique la direction horizontale, et la hauteur (h), qui mesure l'angle entre le soleil et l'horizon. Ces angles sont définis par les relations (A.5) et (A.6), respectivement :

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (\text{A.5})$$

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi) \quad (\text{A.6})$$

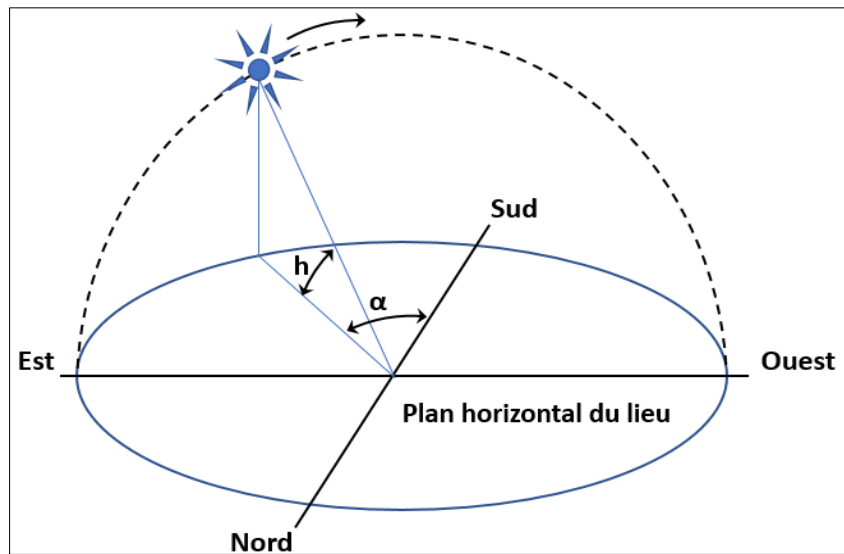


Fig. A.3 Coordonnées horizontales

A.4 Application numérique

La procédure numérique complète, basée sur les équations des modèles de rayonnement et d'optique, se résume ainsi en pseudocode :

- 1 : Importer les données de rayonnement solaire mesuré sur un plan horizontal (I)
- 2 : Identification des coordonnées géographiques et paramètres d'installation (φ , λ , ρ , β et α_c)
- 3 : Calcul du numéro du jour choisi depuis le 1er janvier (J)
- 4 : Calcul des paramètres solaires (δ , α , ω et h)
- 5 : Calcul des composantes du rayonnement solaire inclinée ($G_{r\beta}$, $G_{b\beta}$ et $G_{d\beta}$)
- 6 : Calcul du rayonnement solaire absorbée par les cellules PV (G_{abs})
- 7 : Exportation et affichage des résultats (figure ci-dessous)

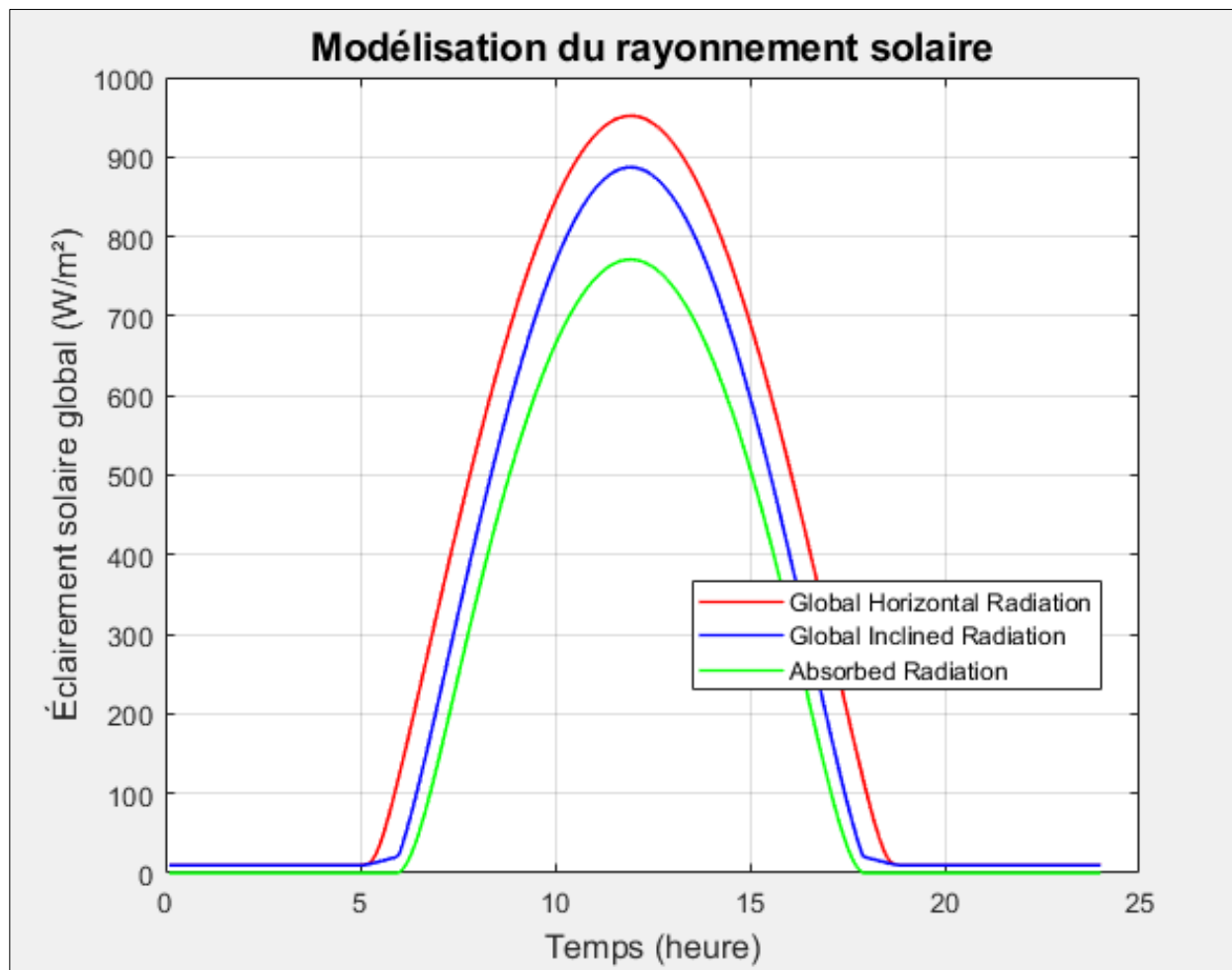
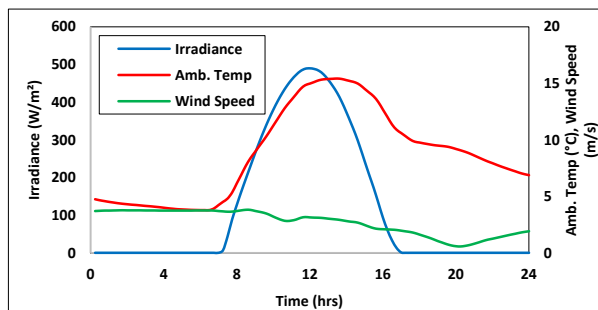


