



ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication et de
Conversion Photovoltaïque



Thèse de Doctorat

En Electronique

Présentée par
Billel BOUMAARAF

Thème

Conception, étude et réalisation d'une nouvelle configuration de capteur solaire hybride photovoltaïque thermique

Soutenu publiquement le 10/01/2021, devant le jury composé de :

M.	C. LARBES	Professeur	ENP	Président
M.	M. S. AIT CHEIKH	Professeur	ENP	Directeur de thèse
M.	K. TOUAFEK	Directeur de recherche	URAER	Co-Directeur de thèse
M.	M. HADDADI	Professeur	ENP	Examineur
Mme.	A. BOUKHELIFA	Professeur	USTHB	Examinatrice
Mme.	L. HASSAINE	Maître de Recherche	CDER	Examinatrice



ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication et de
Conversion Photovoltaïque



Thèse de Doctorat

En Electronique

Présentée par
Billel BOUMAARAF

Thème

Conception, étude et réalisation d'une nouvelle configuration de capteur solaire hybride photovoltaïque thermique

Soutenu publiquement le 10/01/2021, devant le jury composé de :

M.	C. LARBES	Professeur	ENP	Président
M.	M. S. AIT CHEIKH	Professeur	ENP	Directeur de thèse
M.	K. TOUAFEK	Directeur de recherche	URAER	Co-Directeur de thèse
M.	M. HADDADI	Professeur	ENP	Examineur
Mme.	A. BOUKHELIFA	Professeur	USTHB	Examinatrice
Mme.	L. HASSAINE	Maître de Recherche	CDER	Examinatrice

‘Le soleil ne se lève que pour celui qui va à sa rencontre’

Henri Le Saux

هذا العمل هو جزء من دراسة نموذج أولي جديد لمجمع الطاقة الشمسية الكهروضوئية الهجين (PV/T) لتحسين الإنتاجية الكهربائية والحرارية، والهدف الرئيسي هو زيادة الطاقة الكهربائية وتقليل الخسائر الحرارية للنظام.

تحقيقاً لهذه الغاية، تم تطوير نموذج رياضي وتفصيله على أساس معادلات نقل الحرارة المتوازنة والخواص الكهربائية والمعلمات الحرارية الفيزيائية لرسم سلوك الطاقة لمجمع الطاقة الشمسية الهجين PV/T الكلاسيكي وتقدير أدائه بعناية. بالإضافة إلى ذلك، تم دراسة تأثير متغيرات الأرصاد الجوية وبعض المتغيرات الحرارية الفيزيائية عليه، تمت مقارنة نتائج المحاكاة والتحقق من صحتها بنجاح مع نتائج تجريبية لنموذج كلاسيكي منجز تحت نفس ظروف التشغيل.

بعد ذلك، تم تصميم نموذج أولي جديد بتكوين جديد واختباره في الهواء الطلق، ويتم تقييم أداء الطاقة والتحقق من صحته أولاً مقابل المجمع الكلاسيكي الذي تمت دراسته وأيضاً مقابل الأعمال السابقة الأخرى في الأدبيات. في الواقع، وفقاً للنتائج التي تم العثور عليها، زادت الكهرباء المنتجة من النموذج الأولي الجديد بنسبة 2٪ تقريباً وكذلك انخفضت درجة الحرارة القصوى للخلايا بنسبة 20.1 درجة مئوية مقارنة بالمولد الكهروضوئي المرجعي. بالإضافة إلى ذلك، تؤدي الحرارة المستغلة في المجمع الجديد إلى التكيف تماماً مع التسخين في درجات حرارة منخفضة، وزادت الكفاءة الحرارية إلى 74.3٪. نتيجة لذلك، يتم تقليل فقد الطاقة الإجمالي لنفس النظام بشكل كبير إلى 16٪.

في الختام، تظهر نتائج هذا البحث أن المجمع الجديد المقدم يمكن أن يثري أنظمة الطاقة الشمسية ويكون حلاً فعالاً للمنازل في السنوات القادمة.

الكلمات الدالة: PV/T ; GPV ; نموذج رقمي; تكوين; أداء طاقي; اختبارات.

Summary

This thesis work is part of a study of a new prototype of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) solar collector to improve its electrical and thermal yields, the main objective is to maximize electrical power and minimize the thermal losses of the system.

To this end, a mathematical model has been developed and detailed on the basis of equilibrium heat transfer equations, electrical properties and thermo-physical parameters to draw the energy behavior of a classic PV/T hybrid solar collector and carefully estimate its performance. In addition, the influence of meteorological parameters and some thermo-physical parameters on the classic PV/T hybrid solar collector is studied. The results of the simulation were compared and successfully validated thanks to the experimental results under the same operating conditions.

Then, a new prototype with a new configuration is designed and tested outdoors, its energy performance is evaluated and validated first against the classic PV/T collector studied and also against other previous work in the literature. Indeed, according to the results found, the electricity produced from the new prototype increased almost by 2% as well as the maximum temperature of the cells decreased by 20.1 °C compared to the reference photovoltaic generator. In addition, the heat exploited in the new collector results in a water temperature at the outlet perfectly adaptable to heating at low temperatures, the thermal efficiency increased to 74.3%. As a result, the overall energy loss of the same system is significantly reduced to 16%.

In conclusion, the results of this research show that the new collector presented could enrich the state of the art of PV/T systems and be an efficient energy solution for individual housing in the years to come.

Keywords: PV/T ; GPV ; numerical model; configuration; energetic performance; testing.

Résumé

Ce travail de thèse s'inscrit dans le cadre d'une étude d'un nouveau prototype de capteur solaire hybride photovoltaïque thermique (PV/T) pour améliorer ses rendements électrique et thermique, L'objectif principal est de maximiser la puissance électrique et de minimiser les pertes thermiques du système.

À cet effet, un modèle mathématique a été développé et détaillé sur la base d'équations d'équilibre de transfert de chaleur, de propriétés électriques et de paramètres thermo-physiques pour dessiner le comportement énergétique d'un capteur solaire hybride classique PV/T et estimer soigneusement ses performances. De plus, l'influence des paramètres météorologiques et de quelques paramètres thermo-physiques sur le capteur solaire hybride classique PV/T est étudiée. Les résultats de la simulation ont été comparés et validés avec succès grâce aux résultats expérimentaux dans les mêmes conditions opératoires.

Ensuite, un nouveau prototype avec une nouvelle configuration est conçu et testé en extérieur, sa performance énergétique est évaluée et validée en premier lieu par rapport le capteur classique PV/T étudié et aussi par rapport d'autres travaux antérieurs présents dans la littérature. En effet, selon les résultats trouvés, l'électricité produite du nouveau prototype a augmenté presque de 2% ainsi que la température maximale des cellules diminuée de 20,1°C par rapport au générateur photovoltaïque témoin. De plus, la chaleur exploitée dans le nouveau capteur résulte une température d'eau à la sortie parfaitement adaptable au chauffage à basse température, le rendement thermique est passé à 74,3%. En conséquence, la perte d'énergie globale du même système est considérablement réduite pour atteindre 16%.

En conclusion, les résultats de cette recherche montrent que le nouveau capteur présenté pourrait enrichir l'état de l'art des capteurs PV/T et être efficacement une solution énergétique pour les logements individuels dans les années à venir.

Mots-clés: PV/T ; GPV ; modèle numérique ; configuration; performance énergétique; expérimentation.

AVANT-PROPOS & REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé au sein de laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque (**LDCCP**) de l'École Nationale Polytechnique (**ENP**) en collaboration avec l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables (**URAER**) de Ghardaïa.

Au terme de ce travail, je tiens à remercier **ALLAH** tout-puissant, de m'avoir donné la force et le courage d'accomplir ce travail.

Je remercie très vivement mon Directeur de thèse Monsieur **M.S. AIT-CHEIKH**, Professeur à l'**ENP**, pour son orientation et sa disponibilité, aussi pour la confiance et la compréhension qui m'a toujours manifesté.

Je tiens à remercier mon Co-Directeur de thèse Monsieur **K. TOUAFEK**, Directeur de recherche à l'**URAER**, pour ses encouragements qui ont été pour moi une source de motivation.

Je remercie également le Directeur du **LDCCP**, Monsieur le Professeur **C. LARBES**, qui nous a fait l'honneur d'accepter la présidence du jury lors de la soutenance de mes travaux.

Je remercie sincèrement Monsieur **M. HADDADI**, Professeur à l'**ENP** et membre du **LDCCP**, pour la confiance et l'honneur qu'il me fait en acceptant de participer à ce jury.

Je tiens à exprimer mes remerciements les plus sincères à Madame **A. BOUKHELIFA**, Professeur et membre du laboratoire d'Instrumentation (**LINS**) à l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (**USTHB**); qu'elle trouve ici ma profonde reconnaissance pour sa participation au sein du Jury.

Mes remerciements s'adressent aussi à Madame **L. HASSAINE**, Maître de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables (**CDER**) d'avoir accepté de faire partie de ce Jury.

Je voudrais également exprimer ma vive reconnaissance à Monsieur **M. ADNANE**, Maître de conférences à l'**ENP**, pour son soutien permanent, et à tous les membres du **LDCCP**.

Enfin, J'exprime toute ma gratitude à mes enseignants, qui m'ont procuré leur savoir-faire pendant mes études.

DEDICACES

Je dédie ce travail à :

La Mémoire de mes grands-mères et mes grands-pères,

Mes très chers parents,

Mes chers frères, sœurs et belles sœurs,

Mes neveux et nièces,

Toute la famille **BOUMAARAF**,

Tous mes amis,

Tous mes collègues,

Tous ceux qui me sont chers, qu'ils trouvent tous ici
l'expression de ma reconnaissance et gratitude.

Billel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES

Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des Symboles & Acronymes	
Introduction générale	27

Chapitre I

Généralités : Etat de l'art & synthèse bibliographique

I.1. Introduction	31
I.2. Contexte énergétique	31
I.2.1. Evolution annuelle des énergies fossiles en Algérie	32
I.2.2. Consommation nationale de gaz naturel	33
I.2.3. Production nationale d'électricité	34
I.2.4. Consommation nationale d'énergie finale	35
I.2.5. Limitation des réserves énergétiques de l'Algérie	35
I.2.6. Effet de serre	36
I.2.7. Vision du gouvernement algérien pour zéro émission de CO ₂ à l'horizon 2030	37
I.3. Energies renouvelables	37
I.3.1. Energie du vent	37
I.3.2. Energie de l'eau	38
I.3.3. Biomasse	38
I.3.4. Géothermie	39
I.3.5. Energie solaire	39
I.4. Capteurs solaire hybride photovoltaïque thermique	41
I.4.1. Transferts thermiques	41
I.4.2. Synthèse bibliographique	46
I.5. Conclusion	64

Chapitre II

Générateur photovoltaïque : Etude théorique & simulation

II.1. Introduction	66
II.2. Cellules photovoltaïques	66
II.2.2.1. Modèle à une diode	68

II.2.2.2. Modèle à deux diodes	69
II.3. Générateur photovoltaïque	70
II.4. Simulation des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque	71
II.5. Caractéristiques électriques du GPV type UDTS-50	73
II.6. Influence des paramètres météorologiques sur le fonctionnement du GPV	74
II.6.1. Influence de l'éclairement	74
II.6.2. Influence de la température	76
II.6.3. Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement	79
II.7. Influence des paramètres internes de la cellule PV sur le fonctionnement du GPV	80
II.7.1. Influence de la résistance série	81
II.7.2. Influence de la résistance shunt	81
II.7.3. Influence de la variation simultanée des résistances série et shunt	82
II.8. champ photovoltaïque	83
II.9. Protection des cellules	83
II.9.1. Protection lors de la mise en parallèle des cellules PV	84
II.9.2. Protection lors de la mise en série des cellules PV	84
II.10. Étage d'adaptation	84
II.10.1. Convertisseurs continu/continu (DC/DC)	85
II.10.2. Convertisseur Buck-Boost	86
II.10.3. Méthode par perturbation et observation (P&O)	87
II.10.4. Tests de robustesse vis à vis des paramètres météorologiques	88
II.10.5. Effet du changement de pas d'incrément	96
II.11. Conclusion	96

Chapitre III

Capteur solaire hybride photovoltaïque thermique : Théorie & étude numérique

III. 1. Introduction	98
III.2. Modèle thermique	98
III.2.1. Hypothèses	99
III.2.2. Bilan énergétique	99
III.3. Coefficients de transfert thermique	104
III.3.1. Coefficient de transfert de chaleur radiatif	105
III.3.2. Coefficient de transfert de chaleur par convection	106
III.3.3. Coefficient de transfert de chaleur par conduction	107
III.3.4. Coefficient global de pertes thermiques	107

III.4. Rendement	108
III.4.1. Rendement thermique	108
III.4.2. Rendement électrique	109
III.4.3. Rendement thermique globale	109
III.4.4. Rendement globale	109
III.5. Simulation du modèle	109
III.5.1. Déclaration des données constantes	109
III.5.2. Déclaration des données Variables	111
III.5.3. Résolution des équations différentielles	111
III.5.4. Méthodologie de simulation	111
III.5.5. Affichage des résultats	111
III.6. Résultats et discussion	113
III.6.1. Conditions météorologiques	113
III.6.2. Distribution de la température	113
III.6.3. Effet des paramètres météorologiques	114
III.6.4. Effet des paramètres thermo-physiques	116
III.6.5. Performances énergétiques et analyse des évolutions	120
III.7. Conclusion	121

Chapitre IV

Capteur solaire hybride photovoltaïque thermique : Etude expérimentale

IV.1. Introduction	123
IV.2. Validation expérimentale	123
IV.2.1 Méthodologie et montage expérimental	123
IV.2.1.1 Description du prototype	123
IV.2.1.2. Instruments de mesure	124
IV.2.1.3. Localisation géographique	125
IV.2.2. Tests expérimentaux	126
IV.2.2.1. Caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque	127
IV.2.2.2. Validation du modèle numérique	128
IV.2.2.3. Comparaison expérimentale GPV-PV/T	131
IV.3. Contribution à l'amélioration de performance de capteur PV/T	133
IV.3.1. Expérimentation	133
IV.3.1.2. Générateur photovoltaïque utilisé	133
IV.3.1.3. Description de prototype du nouveau capteur PV/T	134

IV.3.1.4. Localisation géographique	135
IV.3.1.5. Dispositifs de mesure et procédure du test	136
IV.3.2. Résultats et discussions	137
IV.3.2.1. Données météorologiques	137
IV.3.2.2. Caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque témoin	138
IV.3.2.3. Variation de différentes températures	138
IV.3.2.4. Analyse des performances quotidiennes	139
IV.3.2.5. Comparaison avec des travaux antérieurs	142
IV.4. Conclusion	143
Conclusion générale & perspectives	146
Bibliographie	150
Annexes	165

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1.	Quelques valeurs de conductivité thermique de certains métaux à température 20°C	42
Tableau I.2.	Propriétés de l'air à certaines températures	42
Tableau I.3.	Propriétés de l'eau à certaines températures	43
Tableau I.4.	Nombre de Prandtl des gaz courants à 100°C	44
Tableau I.5.	Nombre de Prandtl de quelques liquides à différentes températures	45
Tableau I.6.	Facteurs d'émissivité de certains matériaux courants	46
Tableau I.7.	Valeurs de précision avec plusieurs techniques prédictives	58
Tableau II.1.	Différentes technologies des cellules photovoltaïques	67
Tableau II.2.	Différents cas pour la variation simultanée de la température et de l'éclairement	80
Tableau III.1.	Valeurs de paramètres thermo-physiques de différentes couches du capteur solaire hybride	110
Tableau III.2.	Rendements électrique, thermique et solaire absorbé par rapport le rayonnement solaire incident	119
Tableau IV.1.	Liste des instruments de mesure et leurs caractéristiques	125
Tableau IV.2.	Données météorologiques mensuelles du site géographique d'URAER, CDER, Ghardaïa	126
Tableau IV.3.	Paramètres physiques et électriques du générateur GPV "UDTS50" aux conditions d'essai standard (STC)	127
Tableau IV.4.	Valeurs des paramètres électriques du GPV	134
Tableau IV.5.	Données météorologiques mensuelles du site géographique de l'ENP	136
Tableau IV.6.	Comparaison de l'étude actuelle avec différentes expériences dans la littérature	143

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

Figure I.1.	Carte géographique des bassins sédimentaires de l'Algérie	32
Figure I.2.	Evolution annuelle de la production des énergies fossiles en Algérie	33
Figure I.3.	Evolution annuelle de l'exportation des énergies fossiles en Algérie	33
Figure I.4.	Consommation nationale de gaz naturel	34
Figure I.5.	Variation d'énergie électrique produite selon le type d'équipement (2006-2016)	34
Figure I.6.	Structure de la consommation d'énergie finale par secteur d'activité	35
Figure. I.7.	Facteurs d'émissions des combustibles	36
Figure I.8.	Emission évitée attendu de CO ₂ (2015-2030)	37
Figure I.9.	Deux types de capteurs solaires thermiques (utilisation active de l'énergie solaire)	40
Figure I.10.	Carte annuelle moyenne de l'irradiation en Algérie	40
Figure I.11.	Schémas représentatifs des différents modèles étudiés par Hegazy	48
Figure I.12.	Capteur solaire PV/T à eau nommé SolarNor conçu par Sandnes et Rekstad	48
Figure I.13.	Vue de face du capteur solaire PV/T à eau étudié par Chow	49
Figure I.14.	Schéma d'intégration de composants solaires à la structure de façade	50
Figure I.15.	Vue d'un banc d'essai contenant le capteur hybride PV/sheet-and-tube avec un seul vitrage	50
Figure I.16.	Vue photographique du système monté à la toiture de Brockshill Environment Center	51
Figure I.17.	Vue schématique et photographique du capteur hybride PV/T et du GPV témoin	52
Figure I.18.	Vue en coupe des deux modèles PV/T-AIR modifiés avec le modèle de référence	53
Figure I.19.	Modèle typique du capteur PV/T utilisé par Da Silva et al	53
Figure I.20.	Dispositif expérimentale d'un capteur hybride PV/T à air réalisé par A.S. Joshi et al	54
Figure I.21.	Schéma représente la face avant et arrière du capteur solaire hybride PV/T développé par Dupeyrat et al	55
Figure I.22.	Variations de températures instantanées des différentes couches du capteur PV/T a tubes avec une distance entre tubes $X=0.005$ et $X=0.023$ m	55

Figure I.23.	Variation de coefficient de performance du système en fonction du temps	56
Figure I.24.	Capteur PV/T vitré à eau fabriqué au Politecnico di Milano	57
Figure I.25.	Schéma équivalent du réseau RC 1D de transfert de chaleur du capteur photovoltaïque thermique PV/T vitré	58
Figure I.26.	Illustration du mode et des zones de maillage dans l'échangeur et dans le générateur photovoltaïque du capteur étudié par Pierrick et al	59
Figure I.27.	Variations de l'efficacité exergetique en fonction du débit massique	60
Figure I.28.	Photographie de l'ensemble du système PV/T Combiné	61
Figure I.29.	Montage expérimental du système PV/T réalisé à Mashhad (Iran)	62
Figure I.30.	Variation horaire d'une efficacité exergetique globale pour capteur hybride semi-transparent avec refroidisseur thermoélectrique (PV/T-TEC) proposé, le générateur semi-transparent GPV [case- (i)] et le générateur semi-transparent avec refroidisseur thermoélectrique GPV-TEC [case- (ii)].	63
Figure I.31.	Histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électriques, thermiques et thermiques globaux respectivement pour le capteur hybride PV/T et le GPV classique	64
Figure II.1.	Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium (jonction PN)	67
Figure II.2.	Schéma électrique du modèle équivalent à une diode de la cellule photovoltaïque	68
Figure II.3.	Schéma électrique équivalent du modèle à deux diodes de la cellule photovoltaïque	70
Figure II.4.	Schéma électrique équivalent du modèle à une diode d'un GPV	70
Figure II.5.	Schéma électrique équivalent du modèle à deux diodes d'un GPV	71
Figure II.6.	Organigramme du processus de calcul des caractéristiques (I-V) & (P-V) du GPV dans le logiciel MATLAB- SIMULINK	73
Figure II.7.	Caractéristiques (I-V) & (P-V) du GPV UDTS-50	74
Figure II.8.	Influence de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension du GPV	74
Figure II.9.	Influence de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension du GPV	75
Figure II.10.	Variations de l'éclairement en fonction du temps	75
Figure II.11.	Influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension du GPV	76
Figure II.12.	Influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension	76
Figure II.13.	Influence de la température sur la caractéristique courant-tension du GPV	77

Figure II.14.	Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension du GPV	77
Figure II.15.	Variation de la température en fonction du temps	78
Figure II.16.	Influence de la température sur la caractéristique courant-tension du GPV	78
Figure II.17.	Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension du GPV	78
Figure II.18.	Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension du GPV	79
Figure II.19.	Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension du GPV	79
Figure II.20.	Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension du GPV	80
Figure II.21.	Influence de la résistance série sur la caractéristique courant-tension du GPV	81
Figure II.22.	Influence de la résistance série sur la caractéristique puissance-tension du GPV	81
Figure II.23.	Influence de la résistance shunt sur la caractéristique courant-tension du GPV	82
Figure II.24.	Influence de la résistance shunt sur la caractéristique puissance-tension du GPV	82
Figure II.25.	Influence de la variation simultanée des résistances série et shunt sur la caractéristique courant-tension du GPV	82
Figure II.26.	Influence de la variation simultanée des résistances série et shunt sur la caractéristique puissance-tension du GPV	83
Figure II.27.	Effet de la connexion série/parallèle des générateurs PV sur la caractéristique (I-V) du champ photovoltaïque	83
Figure II.28.	Association sécurisée de deux générateurs PV commerciaux en parallèles avec leurs diodes de protections	84
Figure II.29.	Schéma synoptique d'un système de poursuite du PPM	85
Figure II.30.	Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période	85
Figure II.31.	Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type Buck-Boost	86
Figure II.32.	Circuits équivalents du convertisseur Buck-Boost	86
Figure II.33.	Organigramme de l'algorithme P&O	88
Figure II.34.	Réponse de l'algorithme P&O dans les conditions standards	89
Figure II.35.	Variations de l'éclairement en fonction du temps	89
Figure II.36.	Réponse du contrôleur P&O pour une augmentation de l'éclairement	90

Figure II.37.	Evolution du point de fonctionnement du GPV lors d'une augmentation rapide de l'éclairement	91
Figure II.38.	Variations de l'éclairement en fonction du temps	91
Figure II.39.	Réponse du contrôleur P&O pour une diminution de l'éclairement	92
Figure II.40.	Evolution du point de fonctionnement du GPV lors d'une diminution de l'éclairement	92
Figure II.41.	Variation de la température en fonction du temps	93
Figure II.42.	Réponse du contrôleur P&O pour une augmentation rapide de la température	94
Figure II.43.	Evolution du PPM du GPV lors d'une augmentation de la température	94
Figure II.44.	Réponse du contrôleur P&O pour une diminution rapide de la température	95
Figure II.45.	Evolution du PPM du GPV lors d'une diminution de la température	95
Figure II.46.	Effet de changement de pas d'incrémentations sur la puissance du GPV	96
Figure III.1.	Coupe transversale du générateur photovoltaïque et du capteur solaire hybride PV/T étudié	98
Figure III.2.	Représentation schématique en 3D d'un générateur photovoltaïque	100
Figure III.3.	Représentation schématique en 3D de différents composants du capteur hybride PV/T étudié	102
Figure III.4.	Coupe transversale de la distribution de chaleur entre la plaque et le tube	403
Figure III.5.	Ecoulement du fluide dans le tube.	104
Figure III.6.	Représentation schématique des transferts thermiques dans le capteur solaire hybride PV/T	105
Figure III.7.	Schéma électrique équivalent au réseau de transfert thermique du capteur solaire hybride PV/T	108
Figure III.8.	Organigramme du processus de calcul pour le système dans le logiciel MATLAB	112
Figure III.9.	Variations des données météorologiques (rayonnement solaire, température ambiante et température du ciel) pendant la journée du test	113
Figure III.10.	Distribution horaire des températures de différentes couches du capteur solaire hybride PV/T	114
Figure III.11.	Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différentes valeurs de vitesse du vent	115
Figure III.12.	Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T avec changement du rayonnement solaire	115

Figure III.13.	Variation horaire du rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T avec changement du rayonnement solaire	116
Figure III.14.	Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T avec changement de la température ambiante	116
Figure III.15.	Variation horaire de la température des cellules PV du capteur solaire hybride PV/T pour différents épaisseurs du verre	117
Figure III.16.	Variation horaire de la température du fluide du capteur solaire hybride PV/T pour différents épaisseurs du verre	117
Figure III.17.	Variation horaire de rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différents épaisseurs de l'absorbeur	118
Figure III.18.	Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différents débits massiques	118
Figure III.19.	Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différentes surfaces	119
Figure III.20.	Variation horaire du rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T pour différentes surfaces	120
Figure III.21.	Evolution horaire des puissances absorbée, électrique et thermique du capteur solaire hybride PV/T	121
Figure III.22.	Evolution horaire des rendements thermique et électrique du capteur solaire hybride PV/T	121
Figure IV.1.	Prototype du capteur solaire hybride PV/T classique réalisé à URAER, CDER, Ghardaïa	124
Figure IV.2.	Pyranomètre de la station météorologique de l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables de Ghardaïa (URAER)	125
Figure IV.3.	Quelques instruments de mesure utilisés dans le travail : acquisition de données, charge variable, verre à débit contrôlé	125
Figure IV.4.	Localisation géographique du lieu de réalisation du prototype et de la démarche expérimentale	126
Figure IV.5.	Vue de face du prototype du capteur solaire hybride PV/T classique (à droite) et du GPV témoin (à gauche) sur la structure de contrôle pendant les tests	127
Figure IV.6.	Caractéristiques expérimentales I-V & P-V du GPV UDTS50 obtenues le jour du test à 12 h	128
Figure IV.7.	Variations simulées et expérimentales de la température de la couche du verre et de la température de la couche arrière au cours de la journée du test	129