Fig. A.4 Exemple des résultats obtenus

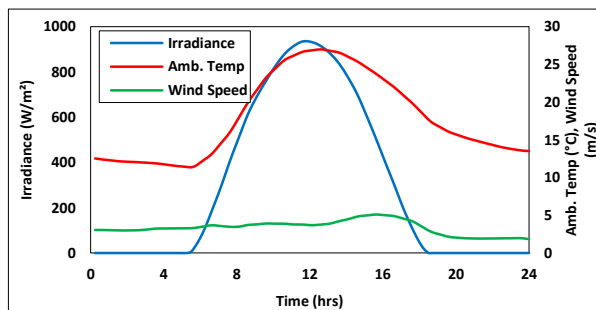
Annexe B

Données météorologiques

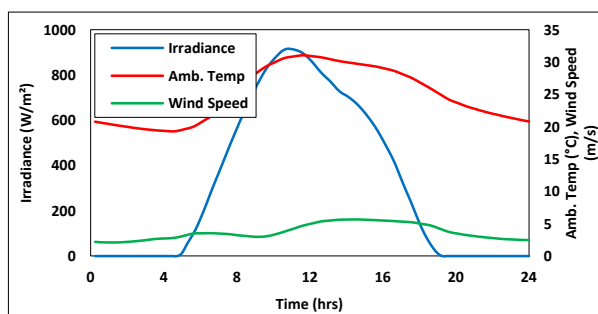
B.1 Alger



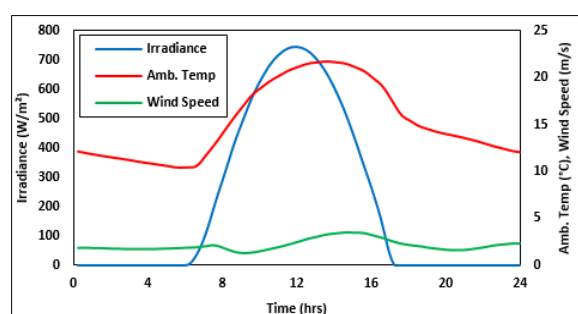
15 Janvier 2020



15 Avril 2020

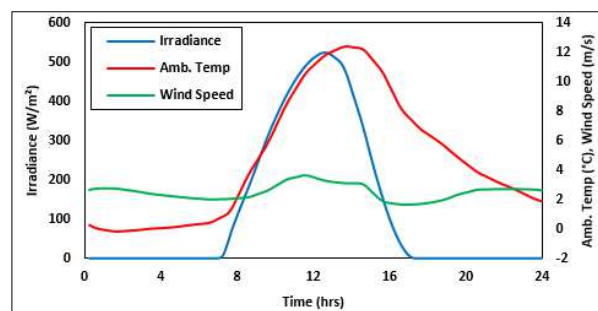


15 Juillet 2020

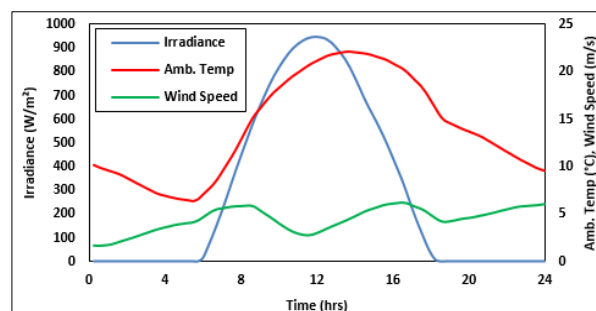


17 octobre 2020

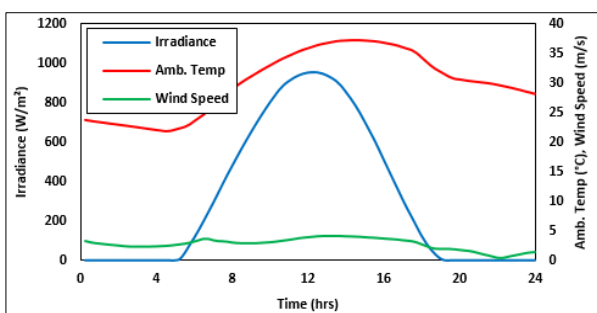
B.2 El Bayadh



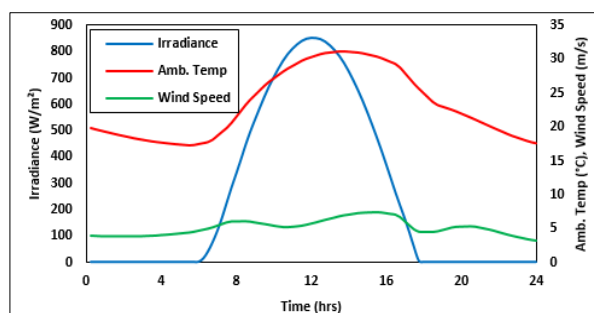
15 Janvier 2020



01 Avril 2020

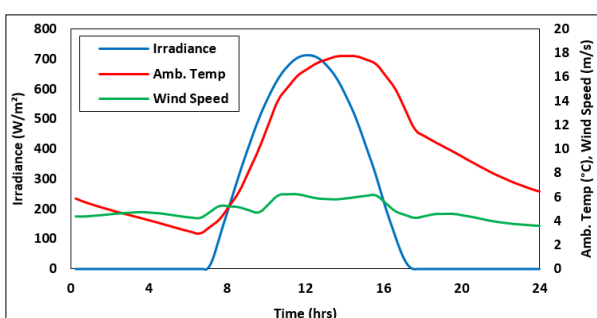


15 Juillet 2020

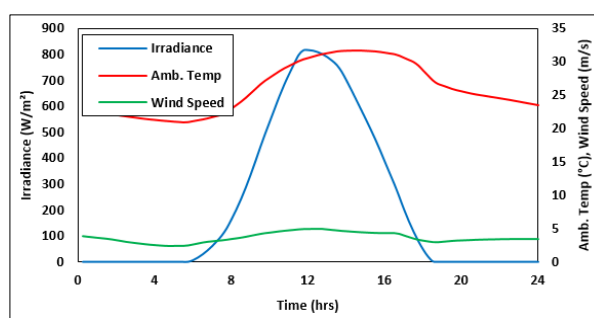