Figure IV.8.	Variation simulée et expérimentale de la puissance thermique du capteur solaire hybride PV/T	129
Figure IV.9.	Variation simulée et expérimentale du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T	129
Figure IV.10.	Variation simulée et expérimentale de la puissance électrique du capteur solaire hybride PV/T	130
Figure IV.11.	Variation simulée et expérimentale du rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T	130
Figure IV.12.	Histogrammes de l'erreur absolue moyenne (MAE) de la température du verre, la température de l'isolant, et les rendements thermique et électrique du capteur solaire hybride PV/T classique étudié	130
Figure IV.13.	Evolution horaire expérimental du courant de court-circuit et de tension à circuit-ouvert pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T	131
Figure IV.14.	Evolution horaire expérimental de la puissance électrique pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T	132
Figure IV.15.	Evolution horaire expérimental du rendement électrique pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T	132
Figure IV.16.	Histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électriques, thermiques et thermiques globaux respectivement pour le GPV témoin et le capteur hybride PV/T	132
Figure IV.17.	Graphiques circulaires des rendements globaux et pertes énergétique quotidiens pour le GPV et le capteur solaire hybride PV/T	133
Figure IV.18.	Vue photographique du GPV sans système de refroidissement	134
Figure IV.19.	Vue photographique de quelques étapes de la conception et de la réalisation du nouveau prototype à l'ENP	135
Figure IV.20.	Localisation géographique du lieu de réalisation et des tests expérimentaux du nouveau prototype	135
Figure IV.21.	Montage expérimental établi	136
Figure IV.22.	Plateforme expérimentale de contrôle et des instruments de mesure utilisés dans le travail	137
Figure IV.23.	Mesures des données météorologiques en fonction du temps pendant la journée d'essai en plein air	137
Figure IV.24.	Caractéristiques expérimentales I-V & P-V du GPV STP050D-12/MEA obtenues le jour du test	138

Figure IV.25.	Évaluation horaire de différentes températures pendant la journée du test en extérieur	139
Figure IV.26.	Évaluation horaire de la puissance électrique des deux systèmes pendant la journée du test en extérieur	140
Figure IV.27.	Évaluation horaire de l'efficacité électrique des deux systèmes pendant la journée du test en extérieur	140
Figure IV.28.	Évaluation horaire de la puissance thermique du nouveau capteur pendant la journée du test en extérieur	140
Figure IV.29.	Évaluation horaire de l'efficacité thermique du nouveau capteur pendant la journée du test en extérieur	140
Figure IV.30.	Évaluation horaire des rendements thermiques globaux pour le GPV témoin et le nouveau capteur pendant la journée du test en extérieur	141
Figure IV.31.	Histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électriques, thermiques et thermiques globaux respectivement pour le GPV témoin et le nouveau capteur hybride PV/T	141
Figure IV.32.	Graphiques circulaires du rendement global et des pertes énergétiques quotidiens pour le GPV témoin et le nouveau capteur solaire hybride PV/T proposé	142

LISTE DES SYMBOLES & ACRONYMES

LISTE DES SYMBOLES & ACRONYMES**LISTE DES SYMBOLES****SYMBOLES LATINS**

A	: Surface (m^2);
a	: Idéarité modifiée de la diode ;
C	: Capacité du hacheur (F);
c	: Vitesse de la lumière (m/s);
C_p	: Chaleur spécifique (J/kg K);
C_f	: Rendement de conversion d'énergie électrique vers l'énergie thermique (%);
D	: Pas d'incrémentation;
E	: Eclairement simulé (W/m^2);
E_g	: Énergie de bande interdite des semi-conducteurs, 1,12 (eV) ;
F	: Facteur de vue;
f	: Fréquence (Hz);
G	: Rayonnement solaire global (W/m^2);
g	: Gravité (m/s^2);
Gr	: Nombre de Grasshoff;
h	: Coefficient de transfert de chaleur (W/m^2K);
I	: Courant (A);
I_o	: Courant de saturation inverse de la diode (A);
L	: Inductance du convertisseur (H);
l	: Distance caractéristique (m);
m	: Masse (kg);
\dot{m}	: Débit massique (kg/s);
n	: Nombre de cellules dans le GPV;
nbr	: Nombre de données;
Nu	: Nombre de Nusselt;
P	: Puissance électrique (W);
Pac	: Facteur de remplissage;
Pr	: Nombre de Prandtl;

Q : Energie de transfert de chaleur (W);

Q_{ele} : Energie électrique (W);

Q_{th} : Energie thermique (W);

R : Résistance (Ω);

Ra : Nombre de Rayleigh;

Re : Nombre de Reynold;

Res : Résultat;

r : Rayon (m);

T : Période (s), Température ($^{\circ}\text{C}$);

t : Temps (s);

V : Tension (V);

v : Vitesse (m/s);

U : Coefficient global de perte de chaleur.

SYMBOLES GRECS

ζ : Viscosité cinématique de fluide (m^2/s);

ϑ : Viscosité dynamique de fluide ($\text{Kg}/\text{m s}$);

ϕ : Diamètre de tube (m);

ζ : Coefficient de dilation thermique de l'air ($1/\text{K}$);

ξ : Rapport cyclique du hacheur;

η : Rendement (%);

λ : Conductivité thermique ($\text{W}/\text{m K}$);

λd : Longueur d'onde (m);

τ : Transmissivité;

α : Absorptivité;

ι : Réflectivité;

ρ : Densité (kg/m^3);

ε : Émissivité;

β : Coefficient de température d'efficacité des cellules photovoltaïques ($1/\text{K}$);

δ : Épaisseur (m);

μ : Coefficient de température ($\text{mA}(\text{V})/^{\circ}\text{C}$);

σ : Constante de Stefan-Boltzmann, $5,670/10^8$ ($\text{W}/\text{m}^2 \text{K}^4$);

Δ : Différence.

INDICES

- amb* : Ambient;
- abs* : Plaque absorbante;
- c* : Capacité du hacheur;
- cc* : Court-circuit;
- cell* : Cellules photovoltaïques;
- co* : circuit-ouvert;
- cond* : Conduction;
- conv* : Convection;
- d* : Diode;
- dp* : Point de rosée;
- ele* : Électrique;
- Exp, i* : Résultat expérimental;
- ext* : Extérieur;
- f* : Fluide;
- I, cc* : Courant de court-circuit;
- i* : Entrée du hacheur;
- in* : Intérieur;
- inf* : Inferieur;
- iso* : Isolant;
- G* : Générateur;
- L* : Inductance du convertisseur;
- max* : Maximal;
- o* : Sortie du hacheur;
- P* : Parallèle;
- ph* : Photo-générée;
- ppm* : Point de puissance maximum;
- pv/t* : Capteur photovoltaïque thermique ;
- r* : Rayonnement;
- ref* : Conditions de référence;
- s* : Séries;
- sh* : Shunt;
- Sim, i* : Résultat simulé;

sup : Supérieur;
ted : Tedlar;
th : Thermique;
th, ov : Thermique global;
ov : Global;
v : Verre;
V, co : Tension en circuit-ouvert.

ACRONYMES

D : Diode;
DC/DC : Convertisseur Continu/Continu;
GPV : Générateur Photovoltaïque;
K : Transistor Bi-commandable;
MAE : Erreur absolu moyen;
MPPT : Maximum Power Point Tracking;
PPM : Point de Puissance Maximum;
Poly-Si : Poly-cristallin;
P&O : Perturbation et observation;
PV : Photovoltaïque;
PV/T : Photovoltaïque/Thermique;
STC : Conditions de test standard.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les différentes sources d'énergie traditionnellement utilisées pour répondre aux besoins énergétiques domestiques ou industrielles sont souvent coûteuses, épuisables, polluantes et produisant des gaz à effet de serre qui sont le facteur principal de réchauffement climatique.

La lutte de comité international contre ce dernier est prise sérieusement au congrès de Paris en 2015. Les gouvernements ont progressé dans des domaines clés de l'action pour le climat, notamment le financement, l'adaptation, le transfert de technologie et le renforcement des capacités.

À partir de ce constat, il était nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie de remplacement qui sont les énergies renouvelables. Ces énergies, comme l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique, représentent une solution de remplacement par excellence et elles sont de plus en plus utilisées dans nos jours.

En 2011, l'Algérie a été parmi les premières à adapter un programme stratégique pour développer le domaine des énergies nouvelles et renouvelables afin de remplacer l'énergie classique. Le programme consiste à produire 22 000 MW y compris 13 575 MW (61,7%) de l'énergie solaire qui se limite seulement en énergie photovoltaïque à l'horizon 2030. sa répartition par filière et par phase est comme suite :

- Energie solaire photovoltaïque : 61,7% ;
- Energie éolienne : 22,77% ;
- CSP : 9,09% ;
- Cogénération : 1.81% ;
- Biomasse : 4,55% ;
- Géothermie : 0,068%.

D'après le programme tracé par notre pays, la meilleure façon de produire de l'énergie propre et gratuite peut être obtenue grâce au soleil. Dans ce contexte, l'Algérie possède un gisement solaire très important estimé de 13,9TWh/an d'énergie photovoltaïque et de 169,440TWh/an d'énergie thermique avec une durée annuelle moyenne d'ensoleillement de l'ordre de 2500heures.

L'énergie solaire permet de produire directement de l'électricité, grâce à des cellules photovoltaïques (ce type d'énergie prend le pourcentage le plus important du programme), et aussi de la chaleur via des capteurs thermiques. Le rayonnement solaire absorbé peut être converti en chaleur et en électricité simultanément en combinant les deux systèmes précédents.

Le capteur solaire hybride photovoltaïque/thermique est particulièrement intéressant puisqu'il s'agit d'un moyen de production décentralisée générant simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir d'une seule source d'énergie primaire. Ce moyen de production permet alors l'augmentation de l'efficacité totale de la conversion d'énergie solaire, l'uniformité architecturale dans le cas d'utilisation sur un toit, de diversifier l'approvisionnement énergétique et de rendre le consommateur producteur d'énergie. Les coûts seraient également réduits, comparés aux deux systèmes (photovoltaïque et thermique) séparément installés.

En perspective de travail, une recherche bibliographique des différents types de capteurs solaires hybrides PV/T est élaborée, nombreux résultats ont été trouvés en fonction de nombreux facteurs. Dans le présent travail nous nous sommes intéressés au système suivant :

✚ capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à eau non vitré.

Notre projet est basé sur une étude expérimentale d'un nouveau prototype de capteur PV/T avec un nouvel échangeur thermique, le but de ce travail est d'améliorer la performance du capteur PV/T existant. En commençant par une simulation numérique d'un capteur solaire hybride classique. Ensuite, une étude de certains paramètres physico-chimiques est faite pour évaluer leurs influences sur le comportement du système, ainsi, des évaluations de la performance électrique et thermique du système sont effectuées sous les conditions climatiques réelles de la ville de Ghardaïa avant d'entamer la validation expérimentale de notre modèle mathématique avec les mêmes conditions opératoires. À la fin, un nouveau prototype avec une nouvelle configuration est réalisé, testé et validé à l'École Nationale Polytechnique (ENP).

Cette thèse est divisée en quatre chapitres.

Ce travail relatif en premier chapitre à la présentation du bilan énergétique national des énergies fossiles et aborde l'intégration des énergies renouvelables dans la production d'énergie électrique en Algérie. Le transfert de chaleur en général et dans certains matériaux en particulier utilisés dans la fabrication de générateur photovoltaïque et de capteur solaire hybride PV/T sera expliqué en détail. La connaissance approfondie de leurs propriétés physiques ainsi que la maîtrise de leurs mécanismes de changement s'avèrent aussi indispensables dans notre travail.

Dans le but de renforcer la base de données de notre travail, différents travaux scientifiques traitant des capteurs solaires hybrides et leurs applications seront rapportés à la fin du chapitre, La technologie de cogénération utilisant de l'eau comme un fluide caloporteur fait l'objet d'une attention particulière.

Le deuxième chapitre consistera à présenter les deux modèles mathématiques du générateur photovoltaïque, existants dans la littérature avant de développer celui à une diode dans un environnement MATLAB/Simulink. Ainsi, nous décrirons brièvement la structure et le fonctionnement des cellules et des générateurs photovoltaïques. Par ailleurs l'influence des paramètres météorologiques (température et éclairement) et des paramètres internes (résistance série et résistance shunt) sur les caractéristiques électriques du générateur seront étudiées. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur débite, la puissance potentielle du ce dernier et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe ne sont pas les mêmes. Pour cette raison, et pour la poursuite du point de puissance maximale, un étage d'adaptation est composé d'un convertisseur DC/DC piloté par un circuit de commande sera ainsi étudié.

Le troisième chapitre sera consacré à une étude numérique en régime transitoire d'un capteur solaire hybride PV/T classique à eau non vitré en serpentin en basant sur des équations d'équilibre de transfert énergétique. Le régime est développé dans l'environnement MATLAB en utilisant des données climatiques réelles de la ville de Ghardaïa (nord du Sahara algérien). Ensuite, l'influence

des paramètres thermo-physiques sur le comportement du capteur solaire hybride PV/T notamment les paramètres de conception et de fonctionnement seront aussi étudiés afin d'affiner la compréhension du fonctionnement et de la conception d'une telle installation. Enfin, nous mettrons en avant les résultats obtenus par simulation, les performances électriques et thermiques seront aussi estimées.

La réalisation de prototype classique et la validation des résultats de la simulation exposés au chapitre précédent feront l'objet de la première partie du dernier chapitre.

Dans la deuxième partie de même chapitre, nous nous intéresserons à la conception et la réalisation d'un nouveau prototype avec une nouvelle configuration qui sera testé en extérieur sous les conditions climatiques de la ville d'Alger. Ensuite, sa performance énergétique sera évaluée et validée en premier lieu par rapport le capteur PV/T classique étudié dans la première partie et aussi par rapport d'autres travaux antérieurs présents dans la littérature.

Enfin, une conclusion générale apportée sur notre travail résume les principaux résultats auxquels nous avons abouti et des futures perspectives de recherche qui s'y rattachent terminent cette thèse.

CHAPITRE I

GENERALITES : ETAT DE L'ART & SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE

CHAPITRE I**GENERALITES : ETAT DE L'ART & SYNTHESE
BIBLIOGRAPHIQUE****I.1. Introduction**

En raison d'une demande croissante d'énergie dans le monde, les sources d'énergies fossiles se réduisent progressivement, ainsi que l'augmentation des contraintes environnementales « pollution, gaz à effet de serre, réchauffement climatique ... », une voie d'urgence conduite vers les énergies renouvelables.

Dans ce chapitre, nous allons présenter le bilan énergétique national. Ce dernier fait ressortir les principales évolutions relatives aux flux énergétiques des énergies fossiles, leurs productions et leurs exportations par rapport à la consommation de gaz naturel et d'électricité. Les différentes sources d'énergies renouvelables, leurs intégrations dans la production d'énergie électrique en Algérie seront aussi exposées.

Nous allons ainsi étudier le principe de transfert thermique dans certains matériaux sous ses trois formes. De plus, une synthèse sera abordée sur les capteurs solaires hybrides PV/T en s'appuyant sur certains types de paramètres employés dans la construction de ces derniers.

I.2. Contexte énergétique

L'énergie est une grandeur caractérisant un système et exprimant sa capacité à modifier l'état d'autres systèmes, elle se manifeste sous de nombreuses formes « énergie électrique, mécanique, cinétique ... ». La conversion de l'énergie implique que celle-ci n'est ni perdue, ni créée selon les physiciens. En revanche, si on considère un système contenu dans l'univers et que ce système perd de l'énergie, cette énergie se retrouve dans un ou plusieurs autres systèmes, sous la même forme ou bien sous d'autres formes. Cette propriété fondamentale de l'énergie, permet à l'homme de la capter, et de la convertir en une forme plus appropriée à son utilisation, parfois même de la stocker.

Les combustibles fossiles tels que le pétrole, le gaz naturel et le charbon sont considérés comme des sources d'énergie primaires, en particulier, le pétrole qui est le combustible le plus utilisé au monde [1], pour chacune de ces sources nous avons :

- **Charbon**

Il est formé par des matières végétales ensevelies et exposées pendant longtemps à une forte pression géologique. On l'extrait dans des mines souterraines ou à la surface du sol.

Le charbon est un combustible abondant, mais son utilisation contribue à la pollution atmosphérique (1 centrale au charbon = 100 centrales nucléaires).

- **Pétrole**

Le pétrole constitue la source d'énergie la plus importante au monde, il représente 40% de l'énergie primaire mondiale et peut-être utilisé et transformé pour produire des carburants, des combustibles, des gaz, etc.

- **Gaz naturel**

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers qu'on trouve dans des gisements souterrains. Il est considéré comme un combustible le moins polluant, quand il brûle, il dégage des gaz à effet de serre, mais moins que le charbon ou le pétrole. Il est principalement utilisé pour le chauffage des habitations ainsi que pour la production d'électricité [2].

La figure I.1 représente une carte géographique des bassins les plus productifs d'hydrocarbures en Algérie.

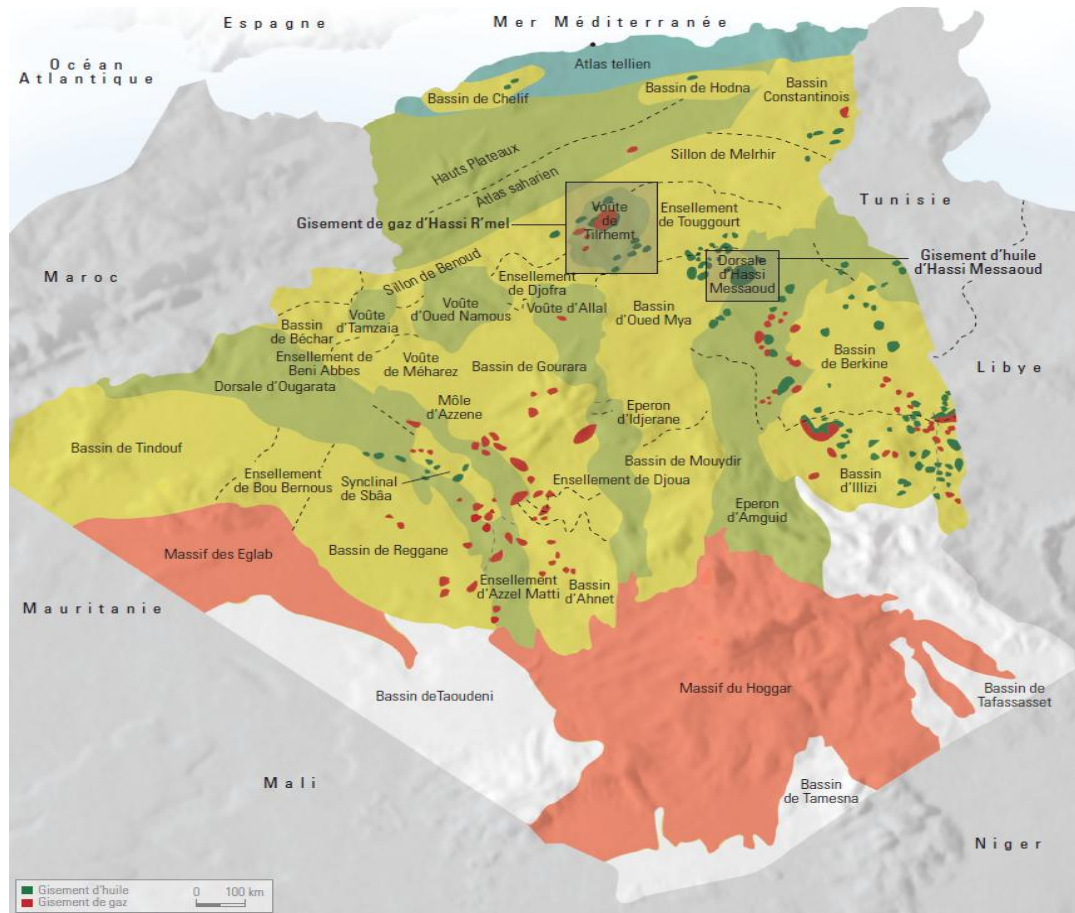


Figure I.1. Carte géographique des bassins sédimentaires de l'Algérie

I.2.1. Évolution annuelle des énergies fossiles en Algérie

L'Algérie est parmi les vingt premiers producteurs mondiaux de pétrole avec 0.7% de réserve dans le monde et le dixième producteur mondial de gaz naturel [3]. L'Algérie, 58 ans après son indépendance reste prisonnière d'une économie de rente.

Aujourd'hui, les besoins énergétiques du pays sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures. L'Algérie s'engage sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Les Figures I.2 et I.3 donnent respectivement la production et l'exportation des énergies fossiles en Algérie [4].

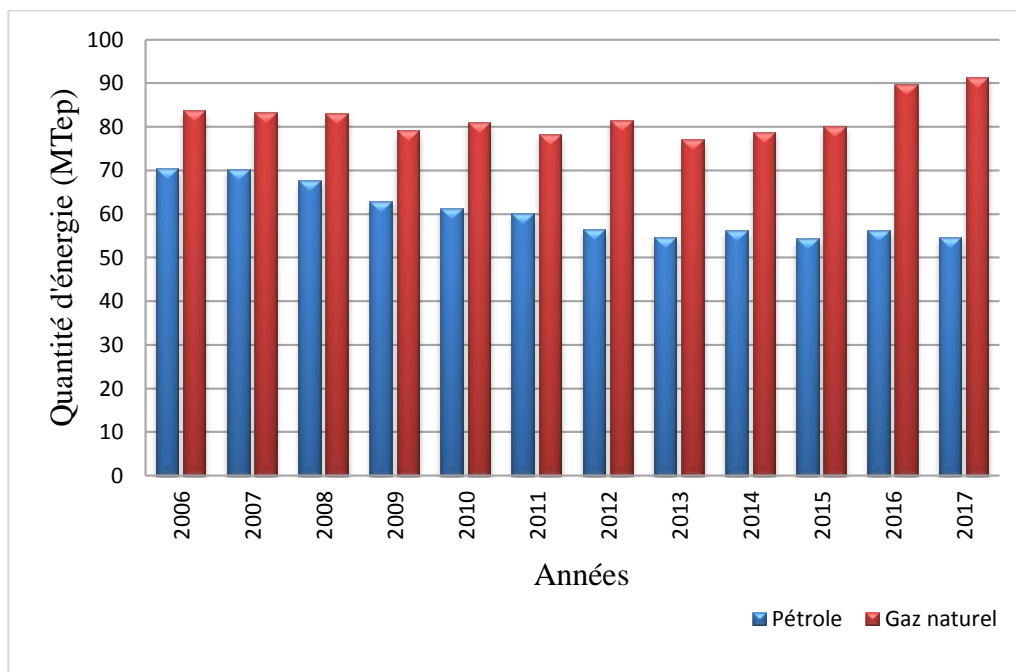


Figure I.2. Evolution annuelle de la production des énergies fossiles en Algérie

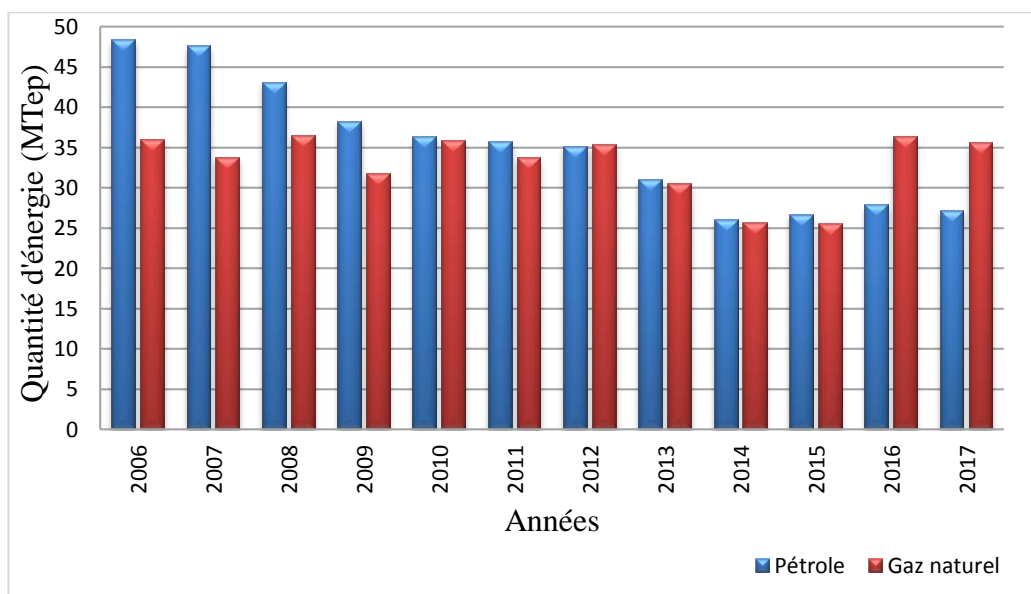


Figure I.3. Évolution annuelle de l'exportation des énergies fossiles en Algérie

On constate que la production nationale d'énergie primaire a connu, au cours de ces dernières années, une période de stabilité avec une légère baisse et reste dominée par le gaz naturel.

L'exportation des énergies fossile, en l'Algérie, est dominée par le pétrole et le gaz naturel vu leur production importante.