17 octobre 2020

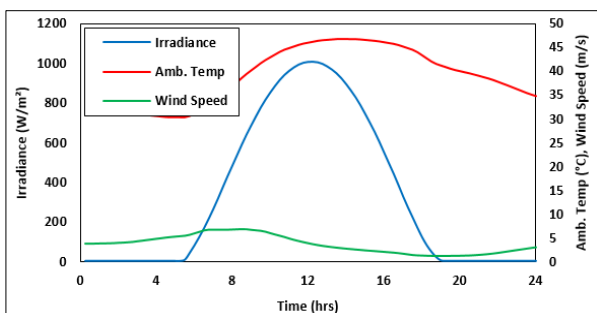
B.3 Adrar



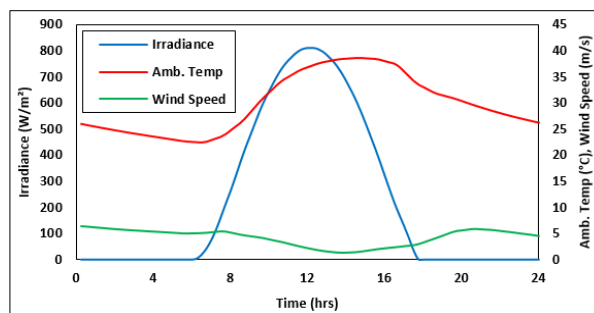
10 Janvier 2020



15 Avril 2020

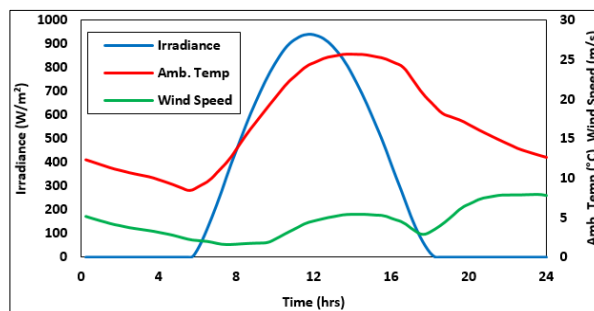
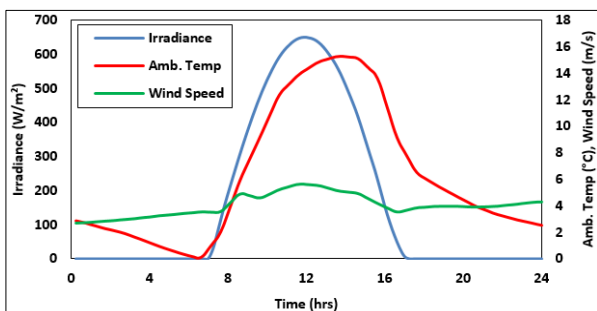


15 Juillet 2020

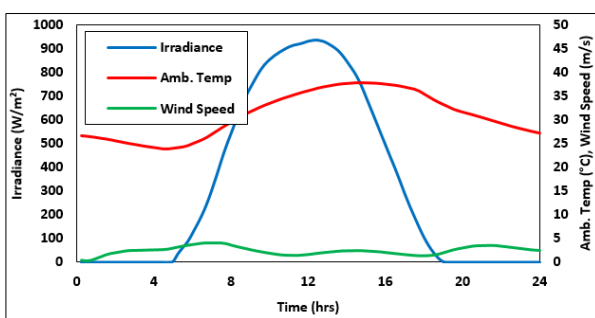


17 octobre 2020

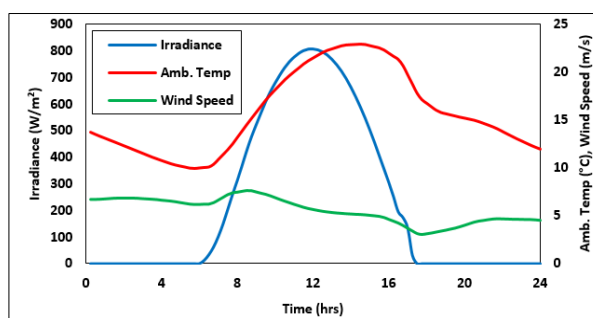
B.4 Laghouat



10 Janvier 2020



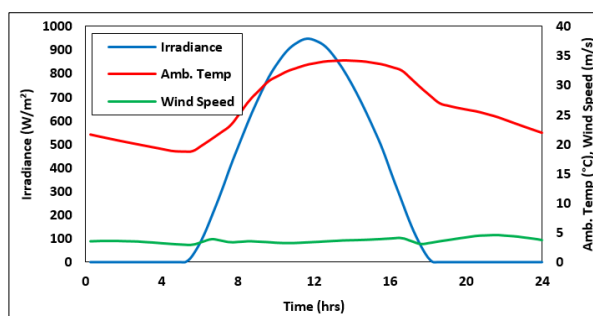
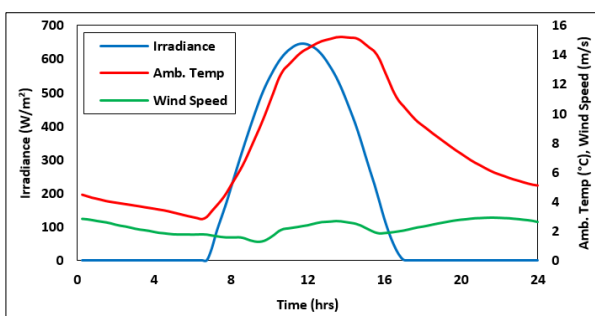
15 Avril 2020



15 Juillet 2020

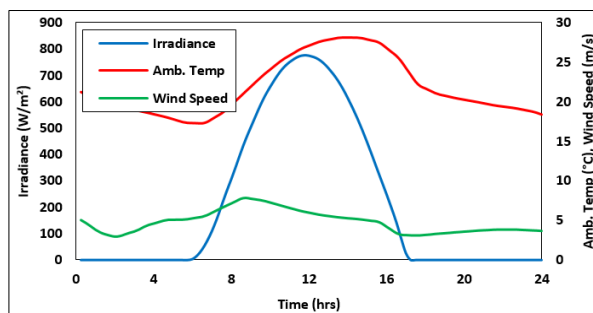
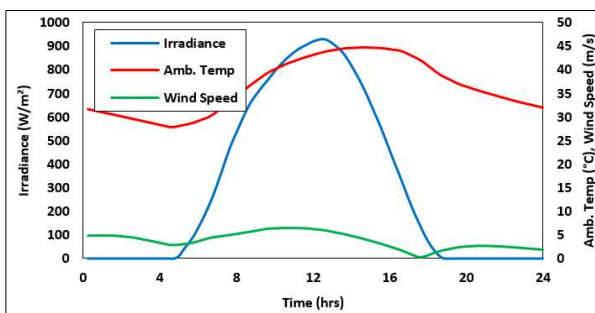
17 octobre 2020

B.5 Ouargla



15 Janvier 2020

17 Avril 2020



15 Juillet 2020

17 octobre 2020

Bibliographie

- [1] O.O. Ogbomo, E.H. Amalu, N.N. Ekere, P.O. Olagbegi, Effect of operating temperature on degradation of solder joints in crystalline silicon photovoltaic modules for improved reliability in hot climates, *Solar Energy* 170 (2018) 682–693. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.007>.
- [2] M.S. Abd-Elhady, Z. Serag, H.A. Kandil, An innovative solution to the overheating problem of PV panels, *Energy Convers Manag* 157 (2018) 452–459. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.017>.
- [3] N. Nadir, H. Bouguettaia, S. Boughali, D. Bechki, Use of a new agricultural product as thermal insulation for solar collector, *Renew Energy* 134 (2019) 569–578. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.11.054>.
- [4] D. Bechki, H. Bouguettaia, J. Blanco-Galvez, S. Babay, B. Bouchekima, S. Boughali, H. Mahcene, Effect of partial intermittent shading on the performance of a simple basin solar still in south Algeria, *Desalination* 260 (2010) 65–69. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2010.04.066>.
- [5] H. Idriss, S. Slim, T. Bernard, REMOTE SENSING AND DYNAMIC LANDSCAPES IN ARID AREA IN ALGERIA: THE CASE OF THE REGION OF NAAMA, n.d.
- [6] Z. Kherici, N. Kahoul, H. Cheghib, M. Younes, B. Chekal Affari, Main degradation mechanisms of silicon solar cells in Algerian desert climates, *Solar Energy* 224 (2021) 279–284. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.033>.
- [7] A. Bouraiou, M. Hamouda, A. Chaker, A. Neçaibia, M. Mostefaoui, N. Boutasseta, A. Ziane, R. Dabou, N. Sahouane, S. Lachtar, Experimental investigation of observed defects in crystalline silicon PV modules under outdoor hot dry climatic conditions in Algeria, *Solar Energy* 159 (2018) 475–487. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.018>.
- [8] M. Kabir, U.E. Habiba, W. Khan, A. Shah, S. Rahim, P.R.D. los Rios-Escalante, Z.U.R. Farooqi, L. Ali, Climate change due to increasing concentration of carbon dioxide and its impacts on environment in 21st century; a mini review, *J King Saud Univ Sci* 35 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.jksus.2023.102693>.

-
- [9] H.S. Das, C.W. Tan, A.H.M. Yatim, K.Y. Lau, Feasibility analysis of hybrid photovoltaic/battery/fuel cell energy system for an indigenous residence in East Malaysia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76 (2017) 1332–1347. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.174>.
 - [10] Q. Hassan, P. Viktor, T. J. Al-Musawi, B. Mahmood Ali, S. Algburi, H.M. Alzoubi, A. Khudhair Al-Jiboory, A. Zuhair Sameen, H.M. Salman, M. Jaszczur, The renewable energy role in the global energy Transformations, *Renewable Energy Focus* 48 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.ref.2024.100545>.
 - [11] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), *Renewables Global Status Report*, 2022.
 - [12] P. Joshi, S. Arora, Maximum power point tracking methodologies for solar PV systems – A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70 (2017) 1154–1177. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.019>.
 - [13] R. Právělie, C. Patriche, G. Bandoc, Spatial assessment of solar energy potential at global scale. A geographical approach, *J Clean Prod* 209 (2019) 692–721. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.10.239>.
 - [14] Global Solar Atlas, (2024). <https://globalsolaratlas.info/download/world> (accessed June 13, 2024).
 - [15] M. Nooman AlMallahi, Y. Al Swailmeen, M. Ali Abdelkareem, A. Ghani Olabi, M. Elgendi, A path to sustainable development goals: A case study on the thirteen largest photovoltaic power plants, *Energy Conversion and Management: X* 22 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100553>.
 - [16] H. Kebabsa, M.S. Lounici, Performance evaluation of the combined solar chimney-photovoltaic system in Algeria, *J Clean Prod* 321 (2021). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128628>.
 - [17] A. Bouraiou, A. Necaibia, N. Boutasseta, S. Mekhilef, R. Dabou, A. Ziane, N. Sahouane, I. Attoui, M. Mostefaoui, O. Touaba, Status of renewable energy potential and utilization in Algeria, *J Clean Prod* 246 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011>.
 - [18] Global Solar Atlas, <https://Globalsolaratlas.Info/Download/Algeria> Au 15/5/2024 à 22 :30 (2024). <https://globalsolaratlas.info/download/algeria> (accessed May 14, 2024).
 - [19] B. Haddad, A. Liazid, P. Ferreira, A multi-criteria approach to rank renewables for the Algerian electricity system, *Renew Energy* 107 (2017) 462–472. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.035>.
 - [20] DIDA Mustapha, Study and amelioration of photovoltaic conversion systems in arid and semi-arid areas , Kasdi Merbah University, 2021.
 - [21] S. Bana, R.P. Saini, A mathematical modeling framework to evaluate the performance of single diode and double diode based SPV systems, *Energy Reports* 2 (2016) 171–187. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2016.06.004>.
 - [22] D. Lincot, *Énergie solaire photovoltaïque et transition énergétique*, Fayard, 2022.
-