I.2.2. Consommation nationale de gaz naturel

L'utilisation du gaz naturel est en plein essor, d'après la figure I.4 on constate que la consommation nationale de gaz naturel a connu une hausse importante ces dernières années ce qui justifie l'amélioration de niveau de vie et l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes [4].

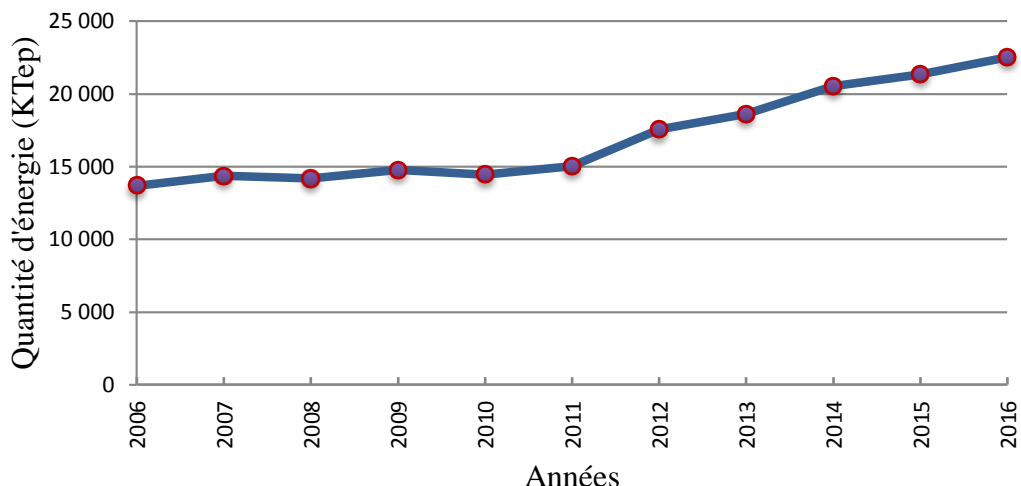


Figure I.4. Consommation nationale de gaz naturel

I.2.3. Production nationale d'électricité

La demande en électricité en Algérie a connu une évolution importante (cf. Figure I.5) et particulièrement en périodes estivales, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du consommateur et l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée au secteur économique et industriel.

Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie.

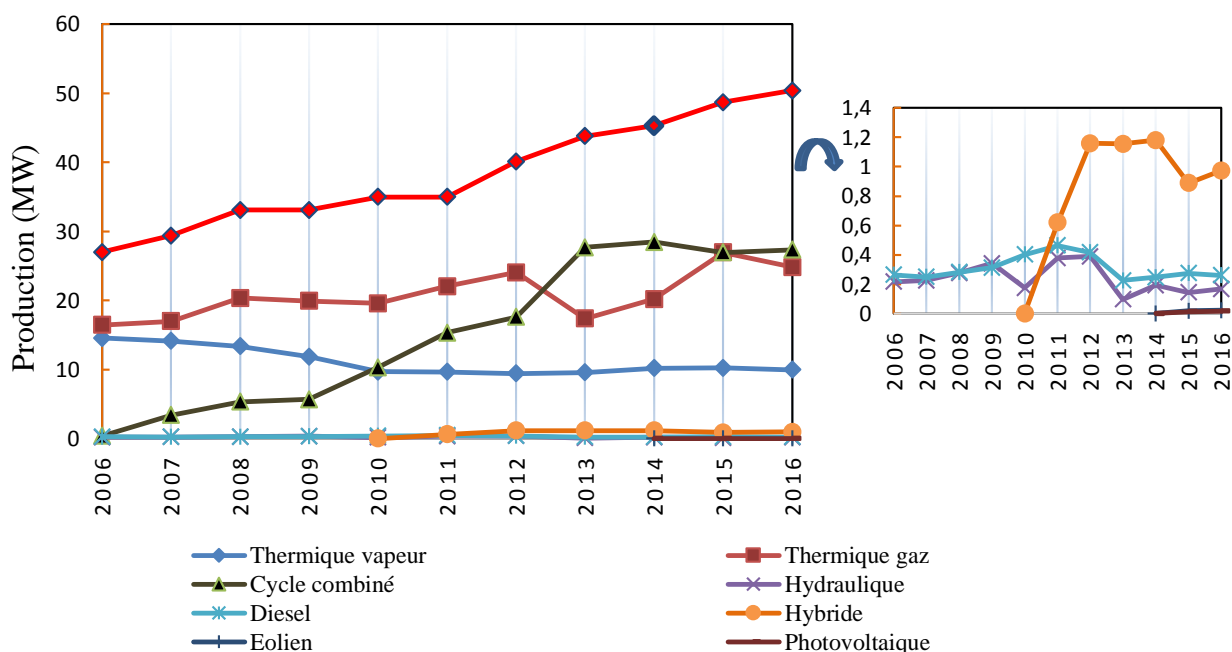


Figure I.5. Variation d'énergie électrique produite selon le type d'équipement (2006-2016)

D'après la figure I.5 on constate que la production d'électricité par type de centrale reste dominée par le thermique à gaz ainsi que le thermique à vapeur.

Aussi on remarque une intégration des énergies renouvelables dans la production d'électricité pour favoriser les économies d'énergies fossiles.

I.2.4. Consommation nationale d'énergie finale

Le détail de la consommation d'énergie finale de l'année 2017, par secteur d'activité, est donné dans la figure ci-après :

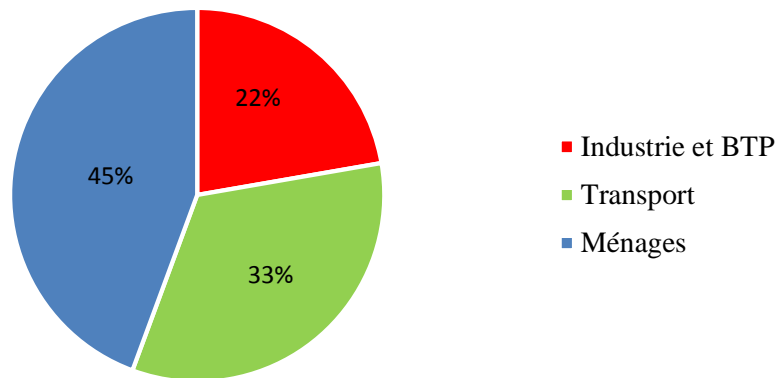


Figure I.6. Structure de la consommation d'énergie finale par secteur d'activité

Selon la figure ci-dessus, l'évolution de la consommation d'énergie finale fait ressortir ce qui suit :

La consommation des ménages représente 45% de la consommation d'énergie finale en raison de la consommation importante de sous-secteur résidentiel, sous l'effet de la conjonction de plusieurs facteurs notamment, le développement démographique ainsi que le nombre important de logements livrés.

La consommation du secteur des « transports » a atteint 33% en raison principalement de la hausse de la consommation des carburants avec l'augmentation du parc automobile national.

La consommation du secteur d'industries et secteur économique du bâtiment et des travaux publics (BTP) » représente près de 22% de la consommation finale due à la hausse de la consommation du sous-secteur matériaux de construction et des industries manufacturières.

I.2.5. Limitation des réserves énergétiques de l'Algérie

Un des principaux problèmes lié à l'utilisation des énergies fossiles est l'épuisement des ressources. En effet les ressources des énergies fossiles produites il y a des millions d'années sont en quantités limitées et sont non renouvelables à l'échelle, des temps humains ; elles s'épuisent donc lors de leur exploitation [5].

Les réserves connues de pétrole sont d'environ 21 ans à consommation inchangée. Cependant, à la fin 2015, British Petroleum (BP) estime les réserves prouvées de pétrole de l'Algérie à 1,5 milliard de tonnes (12,2 milliards de barils). Ces réserves classaient l'Algérie au 17e rang mondial avec 0,7 % du total mondial, et au 4e rang en Afrique derrière la Libye, le Nigeria et l'Angola.

Les réserves connues de gaz naturel sont de plus de 54 ans à consommation inchangée et l'on trouve chaque année plus de gaz que nous n'en consommons. Ces réserves sont estimées à 4 500 milliards de m³ (159,1 trillions US de pieds cubes). Elles classaient l'Algérie au 10e rang mondial avec 2,4 % du total mondial, et au 2e rang en Afrique derrière le Nigeria [6].

Le charbon est le combustible fossile dont les réserves sont les plus importantes. Ces réserves sont estimées à plus de 200 ans.

I.2.6. Effet de serre

En 2017, selon l'Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) les émissions des gaz à effet de serre (GES) dues à la consommation d'énergie finale ont atteint 95 MTCO₂ soit 160 MTCO₂ dues à l'énergie primaire [7], d'après la figure I.7 le secteur de transport représente un pourcentage important avec 41% des émissions de GES, suivi par le secteur tertiaire avec 36% en raison de leurs importantes consommations énergétique finale, en addition, les rejets industriels sous leurs différentes formes sont classés au troisième avec 15% des émissions, constituent aujourd'hui une préoccupation aussi bien au niveau national qu'international en raison des impacts négatifs que ces derniers entraînent sur l'environnement.

Plus de 250 produits toxiques ont été identifiés aux abords des champs pétrolifères, comme le benzène, l'hydrogène sulfuré (*H₂S*), le dioxyde de soufre (*SO₂*), et aussi des métaux comme le mercure, l'arsenic et le chrome. Ils sont susceptibles d'entraîner diverses pathologies: affections respiratoires, maux de tête, vomissements, problèmes dermatologiques, rénaux, nerveux, cardio-vasculaires, cancers du poumon, dommages alvéolaires, dysfonctionnements endocriniens ou stérilités [8,9].

La déforestation aussi a un effet négatif car en temps normal les forêts assurent une modulation naturelle de l'effet de serre en absorbant une partie du dioxyde de carbone présent dans l'atmosphère.

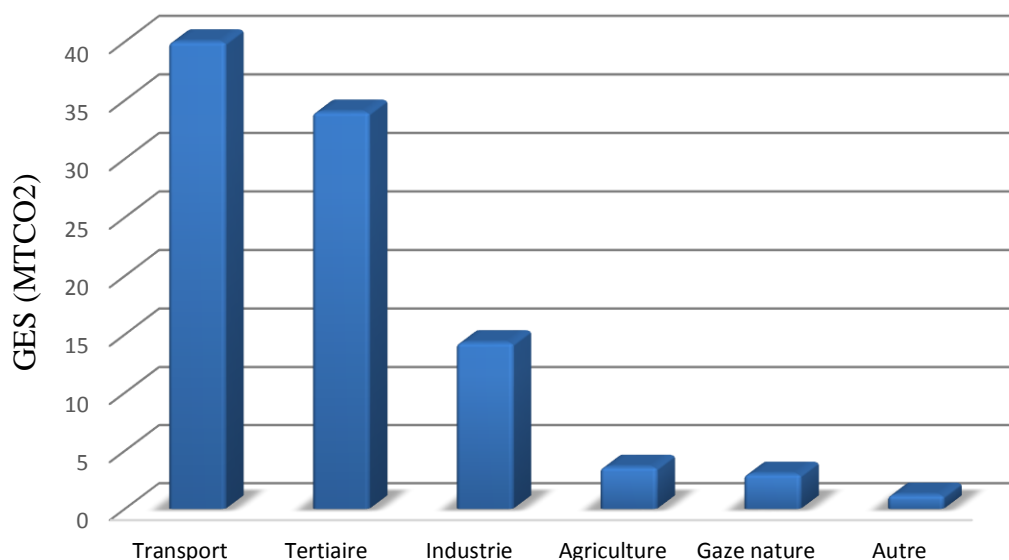


Figure. I.7. Facteurs d'émissions des combustibles

I.2.7. Vision du gouvernement algérien pour zéro émission de CO₂ à l'horizon 2030

La chute des prix du pétrole, principale ressource de l'Algérie, suscite des inquiétudes sur la capacité du pays à tenir ses prévisions économiques. Le pays va durcir le contrôle de son commerce extérieur mais n'envisage pas de réduire ses importations dont la facture a triplé en dix ans.

Les prévisions de la future pénurie des ressources fossiles et leur principal inconvénient sur l'écologie, incitent le monde entier à se tourner vers l'exploitation des autres types d'énergies renouvelables et propres [10].

Elles participent à la lutte contre l'effet de serre et les rejets de CO₂ dans l'atmosphère, facilitent la gestion raisonnée des ressources locales.

L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue, en ce sens, un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de la chaleur, ainsi de contribuer au développement durable dans le territoire national [11-13]. Dans ce sens l'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (ENR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources nouvelles et renouvelables comme le solaire et leur utilisation pour zéro émission de CO₂ à l'horizon 2030 (cf. Figure I.8).

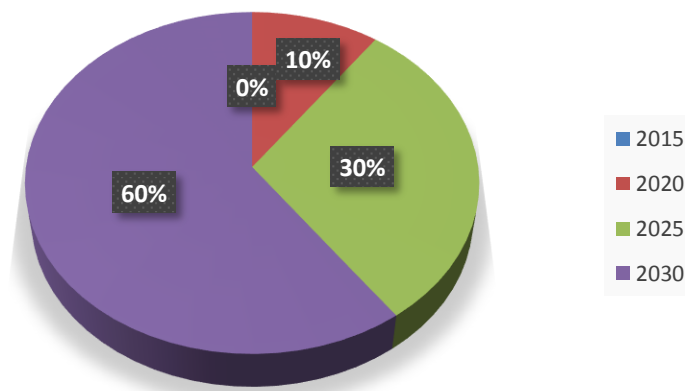


Figure I.8. Emission évitée attendu de CO₂ (2015-2030)

I.3. Énergies renouvelables

Les énergies renouvelables se régénèrent naturellement à l'échelle d'une vie humaine, elles sont issues de phénomènes naturels, réguliers ou constants, provoqués par les astres, elles n'émettent pas de GES et ne produisent pas de déchets, elles sont aussi inépuisables, elles autorisent ainsi une production autonome adaptée aux besoins locaux et offrent une importante indépendance énergétique. Il existe de différentes sources d'énergies renouvelables dont [14,15] :

I.3.1. Énergie du vent

L'énergie du vent est convertie en énergie mécanique puis en énergie électrique à travers un moulin à vent moderne qui s'appelle l'éolienne. Le principe de son fonctionnement est lorsque le vent atteint la vitesse initiale pour faire tourner l'hélice, les pales commencent à se mettre en mouvement qu'ont à leur tour d'entraîner le rotor, ensuite l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique par une génératrice. L'énergie récoltée dépend de ces quatre paramètres :

- la vitesse du vent ;
- la longueur des pales ;
- la hauteur de mat ;
- la température.

Il existe deux types d'éoliennes :

- les éoliennes à axe horizontales ;
- les éoliennes à axe verticales.

Deux grands secteurs d'applications :

- les éoliennes de petites puissances non raccordées au réseau ;
- les éoliennes de moyennes et de grandes puissances raccordées au réseau avec une puissance de 10KW à 5MW et plus.

Deux modes d'exploitation :

- les éoliennes terrestres « onshore »;
- les éoliennes marines « offshore ».

I.3.2. Énergie de l'eau

L'énergie de l'eau utilise les chutes de dénivelé d'eau afin de transformer l'énergie potentielle en une énergie électrique dans des centrales hydroélectriques, ces dernières souvent équipées de barrages pour faire monter les niveaux d'eau en amont. Cette eau passe dans un tuyau appelé conduite forcée sous une pression jusqu'à l'extrémité, où se trouve une turbine, puis continue son chemin dans un canal de fuite. La turbine se met en mouvement rotatif en entraînant l'alternateur, qui produit de l'électricité.

L'énergie produite dépend de la puissance qui dépend elle-même de :

- la hauteur de la chute ;
- débit de la chute.

I.3.3. Biomasse

La biomasse se définit comme la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer. Elle désigne toute matière organique pouvant se transformer en énergie.

Il existe trois formes de biomasse suivant les caractéristiques physiques :

- solide : bois, pailles ... ;
- liquide : huiles végétales ... ;
- gazeux.

Il existe plusieurs méthodes pour transformer la biomasse en énergie utilisable, chaleur et électricité dont :

- **Combustion directe** : c'est la méthode la plus simple car elle consiste à brûler toute matière organique qui est suffisamment sèche afin de tirer de l'énergie. La chaleur est utilisée pour faire chauffer de l'eau et produire de la vapeur, qui fait tourner une turbine fixée à une génératrice pour produire de l'électricité ;
- **Combustion anaérobie** : c'est un processus qui décompose la matière organique, telle que les déchets municipaux, dans un réservoir, un conteneur ou un bassin totalement privé d'oxygène. Les déchets comportent des micro-organismes qui lorsqu'ils digèrent

la biomasse, produisent un gaz combustible, appelé biogaz, composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone, qui est raisonnablement peu polluant et peut-être utilisé dans une centrale électrique ;

- **Pyrolyse** : cette méthode fait référence au processus thermo-chimique utilisé pour convertir la biomasse solide en combustible liquide. Au cours du processus, la biomasse est chauffée dans un réservoir privé d'oxygène, afin de produire un gaz riche en hydrocarbures, qui est ensuite rapidement refroidi en un liquide qui ressemble à de l'huile et en un résidu solide, ou produit de carbonisation, habituellement appelé charbon et utilisé pour le brûlage ;
- **Gazéification** : la gazéification est une forme de pyrolyse. Elle requiert davantage d'air que la pyrolyse lorsque la biomasse est chauffée. Le gaz qui en résulte, appelé gaz de gazogène, est un mélange de monoxyde de carbone, d'hydrogène et de méthane, ainsi que de dioxyde de carbone et d'azote. Ce gaz est vaporisé afin de l'utiliser dans des turbines à gaz pour produire de l'électricité.

I.3.4. Géothermie

Plus on descend en profondeur terrestre, plus la roche est chaude. En dehors des zones volcaniques, la température augmente d'une moyenne de 3°C par 100 mètres de profondeur. La géothermie consiste à récupérer cette chaleur souterraine en utilisant deux puits dont le premier est dit « de production » sert à puiser l'eau naturellement chauffée et le deuxième dit « de réinjection » sert à renvoyer l'eau géothermale après avoir cédé sa chaleur dans le sous-sol avec une distance d'un kilomètre entre ces deux derniers. La chaleur extraite peut-être directement utilisée pour le chauffage, comme elle peut être transformée en une énergie électrique.

Il existe plusieurs procédés qui permettent d'extraire cette énergie :

- **Géothermie très basse énergie** : elle se contente de forage peu profond, moins de 100 mètres, la température de la roche est inférieure à 30°C, de telles températures conviennent pour chauffer des maisons sur lesquelles il faut installer des pompes à chaleur géothermique ;
- **Géothermie de basse énergie** : le forage est encore plus profond, elle atteint les 250 mètres, la température est comprise entre 30°C à 80°C. Cette technique est utilisée pour le chauffage urbain collectif par réseau de chaleur.
- **Géothermie de haute énergie** : la température est élevée, peut atteindre les 300°C permettant de produire de l'électricité.

I.3.5. Énergie solaire

L'énergie du vent, l'énergie de l'eau et de la biomasse ainsi que de la géothermie de très basses températures, provenant des couches superficielles du sol, sont toutes des sources d'énergie issues indirectement de l'énergie solaire.

L'énergie solaire est transmise vers la terre à travers l'espace sous forme de rayonnements. Elle peut être utilisée de différentes manières :

- **Utilisation passive** : le terme passif renvoie aux techniques utilisées pour capter l'énergie solaire. Elle est largement répandue dans les serres et également de plus en

plus exploitée à des fins de chauffage dans les bâtiments au moyen d'une architecture appropriée.

- **Utilisation active** : l'énergie solaire est captée et transformée grâce à des dispositifs adaptés en chaleur ou en électricité ou en chaleur et en électricité simultanément. Figure I.9 représente deux types de capteurs solaires thermiques.

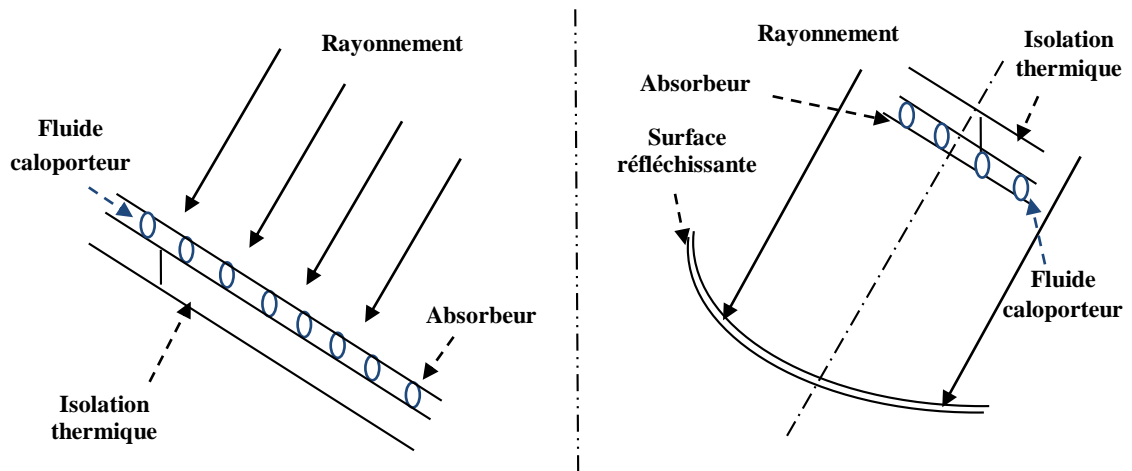


Figure I.9. Deux types de capteurs solaires thermiques (utilisation active de l'énergie solaire)

L'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, et atteint presque 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169400TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays (cf. Figure I.10) [16].

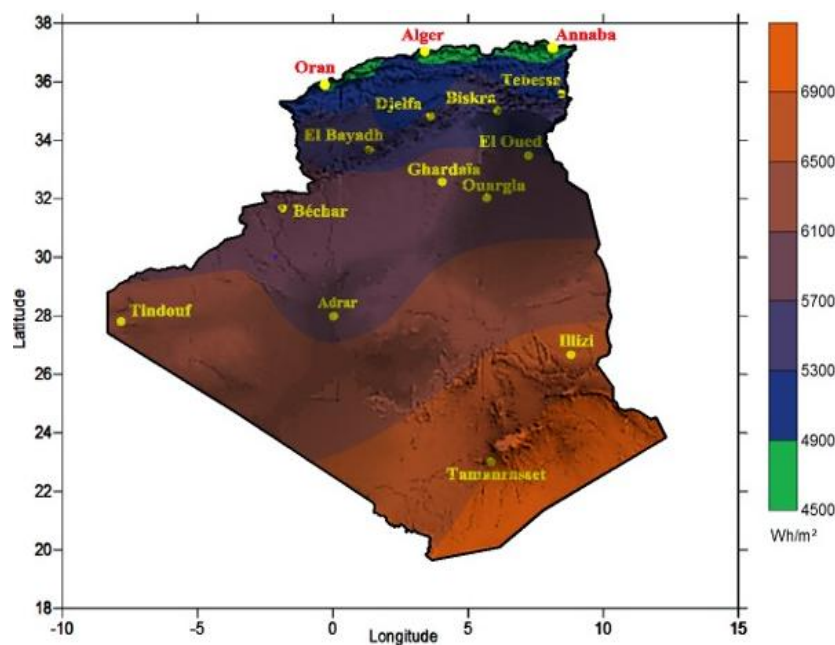


Figure I.10. Carte annuelle moyenne de l'irradiation en Algérie

I.4. Capteur solaire hybride photovoltaïque thermique

L'utilisation active de l'énergie solaire devient depuis quelques années une source d'énergie accessible à tous aussi bien les industriels, les collectivités que les particuliers. Grâce à celle-ci, il est possible de produire deux types d'énergies :

- **Capteur solaire thermique** : un capteur solaire thermique est un dispositif destiné à absorber le rayonnement solaire et à transmettre la chaleur produite à un fluide caloporteur.
- **Capteur solaire photovoltaïque** : un capteur solaire photovoltaïque est un générateur photovoltaïque qui transforme l'énergie lumineuse en énergie électrique. L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique (cf. chapitre II).

Un générateur photovoltaïque classique de technologie silicium cristallin a un rendement entre 12 et 18 % [17]. Il absorbe en réalité entre 80 et 90% du rayonnement incident, dont la majeure partie de ce rayonnement n'est pas convertie provoquant une augmentation de température et affectant négativement le rendement du système photovoltaïque.

Une combinaison de capteur solaire photovoltaïque avec un dispositif thermique est dite capteur solaire hybride photovoltaïque thermique (PV/T), son principe est de convertir une partie du rayonnement solaire absorbé par le capteur photovoltaïque en électricité et d'extraire l'autre partie souvent perdue sous forme de chaleur grâce un échangeur thermique dans lequel circule un fluide caloporteur qui peut être de l'air ou du liquide. Ce capteur solaire mixte permet une double production ; chaleur et électricité, ce qui augmente le rendement énergétique de ce système bi-fonctionnels, tout en le rendant plus économique. Le retour sur investissement est alors plus rapide.

I.4.1. Transferts thermiques

L'énergie thermique provient de la transmission de chaleur en général sous trois formes, transfert par conduction, par convection et par rayonnement.

Ce transfert d'énergie s'effectue par le biais d'une matière lorsque la surface de cette dernière est exposée à la chaleur, ce procédé est basé sur le premier principe de la thermodynamique qui consiste à conserver l'énergie interne de la matière.

I.4.1.1. Transfert par conduction

La conduction est l'échange de chaleur à partir d'un contact physique entre des matériaux différents ou à partir d'une partie de substance vers une autre partie de la même substance toute en présence d'un gradient de température. La propagation de chaleur par conduction s'effectue selon deux mécanismes distincts ; par vibrations des atomes sans transfert de matière dans les solides ou par collisions de molécules dans les fluides [18].