-
- [23] R. Aversa, V. Petrescu, A. Apicella, I.T. Petrescu, The basic elements of life's, *American Journal of Engineering and Applied Sciences* 9 (2016) 1189–1197. <https://doi.org/10.3844/ajeassp.2016.1189.1197>.
 - [24] M.T. Børset, L. Kolbeinsen, H. Tveit, S. Kjelstrup, Exergy based efficiency indicators for the silicon furnace, *Energy* 90 (2015) 1916–1921. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.010>.
 - [25] Z. Chen, W. Ma, K. Wei, S. Li, W. Ding, Effect of raw materials on the production process of the silicon furnace, *J Clean Prod* 158 (2017) 359–366. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.05.037>.
 - [26] K. Pandey, A. Sharma, A.K. Singh, *Silicon Wafers; Its Manufacturing Processes and Finishing Techniques: an Overview*, (1940). <https://doi.org/10.1007/s12633-022-01940-z/Published>.
 - [27] H. Seigneur, N. Mohajeri, R.P. Brooker, K.O. Davis, E.J. Schneller, N.G. Dhere, M.P. Rodgers, J. Wohlgemuth, N.S. Shiradkar, G. Scardera, A.C. Rudack, W. V. Schoenfeld, Manufacturing metrology for c-Si photovoltaic module reliability and durability, Part I: Feedstock, crystallization and wafering, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (2016) 84–106. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.343>.
 - [28] J. Friedrich, *Methods for Bulk Growth of Inorganic Crystals: Crystal Growth*, in: *Reference Module in Materials Science and Materials Engineering*, Elsevier, 2016. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-803581-8.01010-9>.
 - [29] W. Zulehner, *Historical overview of silicon crystal pulling development*, 2000. www.elsevier.com/locate/mseb.
 - [30] S. Qiu, S. Wen, M. Fang, L. Zhang, C. Gan, D. Jiang, Y. Tan, J. Li, X. Luo, Process parameters influence on the growth rate during silicon purification by vacuum directional solidification, *Vacuum* 125 (2016) 40–47. <https://doi.org/10.1016/j.vacuum.2015.11.024>.
 - [31] S. Narayanan, *Large area multicrystalline silicon solar cells in high volume production environment-history, status, new processes, technology transfer issues*, 2002.
 - [32] M. Tilli, *Silicon wafers preparation and properties*, in: *Handbook of Silicon Based MEMS Materials and Technologies*, Elsevier, 2020: pp. 93–110. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817786-0.00004-9>.
 - [33] A. Schneider, R. Harney, S. Koch, Impact of Cell Texturing Quality on Cell to Module Losses, in: *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2015: pp. 414–419. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.058>.
 - [34] M.Z. Rahman, Advances in surface passivation and emitter optimization techniques of c-Si solar cells, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (2014) 734–742. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.025>.
 - [35] C.W. Hilti, I. Haedrich, K.-A. Weiss, Overview of PV module encapsulation materials SOLAR TRAIN-Photovoltaic module life time forecast and evaluation View project CTM of BIPV modules View project, 2015. <https://www.researchgate.net/publication/256374925>.
-

-
- [36] R.F.M. Lange, Y. Luo, R. Polo, J. Zahnd, The lamination of (multi)crystalline and thin film based photovoltaic modules, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19 (2011) 127–133. <https://doi.org/10.1002/pip.993>.
- [37] A. Faes, V. Poulek, Lamination process and encapsulation materials for glass-glass PV module design Ant onin Faes Towards 50 years lifet ime of PV panels laminat ed wit h silicone gel t echnology, n.d. www.pv-tech.org.
- [38] F.K.A. Nyarko, G. Takyi, E.H. Amalu, Robust crystalline silicon photovoltaic module (c-Si PVM) for the tropical climate: Future facing the technology, *Sci Afr* 8 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2020.e00359>.
- [39] M.A. Fazal, S. Rubaiee, Progress of PV cell technology: Feasibility of building materials, cost, performance, and stability, *Solar Energy* 258 (2023) 203–219. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.04.066>.
- [40] H. Al Mahdi, P.G. Leahy, M. Alghoul, A.P. Morrison, A Review of Photovoltaic Module Failure and Degradation Mechanisms: Causes and Detection Techniques, *Solar* 4 (2024) 43–82. <https://doi.org/10.3390/solar4010003>.
- [41] B. Bora, O.S. Sastry, R. Kumar, R. Dubey, S. Chattopadhyay, J. Vasi, S. Mondal, B. Prasad, Failure Mode Analysis of PV Modules in Different Climatic Conditions, *IEEE J Photovolt* 11 (2021) 453–460. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3043847>.
- [42] N. Bansal, S.P. Jaiswal, G. Singh, Long term operational performance and experimental on-field degradation measurement of 10 MW PV plant in remote location in India, *Energy for Sustainable Development* 67 (2022) 135–150. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.01.007>.
- [43] T. Felder, H. Hu, W. Gambogi, K.R. Choudhury, S. MacMaster, L.G. Lles, T.J. Trout, Field study and analysis of backsheets degradation in 450MW+ PV installations, in: *Proceedings Atlas-NIST Workshop*, 2017.
- [44] R. Meena, A. Pareek, R. Gupta, A comprehensive Review on interfacial delamination in photovoltaic modules, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 189 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113944>.
- [45] M. Aghaei, A. Fairbrother, A. Gok, S. Ahmad, S. Kazim, K. Lobato, G. Oreski, A. Reinders, J. Schmitz, M. Theelen, P. Yilmaz, J. Kettle, Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 159 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>.
- [46] C. Dechthummarong, B. Wiengmoon, D. Chenvidhya, C. Jivacate, K. Kirtikara, Physical deterioration of encapsulation and electrical insulation properties of PV modules after long-term operation in Thailand, in: *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2010: pp. 1437–1440. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.03.038>.

-
- [47] J. Kim, M. Rabelo, S.P. Padi, H. Yousuf, E.C. Cho, J. Yi, A review of the degradation of photovoltaic modules for life expectancy, *Energies (Basel)* 14 (2021). <https://doi.org/10.3390/en14144278>.
- [48] A.S. Budiman, G. Illya, V. Handara, W.A. Caldwell, C. Bonelli, M. Kunz, N. Tamura, D. Verstraeten, Enabling thin silicon technologies for next generation c-Si solar PV renewable energy systems using synchrotron X-ray microdiffraction as stress and crack mechanism probe, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 130 (2014) 303–308. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2014.07.029>.
- [49] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K.A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. Van Iseghem, Performance and reliability of photovoltaic systems, *Review of Failures of Photovoltaic Modules*, Mar (2014).
- [50] X.F. Brun, S.N. Melkote, Analysis of stresses and breakage of crystalline silicon wafers during handling and transport, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 93 (2009) 1238–1247. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2009.01.016>.
- [51] J. Teubner, C. Buerhop, T. Pickel, J. Hauch, C. Camus, C.J. Brabec, Quantitative assessment of the power loss of silicon PV modules by IR thermography and its dependence on data-filtering criteria, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 27 (2019) 856–868. <https://doi.org/10.1002/pip.3175>.
- [52] A. Fairbrother, N. Phillips, X. Gu, Degradation processes and mechanisms of backsheets, in: *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*, Elsevier, 2019: pp. 153–174. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811545-9.00007-0>.
- [53] W. Gambogi, S. MacMaster, B.-L. Yu, T. Felder, H. Hu, K.R. Choudhury, T.J. Trout, D.P. Solutions, Sequential testing that better predicts field performance, in: *Atlas-NIST Workshop 2017*, 2017.
- [54] M. Usama Siddiqui, A.F.M. Arif, L. Kelley, S. Dubowsky, Three-dimensional thermal modeling of a photovoltaic module under varying conditions, *Solar Energy* 86 (2012) 2620–2631. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.05.034>.
- [55] B. Limane, C. Ould-Lahoucine, S. Diaf, Modeling and simulation of the thermal behavior and electrical performance of PV modules under different environment and operating conditions, *Renew Energy* 219 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119420>.
- [56] S. Kurtz, K. Whitfield, D. Miller, J. Joyce, J. Wohlgemuth, M. Kempe, N. Dhere, N. Bosco, T. Zgonena, Evaluation of high-temperature exposure of rack-mounted photovoltaic modules, in: *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, IEEE, 2009: pp. 2399–2404.
- [57] A.M. Muzathik, Photovoltaic modules operating temperature estimation using a simple correlation, *International Journal of Energy Engineering* 4 (2014) 151.
- [58] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, P. Poggi, Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance, *Renew Energy* 31 (2006) 553–567. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.03.010>.
-

-
- [59] D.L. King, J.A. Kratochvil, W.E. Boyson, Photovoltaic array performance model. United States, Department of Energy, Sandia National Laboratories;, (2004).
- [60] E. Skoplaki, A.G. Boudouvis, J.A. Palyvos, A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 92 (2008) 1393–1402. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016>.
- [61] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, J. Wirth, Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 95 (2011) 1638–1646. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2011.01.020>.
- [62] G. Notton, C. Cristofari, M. Mattei, P. Poggi, Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences, *Appl Therm Eng* 25 (2005) 2854–2877. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.02.008>.
- [63] S.P. Aly, S. Ahzi, N. Barth, B.W. Figgis, Two-dimensional finite difference-based model for coupled irradiation and heat transfer in photovoltaic modules, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 180 (2018) 289–302. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.06.055>.
- [64] S.P. Aly, S. Ahzi, N. Barth, A. Abdallah, Using energy balance method to study the thermal behavior of PV panels under time-varying field conditions, *Energy Convers Manag* 175 (2018) 246–262. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.09.007>.
- [65] F. Li, W. Wu, Coupled electrical-thermal performance estimation of photovoltaic devices: A transient multiphysics framework with robust parameter extraction and 3-D thermal analysis, *Appl Energy* 319 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119249>.
- [66] N. Dabaghzadeh, M. Eslami, Temperature distribution in a photovoltaic module at various mounting and wind conditions: A complete CFD modeling, *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 11 (2019). <https://doi.org/10.1063/1.5114895>.
- [67] H. Lu, W. Zhao, Effects of particle sizes and tilt angles on dust deposition characteristics of a ground-mounted solar photovoltaic system, *Appl Energy* 220 (2018) 514–526. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.095>.
- [68] R. Xu, K. Ni, Y. Hu, J. Si, H. Wen, D. Yu, Analysis of the optimum tilt angle for a soiled PV panel, *Energy Convers Manag* 148 (2017) 100–109. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.05.058>.
- [69] M.A.A. Mamun, M.M. Islam, M. Hasanuzzaman, J. Selvaraj, Effect of tilt angle on the performance and electrical parameters of a PV module: Comparative indoor and outdoor experimental investigation, *Energy and Built Environment* 3 (2022) 278–290. <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.02.001>.
- [70] S. Khanna, K.S. Reddy, T.K. Mallick, Performance analysis of tilted photovoltaic system integrated with phase change material under varying operating conditions, *Energy* 133 (2017) 887–899. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.150>.

-
- [71] Z. Zhang, M. Wu, Y. Lu, C. Xu, L. Wang, Y. Hu, F. Zhang, The mathematical and experimental analysis on the steady-state operating temperature of bifacial photovoltaic modules, *Renew Energy* 155 (2020) 658–668. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.121>.
 - [72] H. Nisar, A. Kashif Janjua, H. Hafeez, S. shakir, N. Shahzad, A. Waqas, Thermal and electrical performance of solar floating PV system compared to on-ground PV system-an experimental investigation, *Solar Energy* 241 (2022) 231–247. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.05.062>.
 - [73] H.J. Williams, K. Hashad, H. Wang, K. Max Zhang, The potential for agrivoltaics to enhance solar farm cooling, *Appl Energy* 332 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120478>.
 - [74] I.M. Peters, A.M. Nobre, Deciphering the thermal behavior of floating photovoltaic installations, *Solar Energy Advances* 2 (2022) 100007. <https://doi.org/10.1016/j.seja.2021.100007>.
 - [75] K. Ganesan, D.P. Winston, S. Sugumar, S. Jegan, Performance analysis of n-type PERT bifacial solar PV module under diverse albedo conditions, *Solar Energy* 252 (2023) 81–90. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.01.020>.
 - [76] K. Ganesan, D.P. Winston, S. Sugumar, T.H. Prasath, Performance investigation of n-type PERT bifacial solar photovoltaic module installed at different elevations, *Renew Energy* 227 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120526>.
 - [77] I. Lamaamar, A. Tilioua, M.A. Hamdi Alaoui, Thermal performance analysis of a poly c-Si PV module under semi-arid conditions, *Mater Sci Energy Technol* 5 (2022) 243–251. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2022.03.001>.
 - [78] J. Zhou, Q. Yi, Y. Wang, Z. Ye, Temperature distribution of photovoltaic module based on finite element simulation, *Solar Energy* 111 (2015) 97–103. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.10.040>.
 - [79] J. cheng Zhou, Z. Zhang, H. jian Liu, Q. Yi, Temperature distribution and back sheet role of polycrystalline silicon photovoltaic modules, *Appl Therm Eng* 111 (2017) 1296–1303. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.10.095>.
 - [80] Y. Du, W. Tao, Y. Liu, J. Jiang, H. Huang, Heat transfer modeling and temperature experiments of crystalline silicon photovoltaic modules, *Solar Energy* 146 (2017) 257–263. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.049>.
 - [81] M.S. Abd-Elhady, Z. Serag, H.A. Kandil, An innovative solution to the overheating problem of PV panels, *Energy Convers Manag* 157 (2018) 452–459. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.017>.
 - [82] W. Gu, T. Ma, M. Li, L. Shen, Y. Zhang, A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic module, *Appl Energy* 258 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114075>.
 - [83] M. Mehdi, N. Ammari, A. Alami Merrouni, H. El Gallassi, M. Dahmani, A. Ghennioui, An experimental comparative analysis of different PV technologies performance including the
-