Le tableau I.1 résume les valeurs de la conductivité thermique de certains matériaux les plus courants dans le domaine du transfert thermique à température ambiante 20°C [19].

Matière	$\lambda \left(\frac{W}{m K}\right)$	Matière	$\lambda \left(\frac{W}{m K}\right)$
Air	0.025104	Or	317.98
Eau (H ₂ O liquide)	0.598	Or (liquide)	167.36
Glace (H ₂ O solide)	2.092	Fer	71.965
Aluminium	225.95	Plomb	34.309
Aluminium (liquide)	92.048	Plomb (liquide)	16.318
Antimoine	18.41	magnésium	150.62
Argon (gaz)	0.017991	Magnésium (liquide)	83.68
Arsenic	4.184	Mercure (liquide)	8.368
Béryllium	184.1	Molybdène	133.89
Bismuth	8.368	Nickel	87.864
Bismuth (liquide)	10.878	Platine	69.036
Bronze	117.15	Plutonium	82.006
Carbone, diamant	543.92	Silicium	125.52
Cuivre	397.48	Titane	20.92
Gallium	33.472	Tungstène	196.65
Germanium	58.576	Zinc	111.71
Verre	1.046	Zinc (liquide)	59.413

Tableau I.1. Quelques valeurs de conductivité thermique de certains métaux à température 20°C

I.4.1.2. Transfert par convection

La convection est un transport d'énergie dû à des mouvements macroscopiques. Ce mode d'échange de chaleur existe au sein des milieux fluides ou lorsqu'un fluide circule autour d'un solide. Les propriétés des fluides « air et eau » à certaines températures sont présentées dans les tableaux suivants :

T (°C)	$\lambda \left(\frac{W}{m K}\right)$	$\vartheta \left(\frac{Kg}{m s}\right)$	$\rho \left(\frac{Kg}{m^3}\right)$	$C_p \left(\frac{J}{Kg K}\right)$
-20	0.02256	17.19 10 ⁻⁶	1.275	1000
0	0.02313	17.19 10 ⁻⁶	1.275	1000
20	0.02512	17.19 10 ⁻⁶	1.275	1000
40	0.02652	17.19 10 ⁻⁶	1.275	1000
50	0.02680	19.26 10 ⁻⁶	1.275	1005
60	0.02791	19.26 10 ⁻⁶	1.275	1005
80	0.02931	19.26 10 ⁻⁶	1.275	1005
100	0.03070	21.34 10 ⁻⁶	1.275	1009

Tableau I.2. Propriétés de l'air à certaines températures

T (°C)	λ ($\frac{W}{m K}$)	ϑ ($\frac{Kg}{m s}$)	ρ ($\frac{Kg}{m^3}$)	C_p ($\frac{J}{Kg K}$)
0	0.555	1.789	1000	4220
5	0.555	1.515	1000	4220
10	0.555	1.306	1000	4183
20	0.598	1.005	998	4178
30	0.598	0.802	998	4178
40	0.627	0.653	992	4178
50	0.627	0.550	988	4178
60	0.651	0.470	983	4191
70	0.651	0.406	977.7	4191
80	0.669	0.355	971.6	4199
90	0.669	0.315	965.1	4199
100 (liquide)	0.682	0.282	985.1	4216
100 (vapeur)	0.025	0.012	985.1	1900

Tableau I.3. Propriétés de l'eau à certaines températures

Contrairement aux gaz, les propriétés des liquides et particulièrement de l'eau varient en fonction de la température.

I.4.1.2.1. Type et régime d'écoulement

La transmission de chaleur par convection est désignée, selon le type ou le régime d'écoulement du fluide [20].

- **Convection libre ou naturelle** : elle apparaît spontanément au sein d'un fluide sous une différence de température. Citons le cas d'une pièce fermée où l'air chaud produit au sol remonte en haut vers le plafond tandis que l'air froid descend en bas. Ce mouvement est dû que l'air chaud est moins dense que l'air froid et monte donc sous l'effet de force d'Archimède ;
- **Convection forcée** : le mouvement du fluide est provoqué par une intervention mécanique, une pompe ou un ventilateur par exemple ;
- **Régime laminaire** : l'écoulement s'effectue en lames « couches » superposées pratiquement indépendantes, les échanges qui s'effectuent entre eux sont d'origine moléculaire ;
- **Régime turbulent** : l'écoulement n'est pas unidimensionnel, les particules fluides sont en mouvement aléatoire, dans ce cas la diffusion transversale est très importante.

Quel que soit le type de convection « libre ou forcé » et quel que soit le régime d'écoulement « laminaire ou turbulent », le flux de chaleur transmis est donné par la loi de Newton qui s'écrit comme suit [21,22] :

$$Q = hA\Delta T \quad (I-1)$$

Où h , A et ΔT sont respectivement le coefficient de transfert de chaleur, la surface et le gradient de température.

I.4.1.2.2. Nombres adimensionnels

➤ Nombre de Reynolds

Reynolds est un nombre sans dimension permet de déterminer si l'écoulement est laminaire ou turbulent, il est calculé par l'expression suivante [23] :

$$Re = \frac{vl}{\zeta} \quad (I-2)$$

Où v est la vitesse, l la distance caractéristique du système étudié et ζ la viscosité cinématique.

Avec :

- Si $Re < 2300$, on est en régime laminaire ;
- Pour des vitesses très élevées, $Re \gg 2300$, le régime est turbulent.

➤ Nombre de Nusselt

Le problème majeur à résoudre avant le calcul du flux de chaleur consiste à déterminer le nombre de Nusselt " Nu " qui dépend de nombreux paramètres tels que ; coefficient d'échange thermique par convection entre le tube et le fluide, la conductivité thermique du fluide et du diamètre de tube [24] :

$$Nu = \frac{h\phi}{\lambda} \quad (I-3)$$

➤ Nombre de Grasshoff

Ce nombre est défini comme le rapport entre la force de gravité et la force d'inertie, il est donné comme suite [25] :

$$Gr = \frac{\zeta g l^3 \Delta T}{\zeta^2} \quad (I-4)$$

Où ζ et g représentent respectivement le coefficient de dilation thermique de l'air et la gravité

➤ Nombre de Prandtl

Le nombre de Prandtl compare la rapidité des phénomènes thermiques et des phénomènes hydrodynamiques dans un fluide. On le définit de la manière suivante [18,26] :

$$Pr = \frac{\vartheta C_p}{\lambda} \quad (I-5)$$

Où ϑ est la viscosité dynamique de fluide.

Quelques exemples du nombre de Prandtl des gaz courants, sont présentés dans le tableau I.4.

Gaz	H ₂	Air	Ar	CO ₂	CO	He	N ₂	O ₂	H ₂ O (vapeur)
Pr	0.69	0.69	0.66	0.75	0.72	0.71	0.70	0.70	1.06

Tableau I.4. Nombre de Prandtl des gaz courants à 100°C

Le tableau I.5 présente le nombre de Prandtl pour certaines matières liquides à différentes températures.

Liquide	T (°C)	Pr
Eau	0	13.6
	20	7.03
	100	1.75
Alcool éthylique	0	21.8
	30	13.9
	60	12.1
Glycol	20	203
	100	25

Tableau I.5. Nombre de Prandtl de quelques liquides à différentes températures

➤ Nombre de Rayleigh

Le nombre de Rayleigh est la multiplication du nombre de Grashoff fois le nombre de Prandtl, tel que [27,28] :

$$Ra = GrPr \quad (I-6)$$

I.5.1.3. Transfert par rayonnement

Tous les corps, quel que soit leur état ; solide, liquide ou gazeux, émettent un rayonnement de nature électromagnétique, qui se propage naturellement dans l'espace libre à la vitesse de la lumière, $c=3.10^8 \text{ m.s}^{-1}$. Le rayonnement électromagnétique est constitué de radiations monochromatiques caractérisées par une longueur d'onde ou de fréquence tel que :

$$\lambda d = \frac{c}{f} = cT \quad (I-7)$$

Nous ne pouvons ressentir que des rayonnements de longueur d'onde de $0.1\mu\text{m}$ à $100\mu\text{m}$, ce qu'il est nommé rayonnement thermique. À l'intérieur de ce domaine, l'œil est capable de percevoir un tout petit domaine appelé rayonnement visible compris entre $0.4\mu\text{m}$ et $0.7\mu\text{m}$. Ce rayonnement, appelé aussi lumière, est le seul susceptible d'exciter notre nerf optique.

Lorsqu'un rayonnement arrive sur une surface, celui-ci peut être : transmis, absorbé, réfléchi ; dans des proportions variables selon la nature du corps. La conservation d'énergie impose [29] :

$$\iota + \alpha + \tau = 1 \quad (I-8)$$

Ces facteurs peuvent être identifiés selon la nature de la surface dont le rayonnement est arrivé :

- pour un corps noir, tout le rayonnement incident est absorbé : $\alpha = 1$, sans en réfléchir ni transmettre aucune fraction : $\iota = \tau = 0$;
- pour un corps opaque, tout le rayonnement incident est réfléchi : $\iota = 1$, sans en absorber ni transmettre aucune : $\alpha = \tau = 0$;
- pour un corps transparent, tout rayonnement incident est transmis : $\tau = 1$, sans en absorber ni réfléchir aucune : $\alpha = \iota = 0$.

La loi de Stefan-Boltzmann, permet de quantifier l'énergie de chaleur émise par rayonnement comme suite [30] :

$$Q = \varepsilon \sigma A T^4 \quad (\text{I-9})$$

Où ε est l'émissivité de matériau.

Le tableau I.6 présente des facteurs d'émissivité de certains matériaux courants.

Matériaux	Al poli	Al oxydé	Noir de carbone	Zinc galvanisé	Brique rouge	Eau	Bois	Sol
ε	0.02	0.20	0.95	0.23	0.93	0.67	0.91	0.38

Tableau I.6. Facteurs d'émissivité de certains matériaux courants

I.4.2. Synthèse bibliographique

Par rapport aux générateurs photovoltaïques et aux capteurs thermiques, les capteurs solaires hybrides PV/T sont peu utilisés. Mais les recherches dans ce domaine ont montré un intérêt croissant au cours de la dernière décennie. La littérature a rapporté de nombreuses études liées à ce type de capteurs.

Les recherches sur les capteurs solaires hybrides PV/T ont débuté dans les années 70 et ont été intensifiées durant les années 80. Le développement de ces capteurs a vu le jour au cours de la période de 1976 à 1978. Des premiers résultats d'analyse ont été mis au point à l'université de Pennsylvanie aux États-Unis en 1976 par Wolf [31] sur un système résidentiel hybride photovoltaïque thermique. Son premier prototype a pris forme au début des années 90. Les résultats de l'analyse indiquent clairement que le fonctionnement du système combiné de chauffage solaire et photovoltaïque est techniquement réalisable et également rentable. Bien que chaque partie du système fonctionne à un niveau de performance de 10 à 20% inférieur à celui d'un système à usage unique comparable, la valeur de la production d'énergie combinée, chauffage et électricité, est nettement supérieure à celle de la sortie de chaque système à usage unique. En 1978, Kern et Russell [32] présentent les principaux concepts de base des capteurs solaires PV/T employant de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur afin de développer ces systèmes hybrides qui promettent une viabilité économique.

Plus tard en 1981, Raghuraman [33] a présenté des méthodes numériques permettant la prévision des performances des capteurs solaires hybrides plans PV/T à eau ou à air. en 1985 il a aussi développé avec Cox [34] des logiciels de simulation sur la base des méthodes de Raghuraman, toute en se concentrant sur l'air et en tenant compte de l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique de ces composants solaires. Entre-temps, en 1982, Hendrie [35] a mené un développement d'un modèle théorique d'un système solaire hybride PV/T en se basant sur des corrélations liées à des capteurs solaires standards.

À la fin des années 90, de nombreuses études théoriques et expérimentales ont été élaborées, qui ont pour objectif d'accroître les performances « thermique et électrique » tout en ayant un bon

aspect économique. Ces études visent à atteindre une amélioration des conditions de fonctionnement tout en mettant l'appui sur le type de fluide caloporteur ou sur les propriétés des matériaux de construction.

En 1997, Fujisiwa et Tani [36] ont mené une étude expérimentale sur deux types de capteurs hybrides solaires PV/T à eau, un vitré et l'autre sans vitrage, comprenant principalement un absorbeur plan en aluminium et un GPV en silicium monocristallin, en vue d'estimer et de comparer leurs performances énergétiques. Les résultats obtenus ont été confrontés à ceux du GPV et du capteur thermique. Des résultats la déduction qui ont ressort est que ; le capteur solaire hybride PV/T à eau vitré produit autant d'énergie, thermique et électrique, que le capteur thermique et le GPV. Quant au non vitré, celui-ci produit moins d'énergie thermique, mais offre la plus grande quantité d'énergie électrique, 8% de plus que le GPV. En ce qui concerne le rendement total, le capteur solaire hybride PV/T à eau vitré est le plus performant, puis vient le capteur thermique suivi par le non vitré et enfin le GPV.

En 1998, Sandbreg et Moshfegh [37,38] ont mené une étude théorique et expérimentale sur les capteurs solaires hybride PV/T par ventilation naturelle expliquant l'influence du changement d'angle d'inclinaison de ces capteurs sur le débit d'air et son effet sur la température des cellules et la température totale de l'air. Ces deux auteurs ont aussi entamé des analyses numériques et expérimentales sur les caractéristiques d'écoulement et de transfert de la chaleur dans l'espace d'air derrière les générateurs photovoltaïques.

Un modèle de simulation a été présenté en 1999 par Garg et Adhikari [39], ciblant l'analyse numérique du capteur solaire hybride PV/T à air. Pour cela un algorithme effectue la prédiction quantitative des performances de ce système. Le capteur solaire hybride PV/T est composé d'un couvercle transparent, d'une surface absorbante revêtue d'une peinture noire et d'un support arrière bien isolé. Les cellules PV sont posées sur l'absorbeur par l'intermédiaire d'un adhésif caractérisé par sa bonne propriété de conduction thermique et d'isolation électrique.

Une enquête approfondie a été faite sur les performances thermiques et électriques des capteurs solaires hybrides PV/T à air en 2000 par Hegazy [40]. Il a comparé quatre modes de refroidissement à écoulement d'air le premier au-dessus de l'absorbeur (Modèle I), le second en dessous (Modèle II), le troisième dans les deux côtés de l'absorbeur en un seul passage (modèle III) et enfin en double passage (Modèle IV), comme le montre la figure I.11.

L'auteur montre que la sélection d'un absorbeur est inappropriée à des faibles débits massiques de ventilation car elle réduit l'énergie électrique produite par le photovoltaïque. Dans des conditions de fonctionnement similaires, il a conclu que le modèle I a la plus faible performance, tandis que les autres modèles présentent des gains électriques et thermiques comparables. Néanmoins, le modèle III exige une puissance de ventilation moindre, suivi des modèles IV et II. Ceci a été confirmé par Sopian et al [41] qui ont conclu que le modèle IV présentait une performance supérieure par rapport au modèle II.

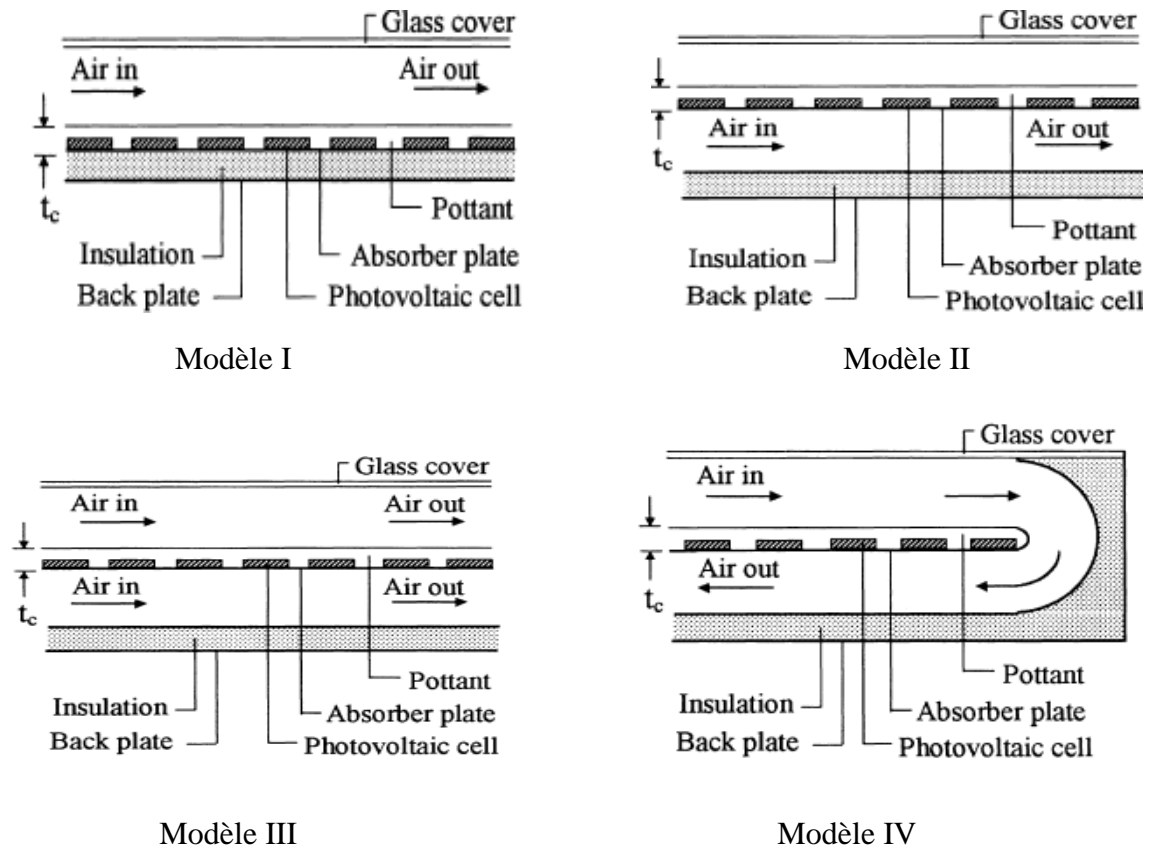


Figure I.11. Schémas représentatifs des différents modèles étudiés par Hegazy

En 2002, Sandnes et Rekstad [42] ont expérimenté un capteur solaire hybride PV/T à eau et le comparant à un capteur thermique pur, ce capteur hybride est conçu de cellules photovoltaïques en silicium monocristallin fixées sur un absorbeur en plastique noir polymère. Cette fixation est faite par l'intermédiaire d'une couche mince d'adhésif à base de silicium (cf. Figure I.12). Les essais ont montré que le capteur solaire hybride PV/T à une efficacité thermique réduite à cause de la fraction d'énergie incidente convertie en électricité par les cellules photovoltaïques; les auteurs ont aussi remarqué que l'absorption optique des cellules est inférieure à celle de l'absorbeur avec une diminution de perte de chaleur dans le capteur PV/T par rapport au capteur thermique.

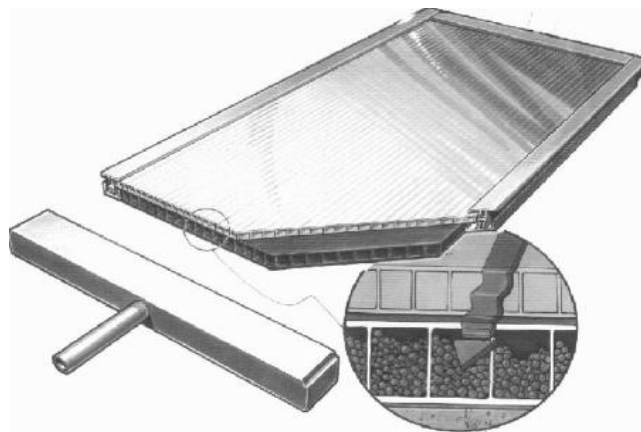


Figure I.12. Capteur solaire PV/T à eau nommé SolarNor conçu par Sandnes et Rekstad

Un an après, un capteur solaire hybride PV/T à eau étudié par Chow [43] est conçu en fixant des cellules photovoltaïques à un absorbeur en forme d'ailette (ce dernier soudé à des tubes de circulation d'eau) par une couche en adhesive composée de tedlar et d'Éthylène Acétate de Vinyle « EVA ». En dessus des cellules PV une lame d'air confinée puis une couche en verre. La figure I.13 donne une vue de coupe de ce PV/T afin de mieux comprendre le positionnement de chaque composant.

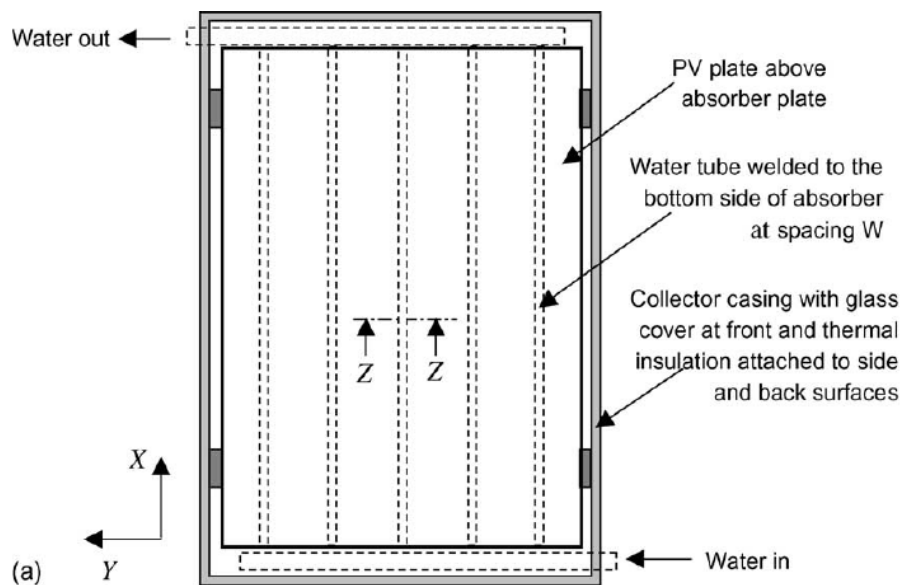


Figure I.13. Vue de face du capteur solaire PV/T à eau étudié par Chow

Une étude numérique d'un modèle thermique dynamique du système a été faite en parallèle par l'auteur en utilisant la méthode de control-volume finite-difference (CVFD). Le modèle d'une part peut générer des résultats pour l'analyse de la performance horaire, et d'autre part, peut fournir des informations sur les performances transitoires, y compris les gains électriques et thermiques, leurs efficacités, et de l'état thermique instantané de divers éléments. Le modèle est capable de donner une analyse thermique complète de l'équipement en augmentant seulement le nombre des nœuds.

Des études paramétriques sont réalisées en faisant varier les coefficients de transfert par conduction entre l'absorbeur et le tube, et entre l'absorbeur et le générateur photovoltaïque. Les résultats montrent que le capteur solaire hybride PV/T étudié peut donner un rendement global supérieur à 70%. Dans le cas où le contact entre les différentes couches est idéal, dans le cas contraire, le rendement peut diminuer à moins de 60%.

Dans la même année, Mei et al [44] ont présenté le modèle dynamique d'un capteur solaire hybride PV/T à air intégré à la façade d'un bâtiment, plus exactement à la bibliothèque Motaro « en Espagne » basé sur les simulations effectuées à l'aide du logiciel TRNSYS. La façade de la bibliothèque comporte de haut en bas des capteurs thermiques à air, des GPV en poly-cristallins connectés en série, séparés d'un double vitrage intérieur par une lame d'air de 14 cm et une paroi en brique. L'air est aspiré à la base de la lame d'air situé à l'arrière des GPV comme l'indique la

figure I.14. Les besoins en chauffage et en rafraîchissement du bâtiment avec et sans intégration de capteur solaire à air ont été calculés et l'impact de variations climatiques sur les performances de ce bâtiment a également été évalué. Il a été constaté que les charges de refroidissement sont légèrement plus élevées avec la façade photovoltaïque pour tous les sites considérés, alors que le capteur solaire à air couvre 12% des charges de chauffage pour les sites ensoleillés à Barcelone en Espagne, mais ne couvre que 2% pour les sites localisés plus au nord. Cela signifie que l'impact de la façade sur la charge de chauffage dépend essentiellement du site.

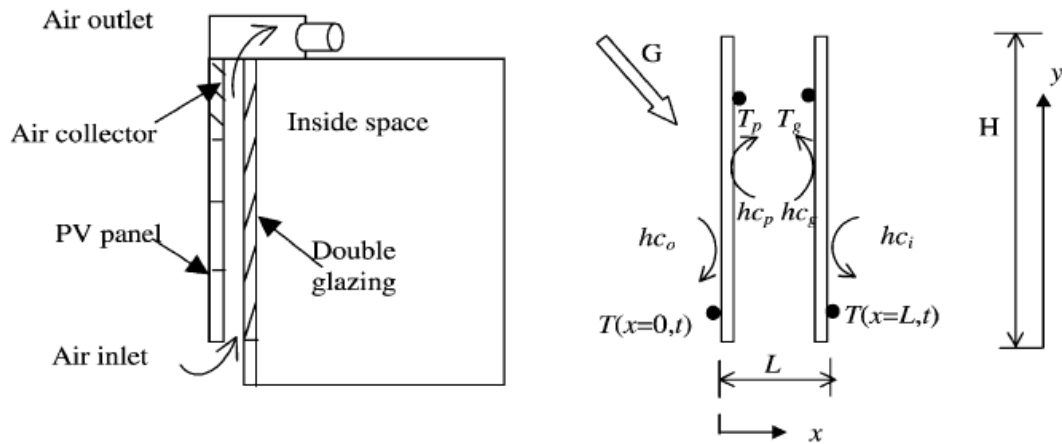


Figure I.14. Schéma d'intégration de composants solaires à la structure de façade

D'un autre côté, Zondag et al [45] ont fait de différents concepts de capteurs PV/T afin d'obtenir une vision plus claire du rendement attendu, neuf modèles différents ont été évalués. La conception du canal sous-transparent-PV donne le meilleur rendement, mais puisque l'efficacité annuelle de la conception PV/sheet-and-tube avec un seul vitrage dans un système de chauffage solaire a diminué seulement de 2% par rapport ce dernier alors qu'il est plus facile à fabriquer, cette conception a été considérée comme une bonne alternative. La figure I.15 présente le capteur hybride PV/sheet-and-tube avec un seul vitrage réalisé expérimentalement dans le même banc d'essai côte à côte avec un capteur thermique sheet and tube et un GPV en silicium multi-cristallin.