- influence of hot-arid climatic parameters: Toward a realistic yield assessment for desert locations, *Renew Energy* 205 (2023) 695–716. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.082>.
- [84] L. Yixian, A.A.O. Tay, Finite element thermal stress analysis of a solar photovoltaic module, in: 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, IEEE, 2011: pp. 3179–3184.
- [85] Q.Z. Zhang, B.F. Shu, M.B. Chen, Q.B. Liang, C. Fan, Z.Q. Feng, P.J. Verlinden, Numerical investigation on residual stress in photovoltaic laminates after lamination, *Russian Journal of Pacific Geology* 9 (2015) 655–662. <https://doi.org/10.1007/s12206-015-0125-y>.
- [86] W.J.R. Song, S.K. Tippabhotla, A.A.O. Tay, A.S. Budiman, Effect of interconnect geometry on the evolution of stresses in a solar photovoltaic laminate during and after lamination, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 187 (2018) 241–248. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.07.026>.
- [87] S.K. Tippabhotla, W.J.R. Song, A.A.O. Tay, A.S. Budiman, Effect of encapsulants on the thermomechanical residual stress in the back-contact silicon solar cells of photovoltaic modules – A constrained local curvature model, *Solar Energy* 182 (2019) 134–147. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.02.028>.
- [88] L.C. Rendler, P. Romer, A.J. Beinert, J. Walter, S. Stecklum, A. Kraft, U. Eitner, S. Wiese, Thermomechanical stress in solar cells: Contact pad modeling and reliability analysis, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 196 (2019) 167–177. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.03.041>.
- [89] H. Shin, E. Han, N. Park, D. Kim, Thermal residual stress analysis of soldering and lamination processes for fabrication of crystalline silicon photovoltaic modules, *Energies (Basel)* 11 (2018). <https://doi.org/10.3390/en1123256>.
- [90] P.C. Hsiao, Z. Wang, Y. Li, N. Song, J. Lv, C. Zhu, A. Lennon, Strategies for minimizing induced thermomechanical stress in glass–glass PV modules with half cells identified using finite element modelling, *Solar Energy* 255 (2023) 60–70. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.03.020>.
- [91] M.U. Siddiqui, A.F.M. Arif, Electrical, thermal and structural performance of a cooled PV module: Transient analysis using a multiphysics model, *Appl Energy* 112 (2013) 300–312. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.06.030>.
- [92] O. Hasan, A.F.M. Arif, M.U. Siddiqui, Finite element modeling and analysis of photovoltaic modules, in: ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Proceedings (IMECE), 2012: pp. 495–505. <https://doi.org/10.1115/IMECE2012-89429>.
- [93] O. Hasan, A.F.M. Arif, Performance and life prediction model for photovoltaic modules: Effect of encapsulant constitutive behavior, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 122 (2014) 75–87. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.11.016>.
- [94] S.P. Aly, S. Ahzi, N. Barth, A. Abdallah, Numerical analysis of the reliability of photovoltaic modules based on the fatigue life of the copper interconnects, *Solar Energy* 212 (2020) 152–168. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.021>.

-
- [95] S.S. Akhtar, K. Raza, A.F.M. Arif, K.S. Al-Athel, Simulation Led Performance Evaluation and Design of Polymer Composite for Encapsulation of Low-Concentration Photovoltaic Modules, *J Mater Eng Perform* 30 (2021) 8242–8256. <https://doi.org/10.1007/s11665-021-05999-4>.
 - [96] M.A.M. Ramli, S. Twaha, Y.A. Al-Turki, Investigating the performance of support vector machine and artificial neural networks in predicting solar radiation on a tilted surface: Saudi Arabia case study, *Energy Convers Manag* 105 (2015) 442–452. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.07.083>.
 - [97] R. Singh, S. Kumar, A. Gehlot, R. Pachauri, An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018) 3263–3278. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.018>.
 - [98] A.S. Aziz, M.F.N. Tajuddin, M.R. Adzman, M.A.M. Ramli, Impacts of albedo and atmospheric conditions on the efficiency of solar energy: a case study in temperate climate of Choman, Iraq, *Environ Dev Sustain* 23 (2021) 989–1018. <https://doi.org/10.1007/s10668-019-00568-1>.
 - [99] J.A. Duffie, W.A. Beckman, N. Blair, *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind*, 5th ed., John Wiley & Sons, New Jersey, 2020.
 - [100] S.A.M. Maleki, H. Hizam, C. Gomes, Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: Models re-visited, *Energies* (Basel) 10 (2017). <https://doi.org/10.3390/en10010134>.
 - [101] M. Brogren, P. Nostell, B. Karlsson, Optical efficiency of a PV–thermal hybrid CPC module for high latitudes, *Solar Energy* 69 (2001) 173–185. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(01\)00066-4](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(01)00066-4).
 - [102] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, *Solar Energy* 80 (2006) 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>.
 - [103] D.L. Evans, Simplified method for predicting photovoltaic array output, *Solar Energy* 27 (1981) 555–560. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(81\)90051-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(81)90051-7).
 - [104] Sharp ND210E1F - Gehrlicher Solar, (n.d.). <https://studylib.net/doc/18701357/sharp-nd210e1f---gehrlicher-solar> (accessed May 13, 2022).
 - [105] K. Avraham I, E. Efim G, W. Gerd, L. Timo, Simulation study of a solar collector with a selectively coated polymeric double walled absorber plate, *Energy Conversion and Management* 43 (2002) 651–671.
 - [106] S. Armstrong, W.G. Hurley, A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions, *Appl Therm Eng* 30 (2010) 1488–1495. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.03.012>.
 - [107] W. C. Swinbank, Long-wave radiation from clear skies, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* 89 (1963) 339–348.
-