Figure I.15. Vue d'un banc d'essai contenant le capteur hybride PV/sheet and tube avec un seul vitrage

Un modèle thermique est utilisé par Jie et al. [46] pour analyser les performances annuelles d'un capteur hybride intégré au bâtiment BIPV/T avec deux types de générateurs EPV (cellule de 5 μm) et BPV (cellule unique en silicium). Les résultats issus de la simulation montrent que le rendement électrique annuel, le rendement thermique annuel, la réduction de gain de chaleur d'espace en été à travers le mur du capteur et le gain thermique global des deux capteurs hybrides EPV/T et BPV/T sont respectivement (4.3, 47.6, 52.9 et 58.9%) et (10.3, 43.2, 59.1 et 70.3%) ce qui est bien supérieur aux performances des capteurs solaires classiques.

En vue de rendre le centre de l'environnement Brockshill «BHEC» autonome du point de vue énergétique. Cartmell et Al [47] (en 2004) réalisent une étude concerne l'application du premier exemple européen du système de ventilation multi-opérationnel monté sur le toit tel que montré en figure I.16. Des générateurs photovoltaïques d'une surface totale de 37m² ont été montés sur la toiture du bâtiment incliné à 35°, ils sont combinés avec des capteurs hybrides PV/T à air de 12.5m² de surface comporte une lame d'air isolée et un absorbeur noir muni d'ailettes afin d'accroître les transferts thermiques par convection entre l'absorbeur et l'air. L'air circule en premier lieu à travers un canal isolé derrière les GPV, puis dans les capteurs hybrides PV/T à air avant d'être injecté dans le local, sinon l'air est dirigé vers un échangeur de chaleur afin de produire l'eau chaude sanitaire. Ce système peut couvrir 35% des besoins annuels en chauffage et 64.4% en eau chaude sanitaire du bâtiment.



Figure I.16. Vue photographique du système monté à la toiture de Brockshill Environment Center

Un capteur solaire hybride PV/T à air ventilé naturellement ou mécaniquement, a été intégré sur un banc d'essais en acier inclinable est monté à New Delhi, en Inde, faisant l'objet d'une étude théorique et expérimentale en régime permanent en 2006, par Tiwari et Al [48]. Ce capteur solaire comporte deux générateurs photovoltaïques connectés en série et montés sur une couche isolante non-corrosive de Tedlar. Une lame d'air isolée à l'aide d'une couche de bois permettant la ventilation naturelle ou forcée des générateurs en face arrière. L'analyse a montré que le rendement total du PV/T à air peut augmenter aux environs de 30%.

K. Touafek et al. (2006) [49] ont fait une étude expérimentale et ont mis en œuvre un prototype de capteur hybride PV/T non recouvert pour évaluer ses performances électriques et thermiques.

Leurs résultats positifs ont permis de penser que ce type de capteur constitue une bonne alternative aux générateurs photovoltaïques et aux capteurs thermiques classiques installés séparément. Figure I.17 donne une vue schématique et une autre photographique du capteur hybride PV/T construit et du GPV témoin.

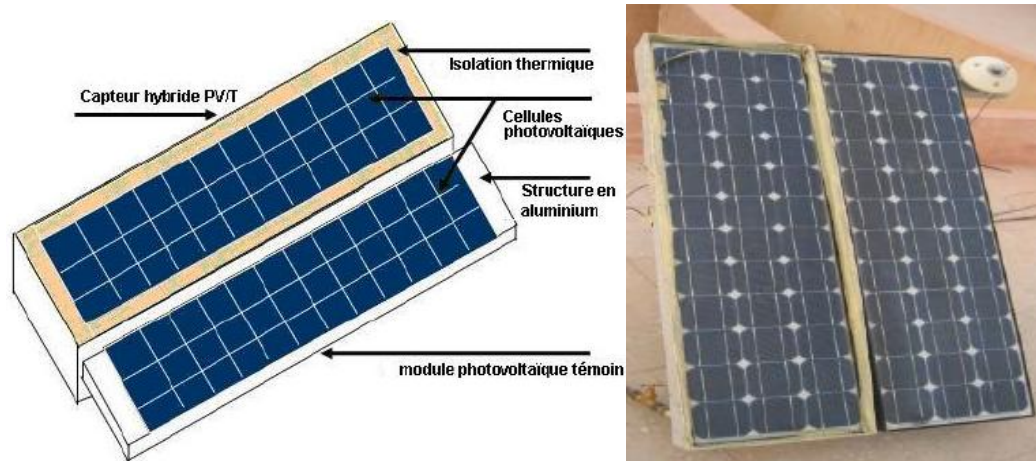


Figure I.17. Vue schématique et photographique du capteur hybride PV/T et du GPV témoin

Une étude paramétrique comparative entre quatre types de capteurs solaires à air différenciés par la présence ou non du vitrage et du tedlar est faite un an après, par Tiwari et Sodha [50], le capteur PV/T non vitré est validé expérimentalement sur un banc d'essais monté à New Delhi. Les résultats numériques prouvent que le modèle à air vitré sans tedlar présente un rendement plus performant que celui de non vitré avec et sans tedlar.

Dans la même période, Joshi et Tiwari [51] tentent d'évaluer l'analyse exergétique d'un capteur hybride PV/T à plaques parallèles sous les conditions climatiques froides de l'Inde (Srinagar). Les résultats validés expérimentalement indiquent que le rendement exergétique, le rendement électrique global et le rendement thermique global de ce capteur solaire varient respectivement entre 12-15%, 14-15%, et 55-65%.

Entre-temps, Othman et Al [52] menaient une étude théorique et expérimentale sur un capteur solaire hybride PV/T à air, constitué de cellules photovoltaïques en silicium monocristallin collées à une plaque absorbante avec des ailettes attachées à l'autre côté de la surface absorbante. L'air est amené à circuler à travers le canal supérieur, puis sous la plaque absorbante ou le canal inférieur du capteur. Cette étude leur a permis de conclure que l'emploi des ailettes collectrices doubles passage apporte une amélioration d'efficacité totale à ce système hybride.

Pour améliorer les performances globales d'un capteur solaire hybride PV/T refroidit par air, Tonui et al [53] ont construit deux systèmes modifiés impliquant l'interposition d'une fine feuille métallique (plate) au milieu du canal (système TMS) et la fixation d'ailettes rectangulaires sur la paroi arrière du canal (système FIN) améliore le transfert de chaleur des parois du canal au flux d'air. Sous un écoulement forcé avec un débit de $60\text{m}^3/\text{h}$ et une profondeur de canal de 15cm ; Une étude comparative entre les systèmes modifiés et un système de référence est faite. Ils ont conclu que l'utilisation des ailettes (capteur PV/T-AIR/FIN) donne une efficacité de 30% suivie de la fine

feuille métallique (PV/T-AIR/TMS) avec 28% et enfin le capteur PV/T-AIR/REF avec 25% et donc les modifications suggérées donnent un rendement thermique supérieur au système normal. Le système de type FIN offre un rendement thermique supérieur à celui du système TMS. Figure I.18 montre une vue en coupe des trois modèles PV/T-AIR étudiés.

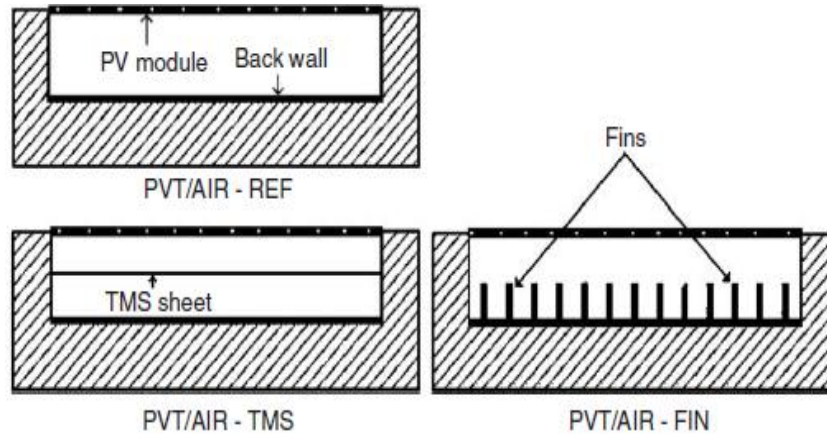


Figure I.18. Vue en coupe des deux modèles PV/T-AIR modifiés avec le modèle de référence

Touafek et al. [54] ont décrit un nouveau type de capteur solaire hybride PV/T. L'étude expérimentale de ce nouveau dispositif a permis de mettre en vue ces avantages dont la maximisation de la conversion totale avec un coût réduit comparé aux deux systèmes photovoltaïque et thermique séparément installés.

De plus, en 2010, Da Silva et al. [55] ont utilisé une approche stratégique modulaire basée sur l'environnement SIMULINK / MATLAB pour une modélisation thermodynamique d'un système solaire hybride PV/T avec une surface de 6 m² pour une résidence de quatre personnes à Lisbonne. Les résultats obtenus montrent une fraction solaire de 67%, et une efficacité énergétique globale annuelle de 24% (15% thermique et 9% électrique). Aussi, la stratégie d'approche utilisée offre une bonne évolutivité du code, un temps de développement plus court et une intégration plus simple avec des outils de calcul externes, par rapport aux langages de programmation traditionnels à orientation impérative. La figure I.19 représente le modèle typique du capteur utilisé dans ce travail.

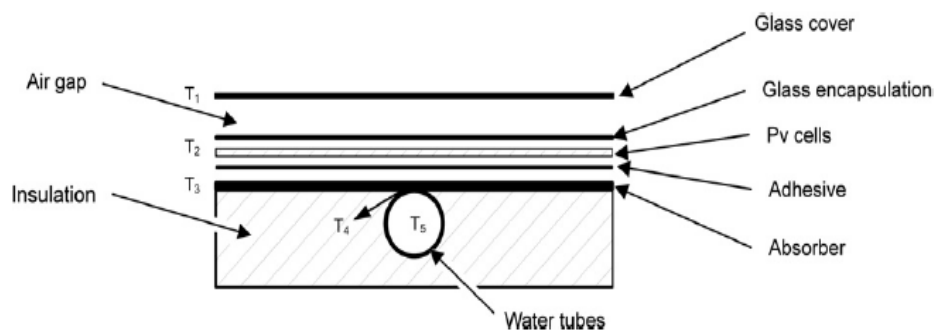


Figure I.19. Modèle typique du capteur PV/T utilisé par Da Silva et al.

Au titre de la même année, F. Sarhaddi et al [56] ont évalué les performances d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à air. Une analyse détaillée de l'énergie et de l'exergie

est effectuée pour calculer les paramètres thermiques et électriques, certaines corrections sont apportées aux coefficients de perte de chaleur associés. Un modèle électrique amélioré est utilisé pour estimer les paramètres électriques du capteur. En outre, une équation modifiée pour l'efficacité exergétique est dérivée en termes de conception et de paramètres climatiques. Un programme de simulation est également développé pour calculer les paramètres thermiques et électriques. Le modèle numérique développé pour cette étude a été validé avec le dispositif expérimental de Joshi et al. [57] (cf. Figure I.20). Il ressort des résultats obtenus que les valeurs trouvées de rendement thermique, de rendement électrique, de rendement énergétique global et de rendement exergétique de ce capteur étaient d'environ 17,18%, 10,01%, 45% et 10,75%, respectivement.



Figure I.20. Dispositif expérimental d'un capteur hybride PV/T à air réalisé par A.S. Joshi et al

En 2011, Dupeyrat et al [58] ont évalué les performances thermiques et électriques de plusieurs concepts de capteurs solaires hybrides PV/T à eau non vitrés utilisant un simple modèle thermique de 2D. Les résultats de ses enquêtes indiquent que la stratification directe des cellules photovoltaïques Sc-Si sur un échangeur de chaleur métallique conduit aux meilleurs résultats parmi les concepts étudiés. Un prototype expérimental a été construit (cf. Figure I.21) en utilisant la méthode de stratification package unique, en se concentrant sur un transfert de chaleur amélioré entre les cellules photovoltaïques et le fluide de refroidissement et sur l'amélioration des performances optiques en mettant un revêtement antireflet sur le couvercle en verre.

Le rendement thermique à zéro température réduite a été mesuré à 79% avec un rendement électrique correspondant de 8,8%, conduisant à un rendement global de 88%. Ces résultats expérimentaux indiquent une amélioration significative des performances thermiques et électriques par rapport aux travaux antérieurs sur les concepts de capteur PV/T.

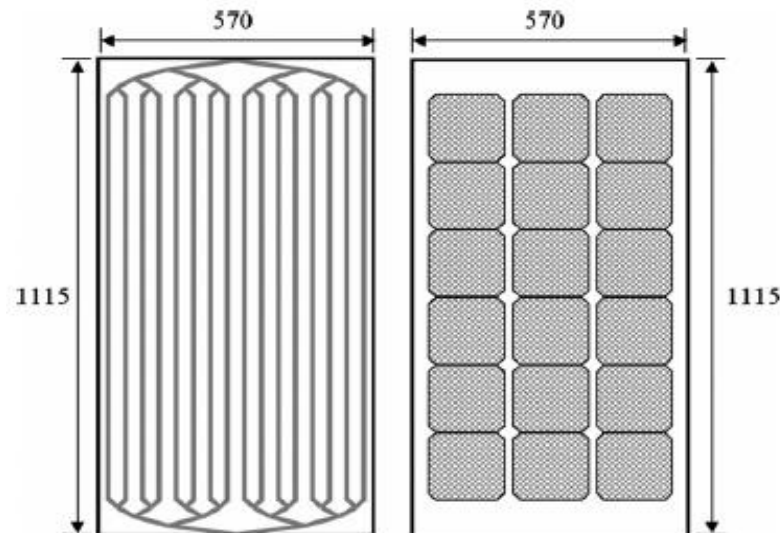


Figure I.21. Schéma représente la face avant et arrière du capteur solaire hybride PV/T développé par Dupeyrat et al

D'autre part en 2012, une étude sur l'influence des paramètres internes et externes sur les capteurs solaires hybrides PV/T à tubes, conduit Touafek et Khelifa [59] à conclure que l'augmentation de la distance entre les tuyauteries du fluide caloporteur favorise l'évacuation de la chaleur (cf. Figure I.22), ce qui permet d'améliorer les performances électrique et thermique.

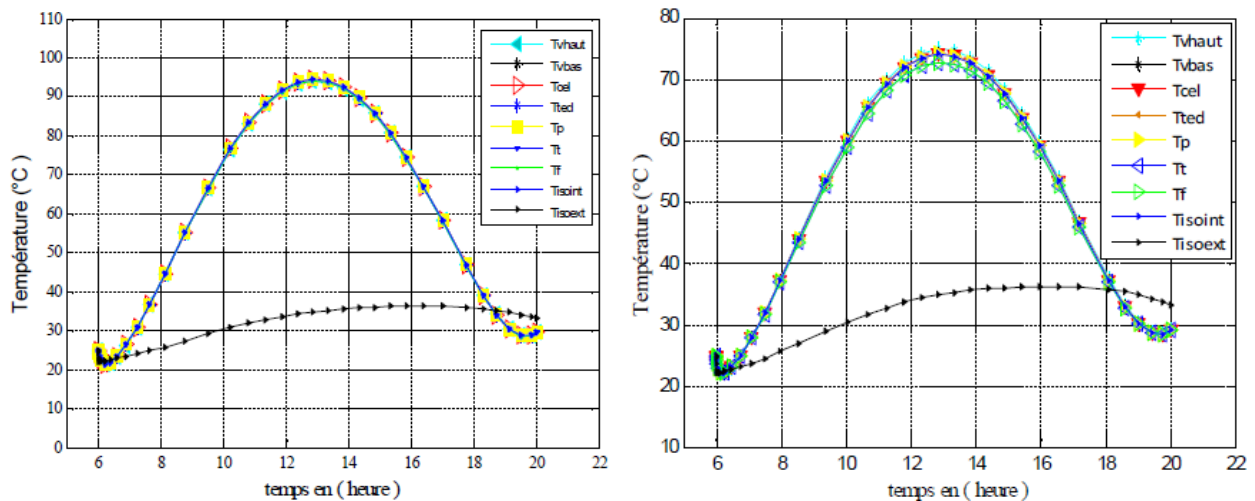


Figure I.22. Variations de températures instantanées des différentes couches du capteur PV/T à tubes avec une distance entre tubes $X=0.005$ et $X=0.023$ m

L'étude présentée par Fontenault [60] sur un capteur solaire hybride PV/T composé de cellules photovoltaïques en silicium monocristallin qui sont liées avec une pâte thermique de silicone à un réservoir d'aluminium à travers lequel coule l'eau, consiste à comparer ses performances thermiques et électriques, en faisant de nombreuses simulations sur le logiciel COMSOL Multiphysics, tout en variant la vitesse d'écoulement d'eau et l'épaisseur du canal d'écoulement. Il a été constaté que le plus haut rendement total de 95.7% est obtenu pour les cas de tests impliquant des combinaisons de vitesse d'écoulement d'entrée de 0.01 m/s et d'épaisseur de canal

d'écoulement de 0.015 m, la configuration la moins efficace a enregistré un rendement total de 27.5% pour une vitesse d'entrée de 0.005 m/s et d'une épaisseur de canal de 0.005 m.

Farshchimonfared et al [61] ont affirmé que la conception d'un capteur solaire hybride PV/T nécessite une détermination précise de paramètres clés tels que la profondeur du canal, le débit massique de l'air et le diamètre du conduit de distribution d'air en tenant compte des performances de l'ensemble du système. Le travail consiste à modéliser des capteurs de différentes dimensions (10, 15, 25 et 30 m²) et différents rapports longueur/largeur (0.5, 1, 1.5 et 2) pour une montée en température constante de 10 °C. Il a été conclu que la valeur optimale du débit massique d'air par unité de surface de capteur est presque constante et approximativement égale à 0,021 kg/s m² avec une valeur de profondeur varie entre 0,09 et 0,026 m par ailleurs, le conduit de distribution d'air optimal varie entre 0,3 et 0,5 m.

En 2014, Tsai [62], a présenté la conception et la modélisation d'un capteur solaire hybride PV/T associé à une pompe à eau HPWH qui forment un système autonome PV/T-HPWH dont il a été simulé sur le logiciel MATLAB/Simulink, ainsi qu'une plate-forme d'expérience a été mise en place dans le centre de recherche et développement d'énergie « ERDC » de l'Université Da-Yeh à Taiwan. Les résultats obtenus montrent que le PV/T-HPWH est suffisamment résistant face aux fluctuations météorologiques d'où le rendement électrique, le rendement global et le coefficient de performance peuvent atteindre respectivement 12%, 86% et 7.09. La courbe ci-dessous exprime la variation de coefficient de performance du système pendant le jour du test (12/06/2013).

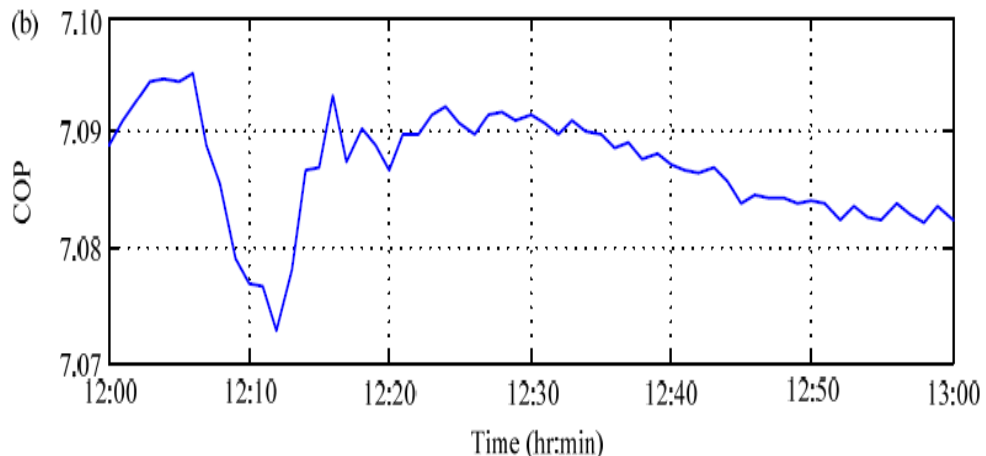


Figure I.23. Variation de coefficient de performance du système en fonction du temps

Ces dernières années, diverses méthodes de gestion thermique des systèmes hybrides PV/T ont été étudiées par des chercheurs en raison de son importance dans l'amélioration globale de l'efficacité du système.

Amori et al. [63] ont mené une étude théorique et expérimentale thermoélectrique comparative de divers modèles de capteurs PV/T, dans laquelle quatre capteurs de différentes configurations ont été construits et testés dans des conditions climatiques irakiennes. Les configurations étudiées ont été conçues comme suit : modèle I : 2 générateurs GPV sans refroidissement, modèle II : capteur PV/T (simple conduit, double passage) III : capteur PV/T (double conduit, simple passage) et modèle IV : capteur PV/T (simple conduit, simple passage). Les résultats obtenus ont révélé que

le modèle IV a un bon rendement électrique d'un côté mais d'un autre côté le rendement global le plus élevé est obtenue avec le modèle III. Ils ont conclu que le modèle III est le plus approprié pour les zones rurales en Irak et qu'il est simple à construire.

O. Rejeb et al [64] ont présenté la simulation dynamique d'un capteur solaire hybride thermique photovoltaïque. Une étude a été menée sur l'effet de divers facteurs, tels que les paramètres météorologiques et optiques et les paramètres de conception. De plus, l'évaluation et les analyses économiques comparatives entre les différentes conceptions des capteurs solaires hybrides PV/T, du capteur solaire thermique conventionnel et du module photovoltaïque ont été réalisées. Les résultats numériques confirment que les rendements thermique et électrique dépendent de manière significative des paramètres étudiés. Les auteurs constatent également qu'en termes d'économie, le capteur PV/T non couvert offre la meilleure performance parmi d'autres.

N. Aste et al [65] ont fait une conception d'un capteur PV/T vitré à eau, fabriqué avec la technologie photovoltaïque en couches minces et un absorbeur à plaque plate laminé, un modèle mathématique détaillé pour l'estimation de sa production électrique et thermique a été élaboré. Les résultats acquis ont conduit à la détermination de rendement primaire annuel du générateur photovoltaïque de 13,4%, tandis que le capteur PV/T est capable de convertir l'énergie solaire en énergie primaire avec un rendement global de 42%, ce qui correspond à 13,2% de l'électricité en énergie primaire et 28,8% de l'énergie thermique. Le capteur solaire hybride PV/T réalisé est représenté dans la figure I.24.



Figure I.24. Capteur PV/T vitré à eau fabriqué au Politecnico di Milano

J.I. Bilbao et al [66] ont présenté un modèle qui utilise une approche nodale basée sur l'analogie électrique-thermique utilisant des réseaux RC dans un simulateur de circuit électronique pour modéliser la réponse thermique de capteur hybride photovoltaïque thermique (cf. Figure I.25). Le flux de chaleur est modélisé dans une seule dimension et des températures moyennes sont utilisées pour la plaque d'absorbeur et le fluide afin de calculer la sortie thermique transitoire du capteur. Les résultats permettent de constater que la solution proposée est en accord avec les données expérimentales et que le modèle pourrait être utilisé pour l'analyse des performances et la

conception du capteur. Les valeurs de la précision pour la validation du modèle sont présentées par le tableau I.7.

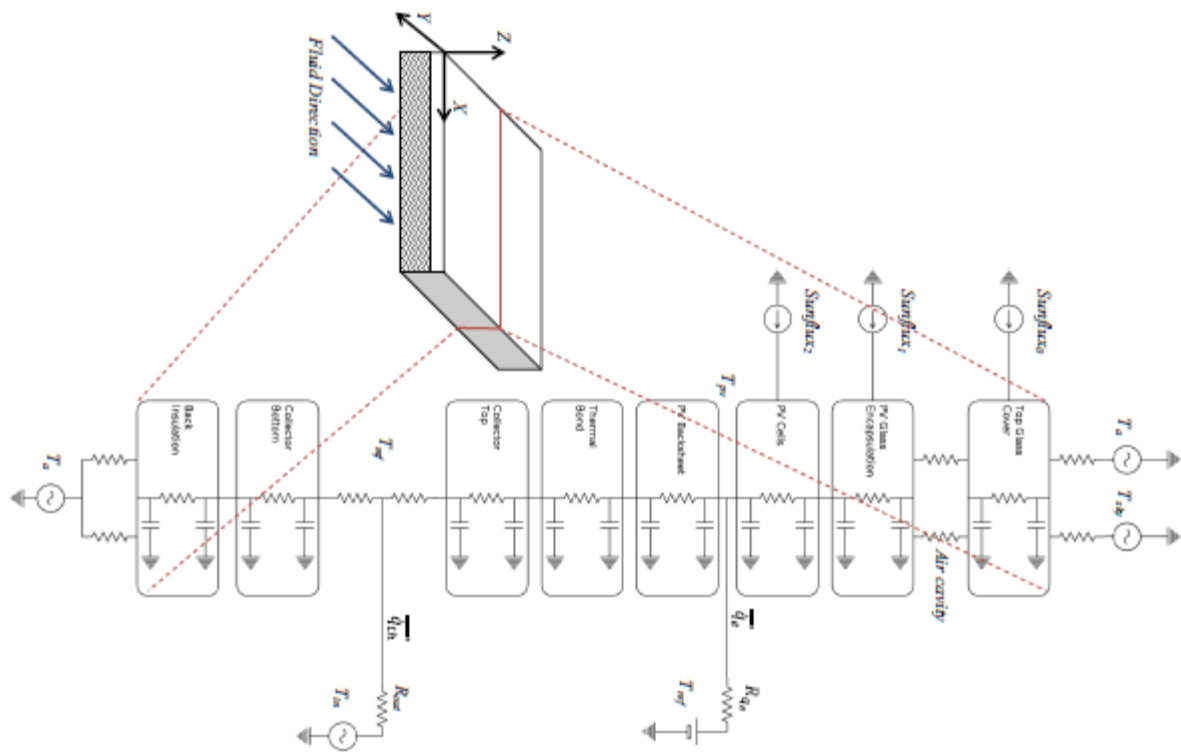


Figure I.25. Schéma équivalent du réseau RC 1D de transfert de chaleur du capteur photovoltaïque thermique PV/T vitré

	MBE(%)	RMSE	cv (RMSE) (%)	R ² (%)
Q_{th}	-3.2	27.93	12.5	96.2
Q_{ele}	2.2	3.42	8.7	99.0

Tableau I.7. Valeurs de précision avec plusieurs techniques prédictives

F. Hussain et al [67] ont étudié un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique amélioré combiné avec un échangeur de chaleur hexagonal en nid d'abeilles. Il s'agit d'une combinaison de générateurs photovoltaïques et de composants solaires thermiques dans un système intégré. L'air, en tant que fluide caloporteur, est amené à s'écouler à travers l'échangeur. Le système a été testé avec et sans le nid d'abeilles. Il a été observé que le nid d'abeilles en aluminium est capable d'améliorer l'efficacité thermique du système de 60% et le rendement électrique de 0.1%.

Une étude expérimentale d'un capteur solaire hybride PV/T vitré a été entreprise par H. Pierrick et al [68], dans le cadre d'un partenariat entre CETHIL, EDF R&D et Fraunhofer ISE. Un modèle thermique 3D est proposé, accompagné du maillage approprié à la géométrie de l'échangeur et de l'approche adoptée pour prendre en compte les effets de déséquilibre résultant de température des cellules. Le modèle a d'abord été validé dans des conditions d'équilibre, à l'aide de données obtenues dans des conditions d'essais de laboratoire contrôlées. Son comportement dans des conditions transitoires a ensuite été testé à l'aide d'une installation expérimentale

comprenant un système de chauffe-eau solaire domestique avec un champ de 6 capteurs hybrides PV/T. Le modèle est tout à fait satisfaisant car l'écart sur la température du fluide est au maximum de 2°C à l'état dynamique alors que la production d'énergie électrique est légèrement sous-estimée. Ce travail met en évidence la nécessité de prendre en compte les niveaux de température atteints par chaque cellule en fonction du type d'échangeur de chaleur, puis de prendre en compte les effets de désadaptation. C'est à la fois important pour la performance dynamique de ces capteurs hybrides mais également pour maintenir leurs performances tout en vieillissant. La figure I.26 illustre le mode et les zones de maillage dans l'échangeur et dans le générateur photovoltaïque du capteur étudié.

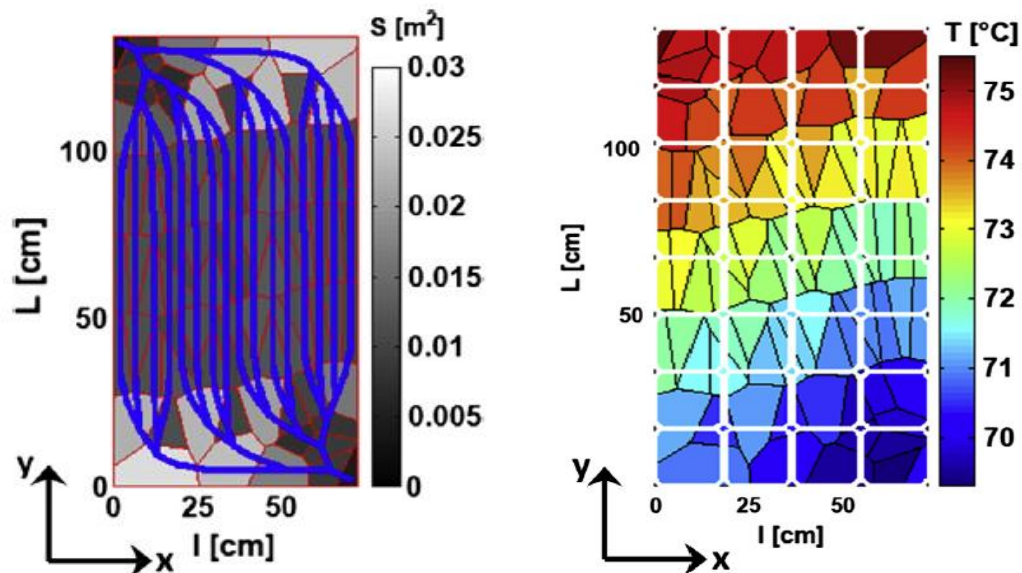


Figure I.26. Illustration du mode et des zones de maillage dans l'échangeur et dans le générateur photovoltaïque du capteur étudié par Pierrick et al

J. Yazdanpanahi et al [69] ont fait une étude expérimentale et numérique sur l'efficacité exergetique d'un capteur hybride PV/T à eau en prenant en compte la perte d'exergie due à la perte de charge dans les conduites d'écoulement. Les auteurs ont trouvé que la valeur optimale du débit massique dans laquelle l'efficacité exergetique a une valeur maximale (13,95%) est égale à 0,002 kg / s. Figure I.27 représente les variations de l'efficacité exergetique en fonction du débit massique

Un modèle numérique détaillé d'un capteur plat est développé par H.U. Helvacı et al [70] pour étudier la température moyenne, le gain de chaleur utile et le coefficient de transfert de chaleur du HFC-134a le long du tube collecteur. Les résultats de la simulation ont montré que le coefficient de transfert de chaleur (375,2–416,6 W/m²) était supérieur à celui des régions en phase liquide (153,54–173,93 W/m²) et en phase vapeur (73,4 W/m²). On constate que les coefficients de transfert de chaleur ont montré une dépendance sur le débit du flux. À mesure que le débit massique, ainsi que le nombre de Reynolds, augmente, le débit devient turbulent. Dans les régions turbulentes, on obtient un coefficient de transfert de chaleur supérieur à celui de la région laminaire, ce qui entraîne une augmentation du gain de chaleur du fluide et de l'efficacité du collecteur. L'analyse des résultats de la simulation a également montré que la pression de saturation du fluide avait un effet sur l'efficacité du capteur. Lorsque la pression de saturation est plus élevée,

la température de saturation s'éloigne de la température d'entrée du fluide et l'efficacité du collecteur diminue. De plus, l'efficacité du capteur avec deux fluides de travail (R-134a et HFE-7000) est comparée pour les mêmes conditions d'entrée. Il a été constaté que le R-134a donne une efficacité supérieure en raison de ses propriétés supérieures par rapport au HFE-7000. Un banc d'essai expérimental a été construit afin de valider le modèle de simulation par rapport aux résultats expérimentaux. HFE-7000 a été utilisé dans l'expérience et les résultats de la simulation montrent un bon accord avec les résultats expérimentaux.

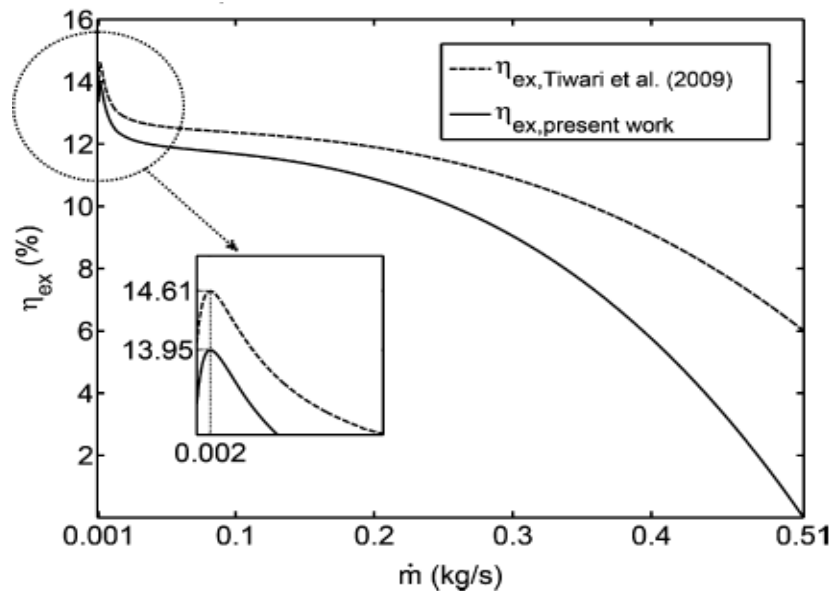


Figure I.27. Variations de l'efficacité exergétique en fonction du débit massique

En 2015, Nougblega et Al [71] ont proposé la modélisation d'un capteur solaire hybride PV/T à air, dans lequel se trouve entre le générateur photovoltaïque et la plaque de verre protectrice une lame d'air confinée ou du vide. La comparaison entre ces deux derniers leur a permis de conclure que le sous vide est thermiquement plus performant que celui avec de l'air confiné, mais aussi que l'isolation thermique des cellules PV par la boucle d'air confinée accroît le rendement électrique du système.

Dans un travail traitant d'une optimisation paramétrique d'une maison solaire photovoltaïque intégrée. Matrawy et al [72] développe un modèle mathématique de simulation incluant le GPV, le système thermique et la maison proposée. Les paramètres étudiés incluent la taille de la maison solaire proposée ainsi que le débit massique à travers le conduit d'air intégré entre l'arrière du GPV et le mur de la maison. La configuration appropriée des générateurs photovoltaïques est également étudiée. L'exploitation des résultats de la simulation permet de constater qu'une surface de 2 m² du générateur photovoltaïque satisferait à une température ambiante acceptable pendant la saison hivernale avec une maison solaire d'une taille de 24 à 48 m³. En outre, l'efficacité thermique serait considérablement améliorée si le débit massique d'air circulant dans le système était élevé. De plus, un rendement thermique supérieur et une température ambiante acceptable seraient atteints en configuration longitudinale du GPV.

L'utilisation des deux fluides caloporteurs, eau et air, dans un capteur solaire hybride PV/T a été récemment faite par Othman et Al [73], en début 2016. Le capteur est construit et testé en laboratoire d'énergie solaire, Faculté des sciences et de la technologie, Université Kebangsaan Malaysia. Le générateur photovoltaïque monté dans la partie supérieure du système étant transparent permet à la lumière de passer vers l'absorbeur sur lequel sont fixés les tubes d'eau, cinq canaux en dessus et quatre canaux en dessous, le cadre du capteur est rempli d'un isolant en fibre de verre. La chaleur piégée dans le canal est absorbée par l'air et l'eau, et par conséquent convertie en énergie thermique, les performances du système sont calculées à base de l'équation Hottel- Whillier-Bliss. Les meilleurs résultats de l'expérience globale étaient sous une irradiation de 800W/m^2 , un débit d'air de 0.05kg/s et un débit d'eau de 0.02kg/s ; la température de sortie indiquée est de 27.4°C . Le rendement électrique était de 17% avec une puissance électrique moyenne de 145W et le rendement thermique était de 76%. L'ensemble du système PV/T Combiné est représenté dans la figure I.28.



Figure I.28. Photographie de l'ensemble du système PV/T Combiné

En 2016, O. Rejeb et al [74] ont fait une étude numérique et expérimentale sur l'utilisation de nano fluides en tant que fluides de refroidissement dans un système PV/T non vitré. Un modèle numérique bidimensionnel est établi et validé expérimentalement à la ville de Machhad (Iran) (cf. Figure I.29). L'influence de la concentration (0,1, 0,2 et 0,4 wt. %), des types de nanoparticules (Al_2O_3 et Cu) et de différents fluides basiques (eau pure et éthylène glycol) sur les performances électrique et thermique du system sont étudiés. En outre, le modèle est appliqué pour prédire la production électrique et thermique annuelle du capteur PV/T pour trois villes différentes : Lyon (France), Machhad (Iran) et Monastir (Tunisie). Les résultats ont montré que l'utilisation d'eau pure comme fluide de base donne de meilleures performances que l'éthylène glycol. Pour les nanoparticules Cu/eau est la plus performante par rapport Cu/éthylène glycol, Al_2O_3 /eau et Al_2O_3 /éthylène glycol. On constate également que la production d'énergie thermique et électrique sous les conditions climatiques de Monastir (Tunisie) est supérieure à celles de Machhad (Iran) et de Lyon (France).

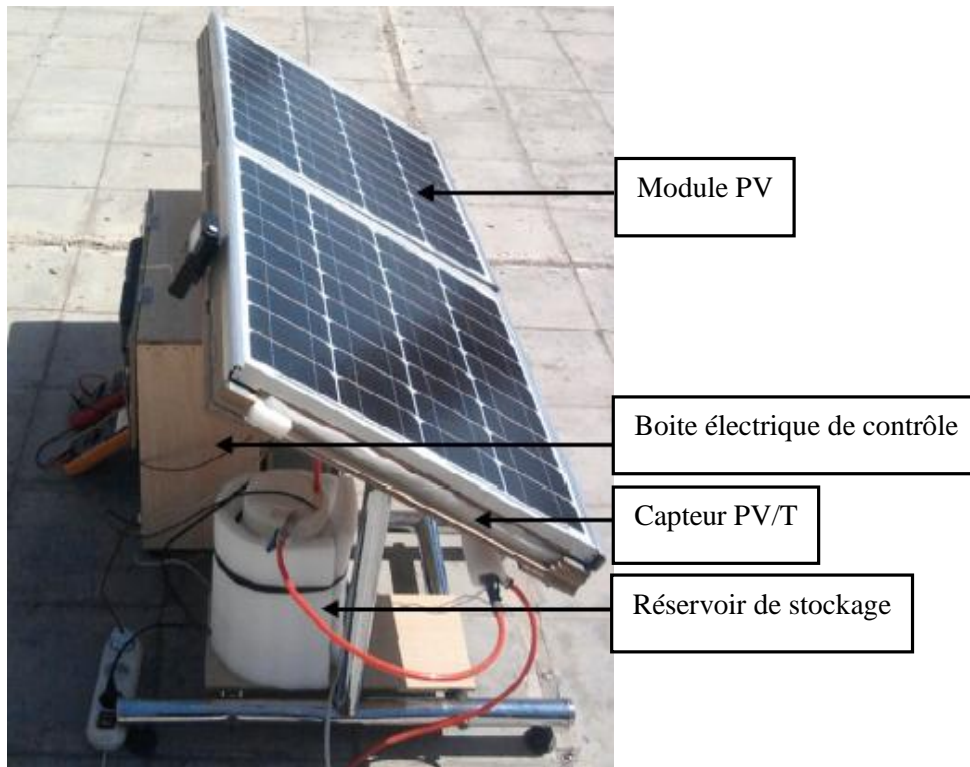


Figure I.29. Montage expérimental du système PV/T réalisé à Mashhad (Iran)

Un revêtement à faible émissivité hautement transparente à base d'argent, spécialement optimisé pour l'application dans les capteurs solaires hybrides PV/T, est développé par M. Lammle et al [75]. En combinant des couches de SiO₂ à faible réfraction et de TiO₂ à haute réfraction, une faible émissivité de 0,13 est obtenue tout en maintenant un facteur de transmission solaire élevé de 0,79. Les performances thermiques et électriques ont été trouvées et comparées à celles d'un capteur PV/T de même conception mais sans revêtement à faible émissivité. Le nouveau revêtement réduit les pertes de chaleur des capteurs de 82%, tandis que le rendement électrique ne baisse que de 3%.

En 2017, Erkata Yandri [76] a utilisé le chauffage par effet Joule comme chaleur supplémentaire pour améliorer l'efficacité thermique du capteur solaire hybride PV/T. Il s'avère des résultats trouvés que l'efficacité thermique du capteur PV/T en mode PV/T est supérieure à celle du mode T dans la plage inférieure du gradient d'efficacité thermique de premier ordre.

Un modèle thermique de capteur hybride semi-transparent avec refroidisseur thermoélectrique (PV/T-TEC) proposé par Neha Dimri et al. [77]. Les résultats fournis par le modèle mettant en évidence que le rendement électrique de celui-ci est supérieur à ceux de générateur semi-transparent GPV et de générateur semi-transparent avec refroidisseur thermoélectrique GPV-TEC avec respectivement 7.266 et 4.723% (cf. Figure I.30).

En 2018, Diogo Cabral et ses collaborateurs [78] ont analysé des capteurs hybrides PV/T à faible concentration et dépourvus de suivi avec capteurs bifaciaux verticaux. Les résultats ont montré que les géométries CPC avec un facteur de concentration de 1.6 obtenaient des rendements énergétiques supérieurs de 8 à 13% à ceux des géométries Pures Parabola.

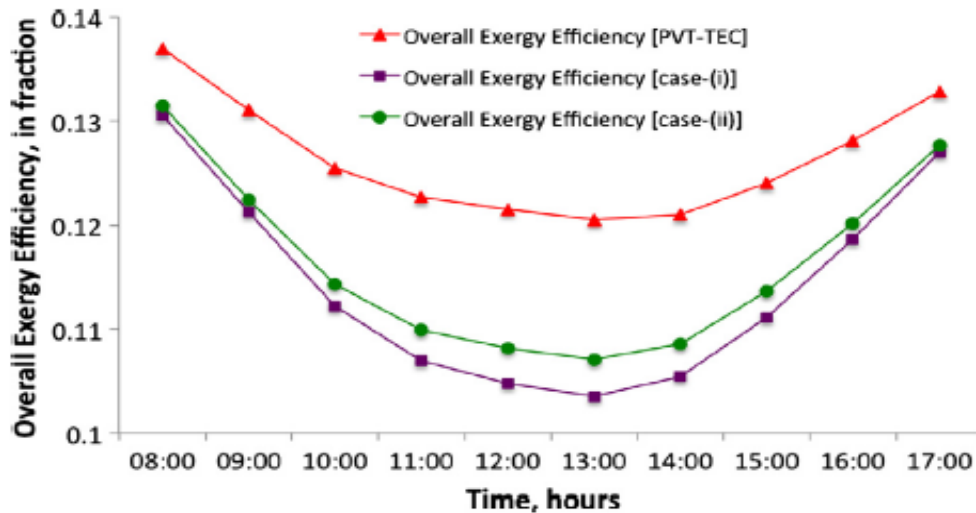


Figure I.30. Variation horaire d'une efficacité exergetique globale pour capteur hybride semi-transparent avec refroidisseur thermoélectrique (PV/T-TEC) proposé, le générateur semi-transparent GPV [case- (i)] et le générateur semi-transparent avec refroidisseur thermoélectrique GPV-TEC [case- (ii)].

María Herrando et al [79] présente une étude économique sur un nouveau système solaire à base de PV/T dans le secteur résidentiel. Dans trois villes différentes, Saragosse, Londres et Athènes, les auteurs ont découvert que le prix du capteur solaire hybride PV/T était celui qui influait le plus sur l'économie du système.

En 2019, H. Fayaz [80] a conçu un nouveau capteur thermique en tant que système PV/T et PV/T-PCM. Les résultats montrent que les matériaux à changement de phase ajoutent aux avantages du refroidissement et du stockage de la chaleur des cellules PV.

Wei Pang et al. [81] ont conçu un système hybride à hétérojonction (HIT-PV/T) basé sur des cellules solaires HIT et un capteur thermique en aluminium. Les résultats mesurés du système HIT-PVT montrent que la circulation du liquide de refroidissement augmente la puissance de sortie et le module HIT-PV/T peut fournir l'alimentation en eau chaude sanitaire (jusqu'à 51,2°C). De plus, les coûts des systèmes HIT-PV/T sont bien inférieurs à ceux des systèmes conventionnels et le temps de retour sur investissement peut être inférieur à 3 ans.

En 2020, B. Boumaaraf et al. [82] ont proposé une étude comparative entre un GPV et un capteur solaire hybride PV/T vitré. Deux modèles numériques ont été développés et évalués grâce à une simulation sous environnement MATLAB. Le GPV a été validé expérimentalement. Des évaluations de la performance électrique et thermique des deux systèmes ont été effectuées sous les conditions climatiques réelles de la ville de Ghardaïa. Les rendements électriques atteignent respectivement 7% et 6,26% pour le GPV et le capteur solaire hybride PV/T vitré, tandis que les rendements thermiques globaux atteignent respectivement 18,43% et 74,2% pour les deux systèmes. L'environnement de simulation est considéré avec un débit massique de 0,0125 kg/s. Figure I.31 représente les histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électriques, thermiques et thermiques globaux pour le GPV et le capteur hybride PV/T vitré.

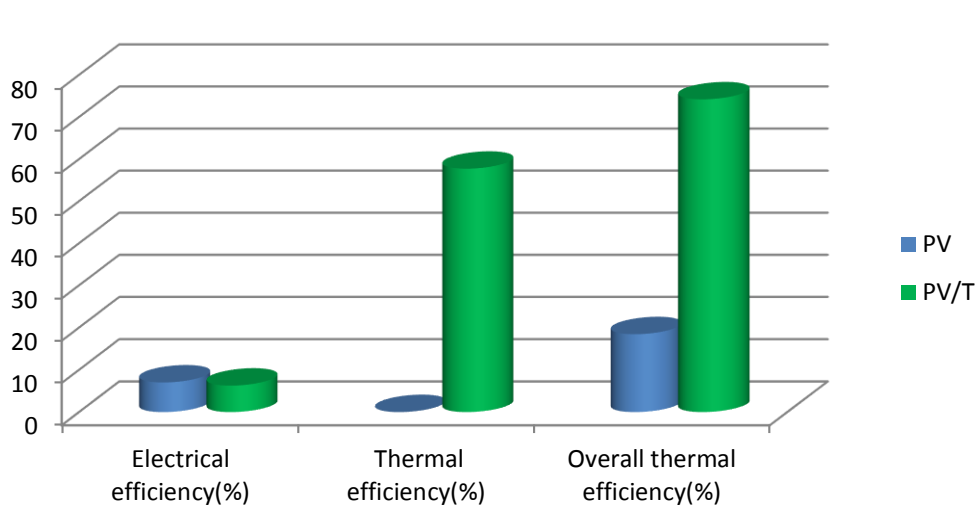


Figure I.31. Histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électriques, thermiques et thermiques globaux pour le capteur hybride PV/T et le GPV classique

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre une démonstration énergétique de la production, l'exportation de pétrole et de gaz naturel et la consommation de gaz et d'électricité, en Algérie est présentée, nous avons constaté que la consommation nationale de gaz et d'électricité a connu une hausse importante ces dernières années. Cette forte augmentation de la demande vis-à-vis de la diminution des réserves nationales nous oriente à penser à une transition énergétique réelle vers les énergies renouvelables.

Afin d'aller jusqu'à la rentabilité de notre étude, nous nous sommes intéressés aussi à la consommation d'énergie finale par secteur d'activité, nous avons constaté que la consommation des ménages représente 45% de la consommation totale. Par ailleurs, les rejets industriels sous leurs différentes formes, constituent aujourd'hui une préoccupation aussi bien au niveau national qu'international en raison des impacts négatifs que ces derniers entraînent sur l'environnement.

Un fort intérêt à noter pour les modes de transfert thermique tels que le transfert par conduction, par convection et par rayonnement dans certains matériaux qui font partie intégrante des capteurs solaires, les points-clés dans cette partie ont été discutés.

La synthèse bibliographique menée, concernant les différents travaux réalisés sur les capteurs solaires hybrides PV/T en Algérie et à travers le monde nous a permis de mieux comprendre la constitution et la disposition des composants dans ce système bi-fonctionnels dont le choix des paramètres dépend de plusieurs facteurs.

Finalement, et d'après ce chapitre le générateur photovoltaïque est un élément essentiel dans la constitution de capteur solaire hybride PV/T et pour cette raison une étude théorique du générateur sera l'objet de chapitre II.

CHAPITRE II

GENERATEUR

PHOTOVOLTAÏQUE :

ETUDE THEORIQUE &

SIMULATION

CHAPITRE II**GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE : ETUDE THEORIQUE & SIMULATION****II.1. Introduction**

L'étude théorique d'un capteur solaire hybride PV/T exige une étude de ses deux parties photovoltaïque et thermique, nous nous intéressons dans ce chapitre à la conversion photovoltaïque. Nous décrirons brièvement la structure et le fonctionnement des cellules et des générateurs photovoltaïques, Ainsi, nous présenterons les deux modèles mathématiques existants dans la littérature avant de développer celui à une diode dans un environnement MATLAB/Simulink. Nous étudierons ensuite, l'influence des paramètres météorologiques et des paramètres internes sur le comportement électrique du GPV.

Un générateur photovoltaïque présente des caractéristiques courant-tension non linéaires avec des PPM [83,84]. Ces caractéristiques dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule [85,86]. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur débite, nous pouvons trouver un très grand écart entre la puissance potentielle de ce dernier et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe. Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique utilisée consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{max} disponible [83,87]. Le circuit de base d'un système de poursuite du point de puissance maximale est un convertisseur DC/DC piloté par un circuit de commande, afin d'extraire la totalité de la puissance produite par le GPV.