-
- [108] W.M. Kays, M.E. Crawford, Convective Heat and Mass Transfer, 2nd ed., McGraw-Hill, New York, 1987.
- [109] T.S. Chen, H.-C. Tien, B.F. Armaly, Natural convection on horizontal, inclined, and vertical plates with variable surface temperature or heat flux, *Int J Heat Mass Transf* 29 (1986) 1465–1478. [https://doi.org/10.1016/0017-9310\(86\)90061-X](https://doi.org/10.1016/0017-9310(86)90061-X).
- [110] Tetsu Fujii, Hideaki Imura, Natural-convection heat transfer from a plate with arbitrary inclination, *Int J Heat Mass Transf* 15 (1972) 755–764.
- [111] S.W. Churchill, H.H.S. Chu, Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a vertical plate, *Int J Heat Mass Transf* 18 (1975) 1323–1329.
- [112] İ. Ceylan, S. Yilmaz, Ö. İnanç, A. Ergün, A.E. Gürel, B. Acar, A. İlker Aksu, Determination of the heat transfer coefficient of PV panels, *Energy* 175 (2019) 978–985. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.152>.
- [113] T.L. Bergman, F.P. Incropera, D.P. Dewitt, A.S. Lavine, Fundamentals of heat and mass transfer, 7th ed., John Wiley & Sons, 2011.
- [114] S.P. Aly, S. Ahzi, N. Barth, A. Abdallah, Using energy balance method to study the thermal behavior of PV panels under time-varying field conditions, *Energy Convers Manag* 175 (2018) 246–262. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.09.007>.
- [115] B. Benabdelkrim, T. Ghaitaoui, A. Benatillah, Analysis and Evaluation of Climatic Conditions Effect on Amorphous Silicon PV Module, *Journal of Nano- and Electronic Physics* 12 (2020) 1–5. [https://doi.org/10.21272/jnep.12\(5\).05010](https://doi.org/10.21272/jnep.12(5).05010).
- [116] S.P. Aly, S. Ahzi, N. Barth, Effect of physical and environmental factors on the performance of a photovoltaic panel, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 200 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.109948>.
- [117] O. Hasan, A.F.M. Arif, Performance and life prediction model for photovoltaic modules: Effect of encapsulant constitutive behavior, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 122 (2014) 75–87. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.11.016>.
- [118] F. Cverna, ASM Ready Reference: Thermal properties of metals, Asm International, 2002.
- [119] S. Rudtsch, U. Hammerschmidt, Intercomparison of measurements of the thermophysical properties of polymethyl methacrylate, *Int J Thermophys* 25 (2004) 1475–1482.
- [120] A.F. Bower, Applied Mechanics of Solids, Taylor & Francis Group, 2018. <https://books.google.dz/books?id=l6iXtQEACAAJ>.
- [121] U. Eitner, P.P. Altermatt, M. Köntges, R. Meyer, R. Brendel, A modeling approach to the optimization of interconnects for back contact cells by thermomechanical simulations of photovoltaic modules, in: Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2008: pp. 2815–2817.
-

-
- [122] Y. Lee, A.A.O. Tay, Stress analysis of silicon wafer-based photovoltaic modules under IEC 61215 mechanical load test, in: *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2013: pp. 265–271. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.067>.
 - [123] M. Pander, S. Dietrich, S.-H. Schulze, U. Eitner, M. Ebert, Thermo-mechanical assessment of solar cell displacement with respect to the viscoelastic behaviour of the encapsulant, in: *2011 12th Intl. Conf. on Thermal, Mechanical & Multi-Physics Simulation and Experiments in Microelectronics and Microsystems*, IEEE, 2011: pp. 1–6.
 - [124] U. Eitner, S. Kajari-Schröder, M. Köntges, H. Altenbach, Thermal stress and strain of solar cells in photovoltaic modules, in: *Shell-like Structures*, Springer, 2011: pp. 453–468.
 - [125] M. Paggi, S. Kajari-Schröder, U. Eitner, Thermomechanical deformations in photovoltaic laminates, *Journal of Strain Analysis for Engineering Design* 46 (2011) 772–782. <https://doi.org/10.1177/0309324711421722>.
 - [126] Y. Xiong, *Toute la résistance des matériaux: formulaire pratique, rappels de cours, méthodes*, Xiong, 2006. https://books.google.dz/books?id=zL_WPAAACAAJ.
 - [127] C.A. Tschoegl, N.W. Tschoegl, *The Phenomenological Theory of Linear Viscoelastic Behavior: An Introduction*, Springer Berlin Heidelberg, 2012. <https://books.google.dz/books?id=7Kf7CAAAQBAJ>.
 - [128] K.G. Lyon, G.L. Salinger, C.A. Swenson, G.K. White, Linear thermal expansion measurements on silicon from 6 to 340 K*, 1977.
 - [129] R.B. Roberts, Thermal expansion reference data: silicon 300-850 K, *J Phys D Appl Phys* 14 (1981) L163.
 - [130] U. Eitner, *Thermomechanics of photovoltaic modules (PhD dissertation)*, Centre for Engineering Sciences, Martin Luther University of Halle-Wittenberg, Germany, 2011.
 - [131] U. Eitner, M. Köntges, R. Brendel, Use of digital image correlation technique to determine thermomechanical deformations in photovoltaic laminates: Measurements and accuracy, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 94 (2010) 1346–1351. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.03.028>.
 - [132] R. Meier, F. Kraemer, S. Wiese, K.-J. Wolter, J. Bagdahn, Reliability of copper-ribbons in photovoltaic modules under thermo-mechanical loading, in: *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, IEEE, 2010: pp. 1283–1288.
 - [133] Solar Charge, (n.d.). <https://solarcharge.com.au/docs/BP80Watt.pdf> (accessed June 14, 2022).
 - [134] First Solar FS-4120-3 (120W) Solar Panel, (n.d.). <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/First-Solar/3898/FS-4120-3/specification-data-sheet.html> (accessed June 14, 2022).
-

-
- [135] EnergyPal, (n.d.). <https://cdn.energypal.com/panels/tps-113-45/energypal-solar-panel-spec-datasheet-topray-solar-tps-113-tps-113-45.pdf> (accessed June 14, 2022).
- [136] N. Bosco, M. Springer, X. He, Viscoelastic Material Characterization and Modeling of Photovoltaic Module Packaging Materials for Direct Finite-Element Method Input, *IEEE J Photovolt* 10 (2020) 1424–1440. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3005086>.
- [137] I.M. Slauch, H. Gandhi, R.E. Kumar, T. Sidawi, J. Tracy, R.K. Choudhury, R. Meier, D.P. Fenning, M.I. Bertoni, In-situ determination of moisture- and temperature-driven deflection of an encapsulated Si photovoltaic cell, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 254 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112262>.
- [138] C.H. Siow, R.H.G. Tan, T.S. Babu, 8 - Modeling and comparative study of half-cut cell and standard cell photovoltaic modules under partial shading conditions, in: S. Motahhir, M.E.H. Assad (Eds.), *Performance Enhancement and Control of Photovoltaic Systems*, Elsevier, 2024: pp. 161–180. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-443-13392-3.00008-6>.
- [139] O. Ketfi, M. Merzouk, N.K. Merzouk, M. Bourouis, Étude de faisabilité et évaluation de la performance des systèmes de refroidissement à absorption eau–LiBr à faible capacité fonctionnant dans différentes zones climatiques algériennes, *International Journal of Refrigeration* 82 (2017) 36–50. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2017.07.002>.
- [140] B. Limane, C. Ould-Lahoucine, S. Guenfoud, S. Diaf, D.F. Laefer, Detailed modeling and numerical analysis of thermo mechanical stresses in the crystalline silicon and thin film PV modules under varying climatic conditions, *Thermal Science and Engineering Progress* 52 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2024.102625>.