Plusieurs solutions ont été proposées pour l'algorithme de recherche du PPM commandant le convertisseur statique [88,89] ; dans ce chapitre, nous élaborons la technique perturbation et observation P&O.

II.2. Cellules photovoltaïques

L'électricité photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV), les cellules photovoltaïques ont été découvertes par E. Becquerel en 1839 [90,91]. Elles sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé : « effet photovoltaïque » (cf. Figure II.1). Ce dernier correspond à l'apparition d'une différence de potentiel au sein de la jonction PN (force électromotrice) lorsqu'elle est soumise à un rayonnement lumineux. L'énergie des photons lumineux, captée par les électrons périphériques (couche N) leur permet de franchir la barrière de potentiel, les électrons ainsi libérés créeront le courant électrique de la cellule (photo-courant)

[92,93]. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

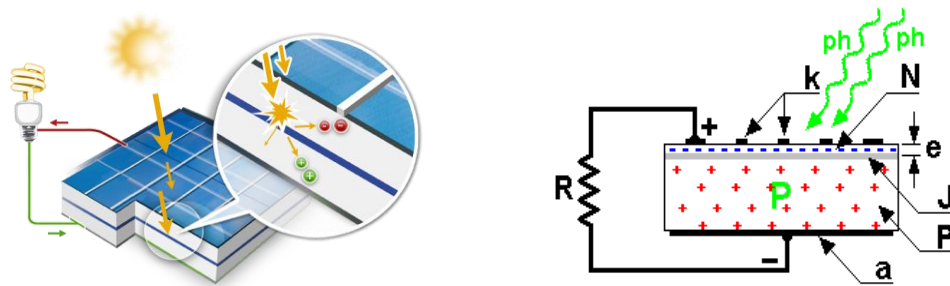


Figure II.1. Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium (jonction PN)

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible, de l'ordre de 1 à 3W avec une tension de moins d'un Volt. Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des générateurs photovoltaïques. Le tableau II.1 représente les différentes technologies d'une cellule photovoltaïque [14, 93,94].

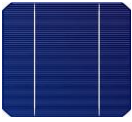
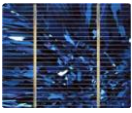
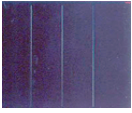
Cellules	Rendement	Avantages et inconvénients	Application
 Silicium monocristallin	14 à 18 %	-Matière première largement disponible. -Coût élevé de production. -Rendement faible sous faible éclairement.	-Appareil de faible puissance. -Application spatiale.
 Silicium polycristallin	12 à 14 %	-Coût de production moins élevé.	-Générateurs à toutes tailles (relié au réseau où en sites isolés).
 Silicium amorphe	6 à 8 %	-Coût de production le plus bas. -Fonctionnement sous faible éclairement. -Rendement faible.	-Appareil de faible puissance. -Production d'énergie (calculatrices et montres solaires).

Tableau II.1. Différentes technologies des cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs modèles de cellules photovoltaïques [95,96], caractérisés par la courbe courant-tension $I = f(V)$ pour l'analyse et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques.

La différence entre ces modèles réside dans la procédure et le nombre des paramètres intervenants dans le calcul de la paire courant-tension.

II.2.1. Modèle à une diode

C'est le modèle le plus cité dans la littérature, la cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique équivalent (cf. Figure II.2) qui se compose de [97,98] :

- source de courant : modélise la conversion de flux lumineux en courant électrique ;
- une diode : modélise la jonction PN ;
- une résistance série R_s : modélise les diverses résistances des différentes couches de la cellule ;
- une résistance shunt R_{sh} : caractérise le courant de fuite dans la diode et effets de bords de la jonction.

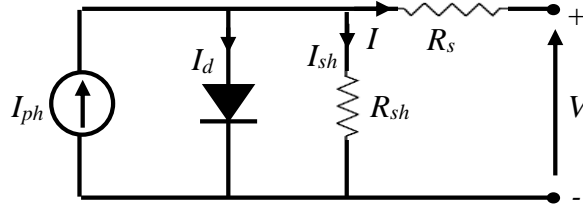


Figure II.2. Schéma électrique du modèle équivalent à une diode de la cellule photovoltaïque

La caractéristique courant–tension est décrite par l'expression ci-dessous [99,100] :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II-1})$$

Où I_{ph} est le courant photo-généré, I_d est le courant de diode et I_{sh} est le courant de la résistance shunt. Ces courants sont définis par les équations suivantes :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} [I_{Ph,ref} + \mu_{I,cc}(T_{cell} - T_{cell,ref})] \quad (\text{II-2})$$

$$I_d = I_o \left\{ \exp\left(\frac{V+R_s I}{a}\right) - 1 \right\} \quad (\text{II-3})$$

$$I_{sh} = \frac{(V+R_s I)}{R_{sh}} \quad (\text{II-4})$$

L'équation courant-tension détaillée liée au circuit électrique est donnée par [101–106] :

$$I = \frac{G}{G_{ref}} [I_{Ph,ref} + \mu_{I,cc}(T_{cell} - T_{cell,ref})] - I_o \left\{ \exp\left(\frac{V+R_s I}{a}\right) - 1 \right\} - \frac{(V+R_s I)}{R_{sh}} \quad (\text{II-5})$$

$R_s \ll R_{sh} \Rightarrow R_s \approx 0$, alors :

$$I_o \left\{ \exp\left(\frac{V+R_s I}{a}\right) - 1 \right\} \cong 0 \Rightarrow I_{ph,ref} = I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) \quad (\text{II-6})$$

Pour trouver les paramètres I_o et a en fonction des paramètres référentiels, les relations suivantes sont utilisées [107–109] :

$$I_o = I_{o,ref} \left(\frac{T_{cell}}{T_{cell,ref}} \right)^3 \exp \left\{ \frac{E_g}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_{cell,ref}}{T_{cell}} \right) \right\} \quad (\text{II-7})$$

$$a = a_{ref} \left(\frac{T_{cell}}{T_{cell,ref}} \right) \quad (\text{II-8})$$

Avec :

$$I_{o,ref} = \frac{I_{ph,ref} - \frac{V_{co}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{co}}{a}\right) - 1} \quad (\text{II-9})$$

$$a_{ref} = \frac{\mu_{V,co} T_{cell,ref} - V_{co,ref} + E_g}{\left(\frac{\mu_{I,cc} T_{cell,ref}}{I_{ph,ref}} \right)^{-3}} \quad (\text{II-10})$$

Le courant de court-circuit I_{cc} et la tension en circuit-ouvert V_{co} d'un générateur GPV peuvent aussi s'exprimer en fonction de la température de cellule par les équations suivantes [110] :

$$I_{cc} = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) [I_{cc,ref} + \mu_{I,sc} (T_{cell} - T_{cell,ref})] \quad (\text{II-11})$$

$$V_{co} = V_{co,ref} + a \ln \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) + \mu_{V,co} (T_{cell} - T_{cell,ref}) \quad (\text{II-12})$$

Où :

G : Rayonnement solaire ;

T_{cell} : Température des cellules photovoltaïques ;

I_o : Courant de saturation inverse de la diode ;

a : Idéalité modifiée de la diode ;

R_s : Résistance série de la cellule photovoltaïque ;

R_{sh} : Résistance shunt de la cellule photovoltaïque ;

E_g : Énergie de bande = 1.12 eV ;

$\mu_{I,cc}$: Coefficient de température de courant de court-circuit ;

$\mu_{V,co}$: Coefficient de température de tension en circuit ouvert ;

Le terme *ref* indique que le paramètre est calculé dans les conditions de test standard.

II.2.2. Modèle à deux diodes

C'est le modèle qui décrit le mieux la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque (cf. Figure II.3). Il prend en compte les différents facteurs physiques [99,111], qui se composent d'une source de courant, des résistances R_s et R_{sh} , ainsi que de deux diodes, l'une caractérisant la jonction PN et l'autre modélisant le phénomène de recombinaison des porteurs de charge.

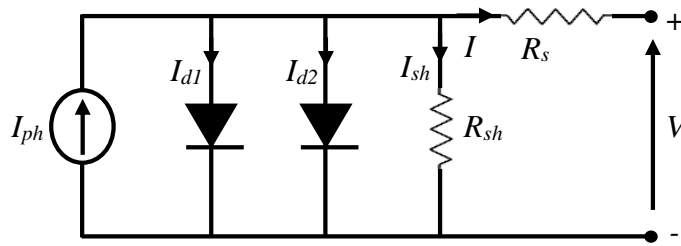


Figure II.3. Schéma électrique équivalent du modèle à deux diodes de la cellule photovoltaïque

Le courant généré par la cellule solaire est donné par l'expression suivante [112] :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \tag{II-13}$$

Ou encore :

$$I = \frac{G}{G_{ref}} [I_{Ph,ref} + \mu_{I,cc}(T_{cell} - T_{cell,ref})] - I_{01} \left\{ \exp\left(\frac{V+IR_s}{a1}\right) - 1 \right\} - I_{02} \left\{ \exp\left(\frac{V+IR_s}{a2}\right) - 1 \right\} - \frac{(V+IR_s)}{R_{sh}} \tag{II-14}$$

II.3. Générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance qui est insuffisante pour la plupart des applications, il est donc nécessaire de faire augmenter cette puissance en faisant associer plusieurs cellules photovoltaïques dans différents montages. En effet, en associant les cellules photovoltaïques en série ou en parallèle, on peut constituer des modules photovoltaïques qui fournissent la puissance demandée, selon les besoins de l'application visée.

En associant en parallèle n_p rangées, où chaque rangée est constituée de n_s cellules élémentaires, les caractéristiques électriques du générateur résultant seront données par :

$$\begin{cases} I_{cc,G} = n_p I_{cc} \\ V_{co,G} = n_s V_{co} \end{cases} \tag{II-15}$$

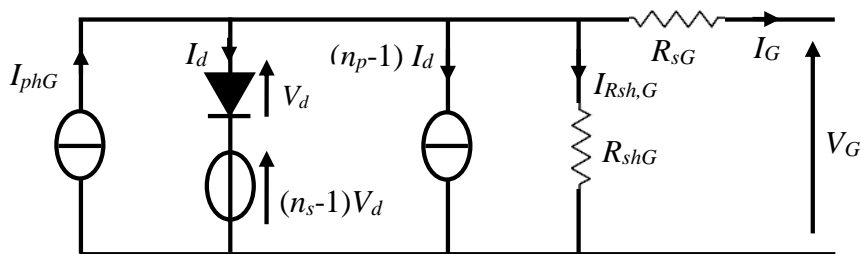


Figure II.4. Schéma électrique équivalent du modèle à une diode d'un GPV

L'équation donnant la caractéristique (I-V) du générateur photovoltaïque du modèle à une diode peut s'écrire comme suit :

$$I_G = I_{ph,G} - I_{d,G} - I_{sh,G} \tag{II-16}$$

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_G = n_p I \\ I_{ph,G} = n_p I_{ph} \\ I_{d,G} = n_p I_d \\ I_{sh,G} = n_p I_{sh} \\ V_G = n_s V \\ V_{d,G} = n_s V_d \\ R_{s,G} = \frac{n_s}{n_p} R_s \\ R_{sh,G} = \frac{n_s}{n_p} R_{sh} \end{array} \right. \quad (II-17)$$

L'équation (II-16) devient :

$$I_G = n_p \frac{G}{G_{ref}} [I_{ph,ref} + \mu_{I,cc}(T_{cell} - T_{cell,ref})] - n_p I_0 \left\{ \exp \left(\frac{\left(\frac{V}{n_s} + \left(\frac{I}{n_p} \right) \left(\frac{n_p R_s}{n_s} \right) \right)}{a} \right) - 1 \right\} - n_p \frac{\left(\frac{V}{n_s} + \left(\frac{I}{n_p} \right) \left(\frac{n_p R_s}{n_s} \right) \right)}{\left(\frac{n_p R_{sh}}{n_s} \right)} \quad (II-18)$$

Soit en simplifiant :

$$I_G = n_p \frac{G}{G_{ref}} [I_{ph,ref} + \mu_{I,cc}(T_{cell} - T_{cell,ref})] - n_p I_0 \left\{ \exp \left(\frac{(V+IR_s)}{n_s a} \right) - 1 \right\} - \frac{(V+IR_s)}{R_{sh}} \quad (II-19)$$

L'équation de la caractéristique courant-tension d'un générateur photovoltaïque du modèle à deux diodes peut s'écrire comme suit [113] :

$$I_G = n_p \frac{G}{G_{ref}} [I_{ph,ref} + \mu_{I,cc}(T_{cell} - T_{cell,ref})] - n_p I_{01} \left\{ \exp \left(\frac{(V+IR_s)}{n_s a_1} \right) - 1 \right\} - n_p I_{02} \left\{ \exp \left(\frac{(V+IR_s)}{n_s a_2} \right) - 1 \right\} - \frac{(V+IR_s)}{R_{sh}} \quad (II-20)$$

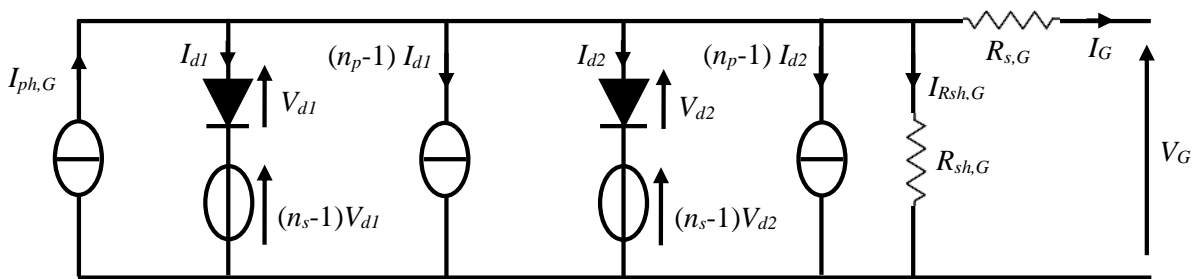


Figure II.5. Schéma électrique équivalent du modèle à deux diodes d'un GPV

Le modèle à deux diodes s'avère plus précis que le modèle à une diode, mais le nombre de paramètres requis est plus élevé, ce qui augmente la complexité et l'effort de calcul. Des essais ont été faits pour simplifier ce modèle, mais ce n'est toujours pas abouti. Pour cette raison, dans notre travail nous avons opté pour le modèle à une diode.

II.4. Simulation des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque

Une évaluation du fonctionnement d'un GPV et de la conception du système doit être basée sur des caractéristiques électriques.

La caractéristique courant-tension (I-V) d'un générateur photovoltaïque nous fournit le courant maximal (courant de court-circuit I_{cc}) et la tension maximale (tension de circuit-ouvert V_{co}) et la caractéristique puissance-tension (P-V) nous fournit le point de puissance maximale de générateur photovoltaïque (PPM).

Le programme de simulation des caractéristiques électriques est une forme de schéma-bloc (cf. Annexe I) élaboré sous Simulink, ce dernier est un module optionnel de modélisation de l'environnement MATLAB. Il est basé sur les schémas-blocs et de simulation de systèmes dynamiques linéaires et non linéaires.

La méthode de résolution électrique est basée sur la résolution de l'équation de la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque en prenant en compte les différents paramètres électriques, donnés par le fabricant ainsi que les données météorologiques (température et éclairage) à la condition de référence.

Un générateur photovoltaïque est caractérisé généralement par :

- **caractéristique (I-V)** : courbe représentant le courant I débité par le générateur en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **caractéristique (P-V)** : courbe représentant la puissance P en fonction de la tension aux bornes de générateur.
- **puissance crête P_c** : puissance électrique maximale que peut fournir le générateur dans les conditions standard (une température de 25°C, un éclairage de 1000W/m² et un coefficient d'air Masse de 1.5).
- **puissance maximale P_{max}** : puissance électrique maximale que peut fournir le générateur dans des conditions autres que standard.
- **tension de circuit ouvert V_{co}** : tension aux bornes de générateur en l'absence de tout courant, pour un éclairage " plein soleil ".
- **courant de court-circuit I_{cc}** : courant débité par un générateur en court-circuit pour un éclairage " plein soleil ".
- **point de fonctionnement optimum PPM** : lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil.
- **courant au PPM I_{ppm}** : courant pour lequel la puissance de générateur est maximale.
- **tension au PPM V_{ppm}** : tension pour laquelle la puissance de générateur est maximale.
- **rendement électrique η_{ele}** : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **facteur de forme FF** : rapport dépend de la puissance maximale, du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert.
- **résistances R_s** : une résistance qui caractérise la jonction PN dans le générateur photovoltaïque.
- **résistances R_{sh}** : une résistance qui modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge.
- **coefficient de température** : c'est la variation de courant de court-circuit ou de tension en circuit ouvert lorsque la température des cellules augmente de 1 °C.

- **nombre des cellules $n_s \times n_p$** : nombre de cellules connectées en série et en parallèle qui participent à la constitution de générateur photovoltaïque.

La figure II.6 représente l'organigramme du processus de calcul des caractéristiques (I-V) et (P-V) de GPV dans l'environnement MATLAB/Simulink.

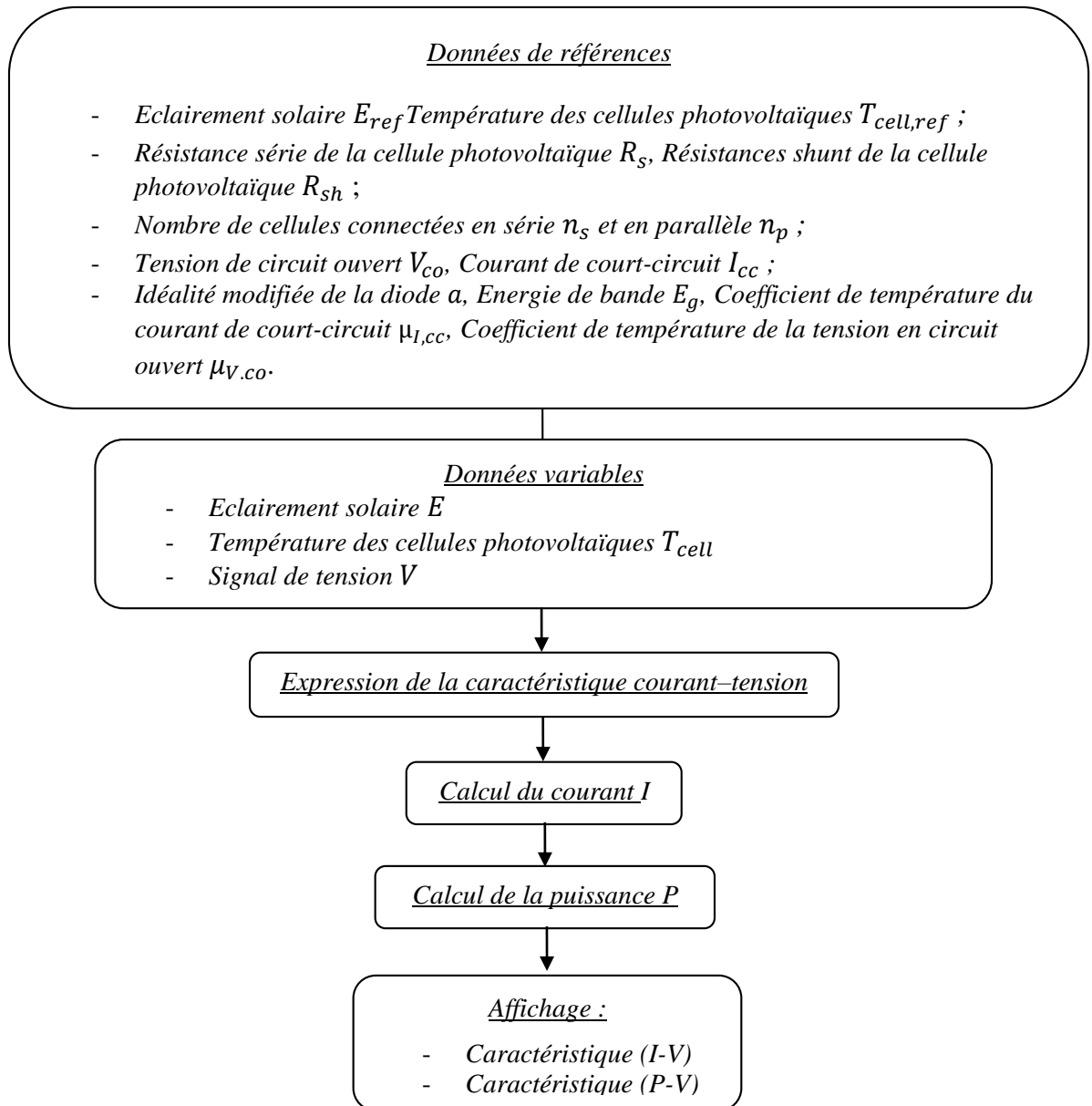


Figure II.6. Organigramme du processus de calcul des caractéristiques (I-V) & (P-V) de GPV dans le logiciel MATLAB- SIMULINK

II.5. Caractéristiques électriques d'un GPV du type UDTS-50

L'étude est faite sur un générateur photovoltaïque du type UDTS-50. Le générateur est composé de 36 cellules multi-cristallines connectées en série/parallèle pour produire une puissance maximale de 50W. Les différentes caractéristiques sont obtenues en utilisant les conditions standard (STC) $T_{ref} = 25^\circ C$ et $E_{ref} = 1000 W/m^2$ (cf. Figure II.7).

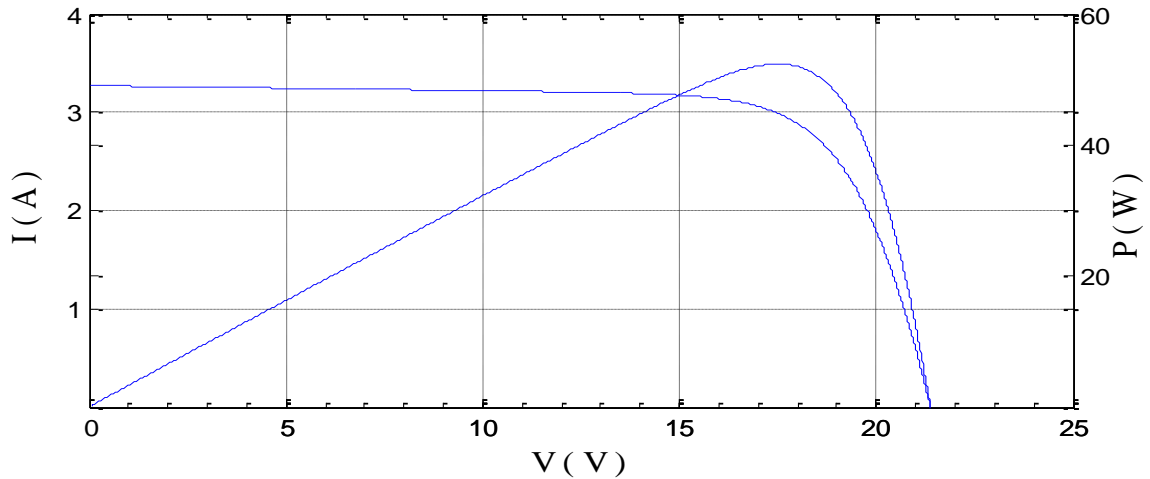


Figure II.7. Caractéristiques (I-V) & (P-V) du GPV UDTS-50

A partir de ces caractéristiques, on peut déduire les valeurs des paramètres suivants :

- tension de circuit ouvert $V_{co}=21.6$ V ;
- courant de court-circuit $I_{cc}=3.27$ A ;
- point de la puissance maximale PPM =50 W ;
- courant pour lequel la puissance est maximale $I_{ppm}=2.87$ A ;
- tension pour laquelle la puissance est maximale $V_{ppm}=17.4$ V.

II.6. Influence des paramètres météorologiques sur le fonctionnement du GPV

Les différentes caractéristiques électriques d'un GPV sont obtenus dans certaines conditions de test, nous étudions dans cette section l'influence des paramètres météorologiques (éclairage et température) sur les caractéristiques courant-tension et puissance-tension.

II.6.1. Influence de l'éclairage

Les figures II.8 et II.9 représentent les caractéristiques courant-tension et puissance-tension du générateur photovoltaïque UDTS-50 pour différentes valeurs de l'éclairage, à une température constante.

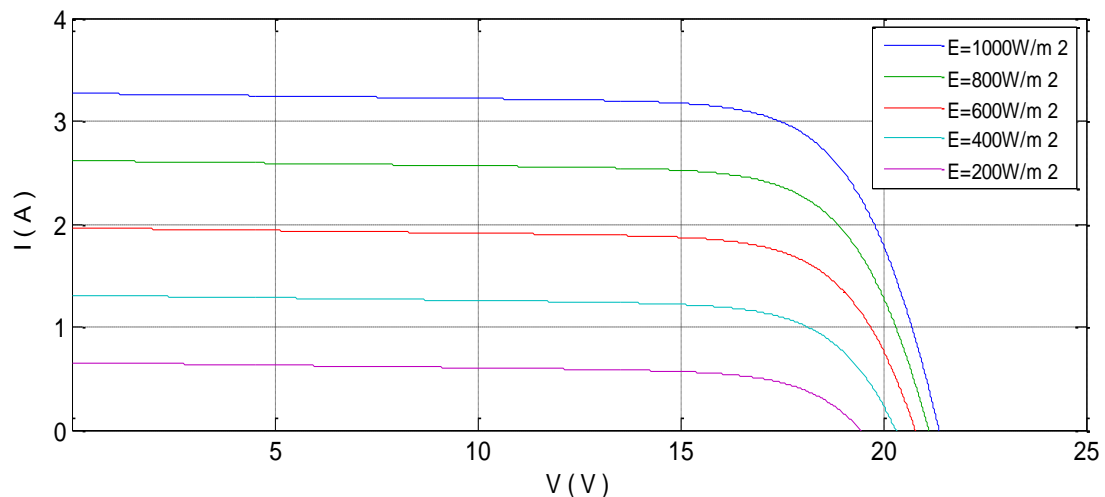


Figure II.8. Influence de l'éclairage sur la caractéristique courant-tension du GPV

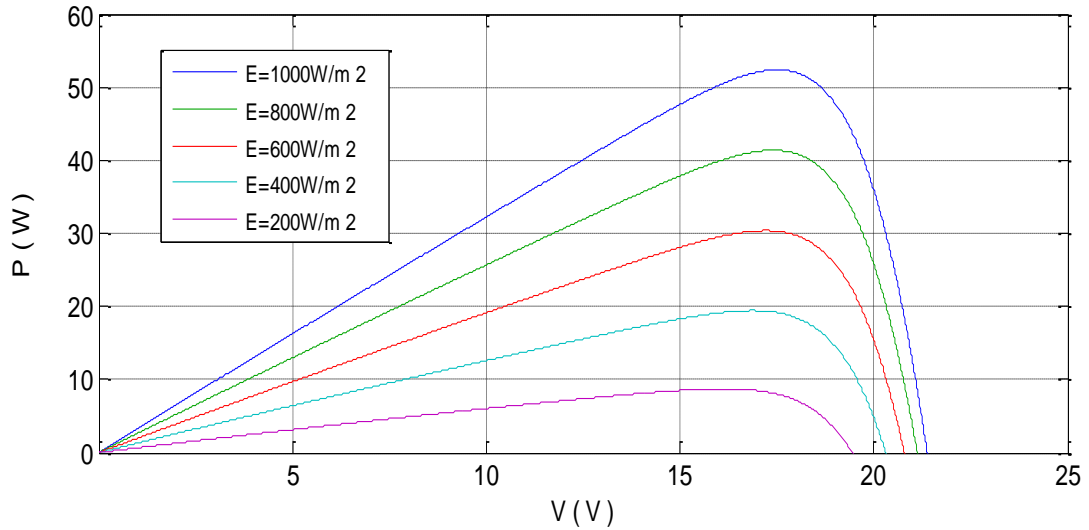


Figure II.9. Influence de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On constate que le courant de sortie I du GPV est considérablement influencé par le changement de l'éclairement E tandis que la tension V de sortie varie très peu en fonction de l'éclairement par conséquent la variation du point de puissance maximale (PPM) est proportionnelle à l'éclairement.

Maintenant, Sous une température constante on augmente l'éclairement de 400W/m^2 à 1000W/m^2 pendant 10 secondes, on refait le même test dans l'autre sens, en diminuant l'éclairement de 1000W/m^2 à 400W/m^2 (cf. Figure II.10).

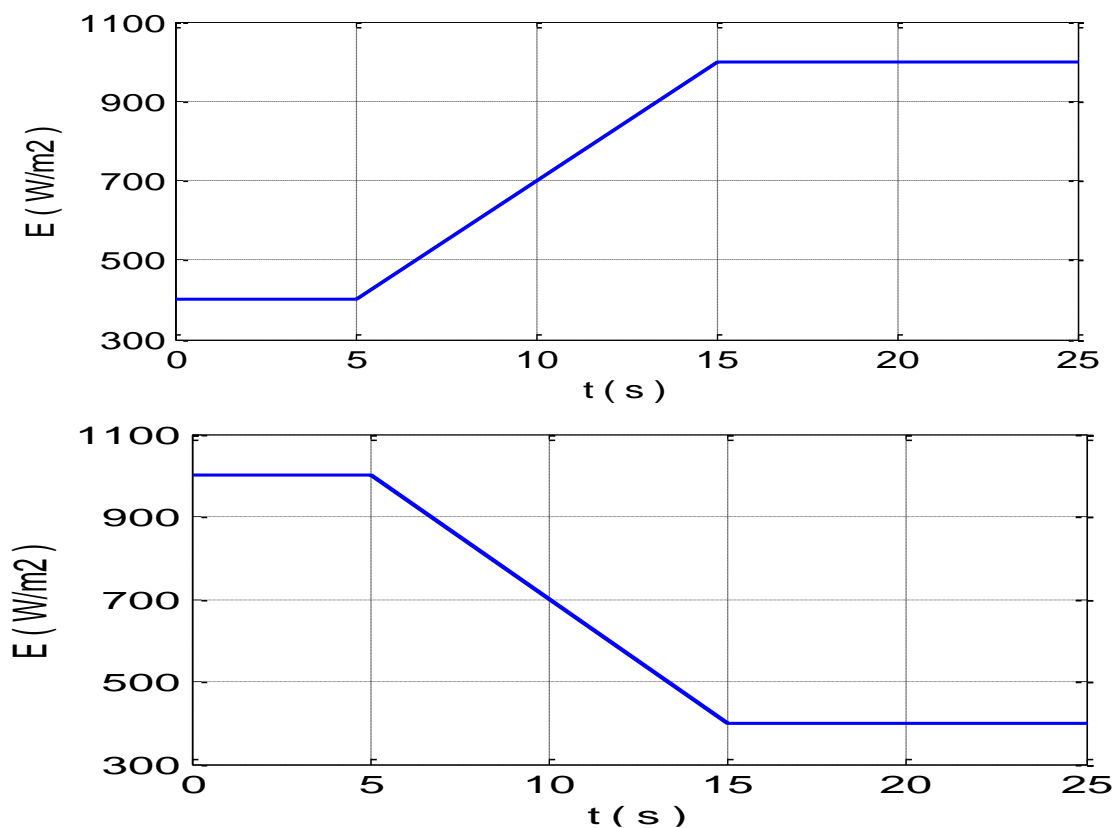


Figure II.10. Variations de l'éclairement en fonction du temps

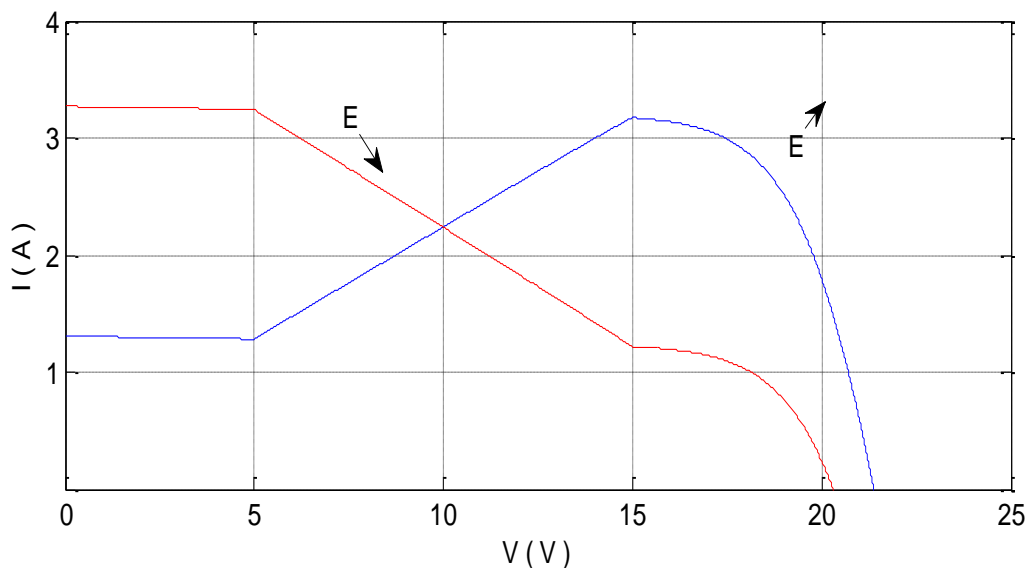


Figure II.11. Influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension du GPV

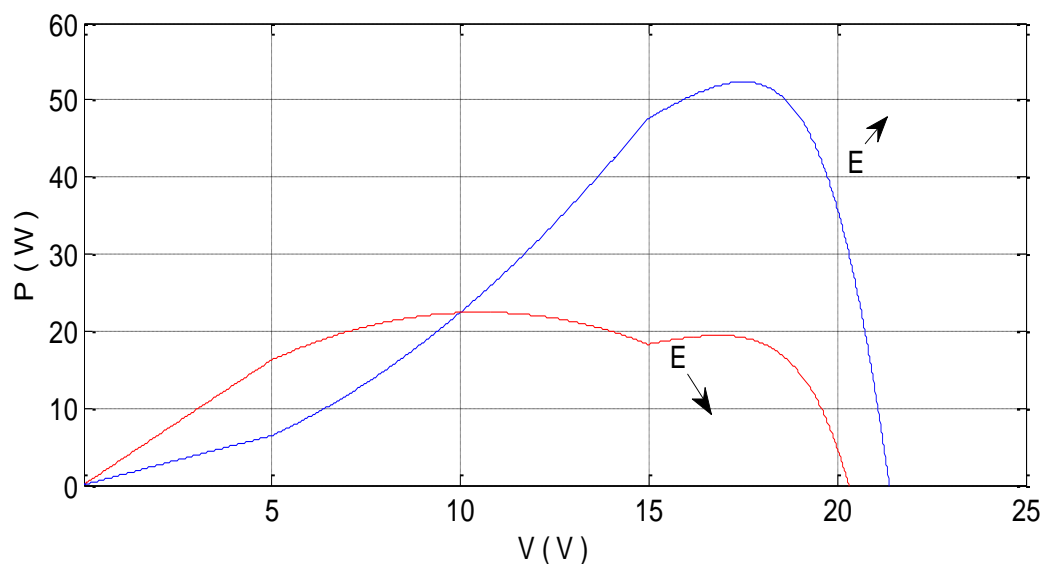


Figure II.12. Influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On constate que des fortes variations du niveau d'éclairement provoquent des variations relativement importantes du courant optimal. Contrairement à la tension, qui varie très peu en fonction de l'éclairement (cf. Figure II.11) par conséquent la variation du point de puissance maximale (PPM) est proportionnelle à l'éclairement (cf. Figure II.12).

II.6.2. Influence de la température

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV dépendent de la température de jonction au niveau de la surface exposée [114-116]. Les figures II.13 et II.14 donnent l'allure générale des caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de températures et un éclairement constant.

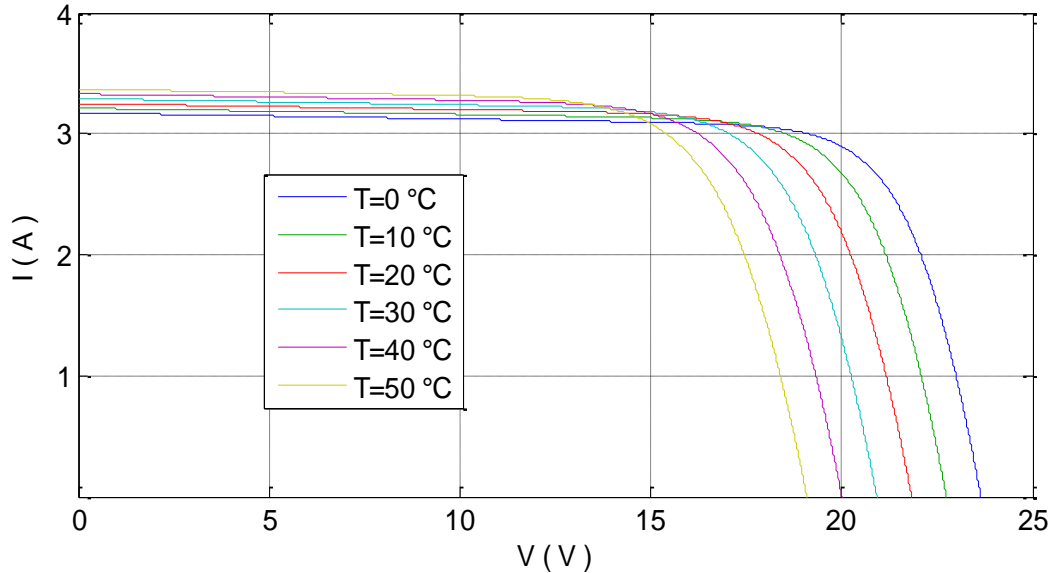


Figure II.13. Influence de la température sur la caractéristique courant-tension du GPV

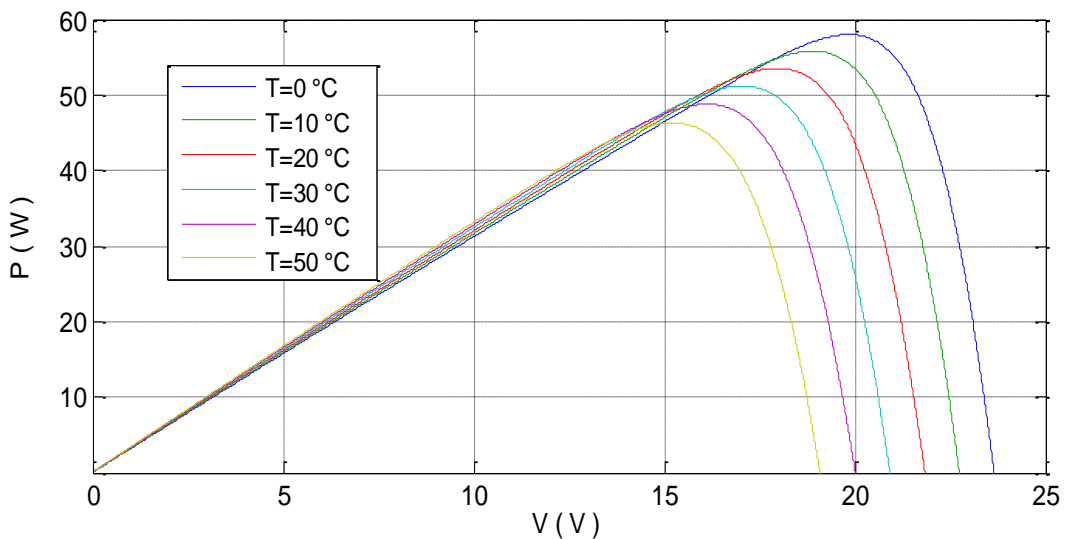


Figure II.14. Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On remarque, que lorsque la température augmente, le courant photo-généré augmente très légèrement alors que la tension de circuit ouvert diminue considérablement par conséquent la variation du point de puissance maximale (PPM) est inversement proportionnelle à la température.

Maintenant, nous étudions l'effet du changement de la température sur les caractéristiques courant-tension et puissance-tension du générateur photovoltaïque (cf. Figures II.16 et II.17). Pour un éclairement constant, la variation croissante de la température de 0°C à 50°C pendant 10 secondes, ainsi que sa variation décroissante, de la température de 50°C à 0°C (cf. Figure II.15).

On remarque, que lorsque la température augmente, le courant photo-généré augmente très légèrement alors que la tension de circuit ouvert diminue considérablement. Et lorsque la température diminue, le courant photo-généré diminue très légèrement alors que la tension de circuit ouvert augmente considérablement par conséquent la variation du point de puissance maximale (PPM) est toujours inversement proportionnelle à la température.

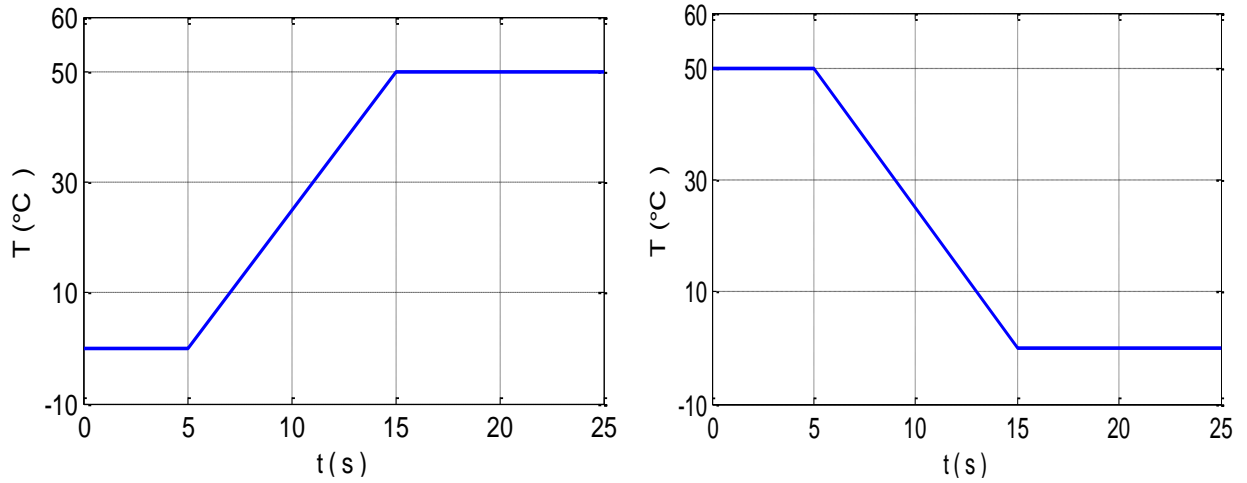


Figure II.15. Variation de la température en fonction du temps

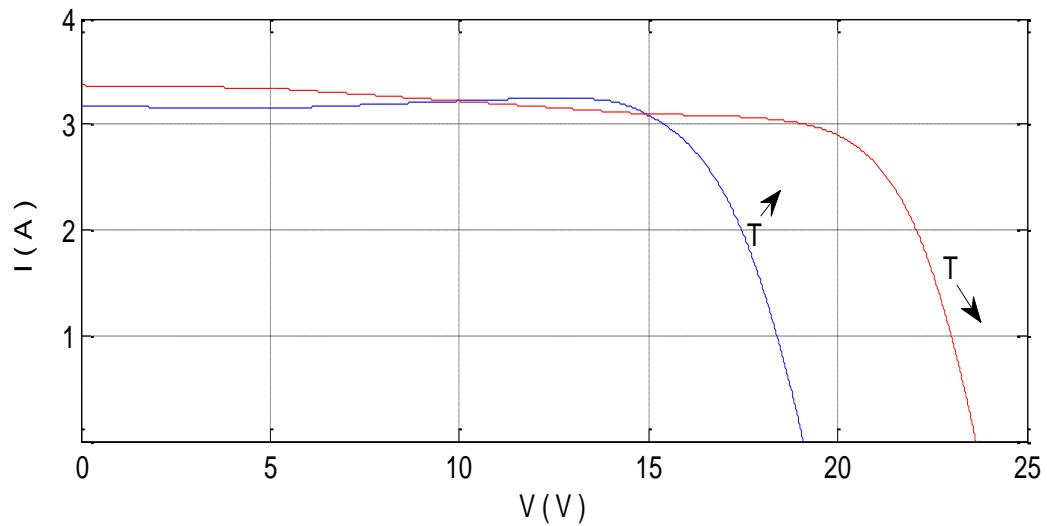


Figure II.16. Influence de la température sur la caractéristique courant-tension du GPV

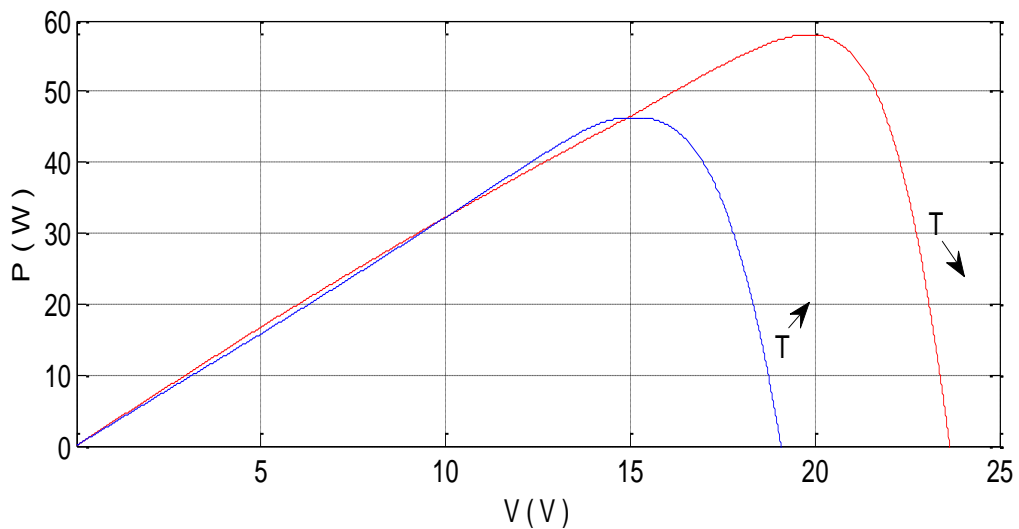


Figure II.17. Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension du GPV

II.6.3. Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement

En temps réel la variation de la température et de l'éclairement se fait simultanément d'où la nécessité d'étudier le comportement de la cellule photovoltaïque vis-à-vis de ces deux paramètres météorologiques.

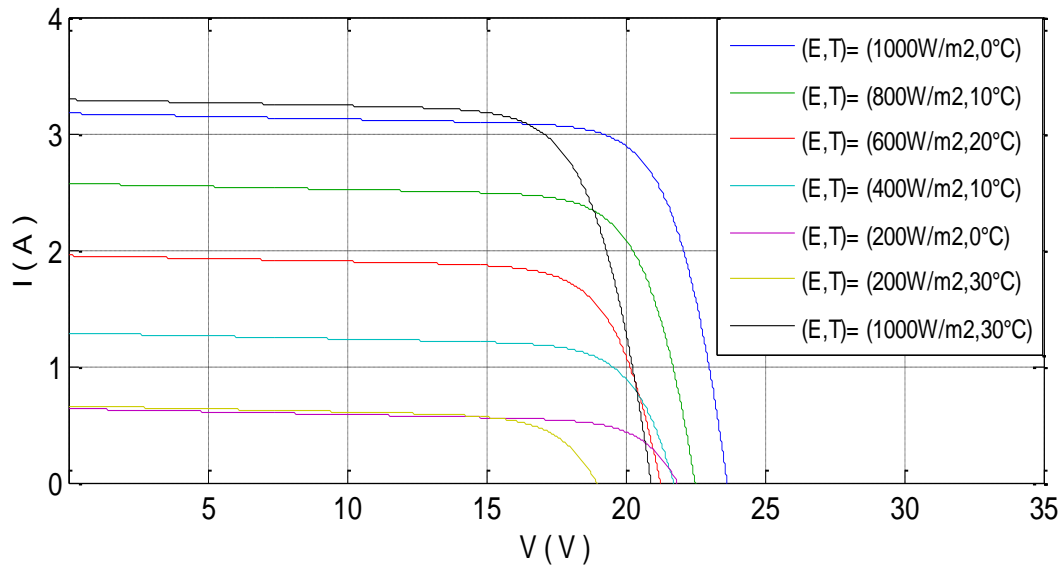


Figure II.18. Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension du GPV

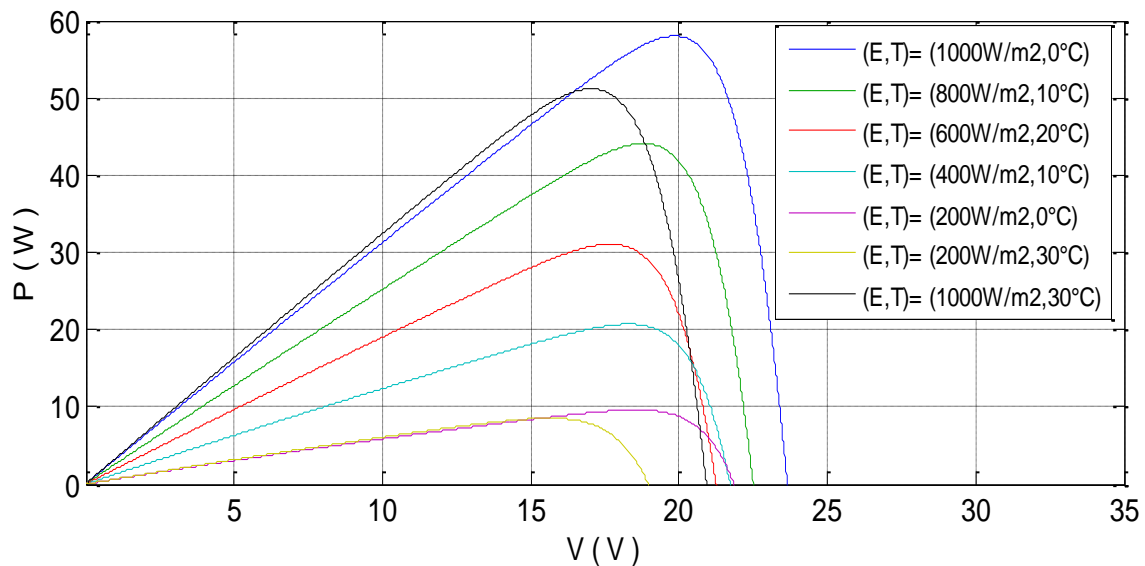


Figure II.19. Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On constate, que la variation simultanée des paramètres météorologiques induit une variation simultanée de I_{cc} et de V_{co} ce qui mène à une variation aléatoire de PPM.

Dans le dernier test de la variation simultanée de la température et de l'éclairement nous allons soumettre le système à une augmentation/diminution de l'ensoleillement avec une augmentation/diminution de la température suivant le tableau II.2 :

	E	T
Cas 1	Diminution	Diminution
Cas 2	Augmentation	Augmentation
Cas 3	Augmentation	Diminution
Cas 4	Diminution	Augmentation

Tableau II.2. différents cas pour la variation simultanée de la température et de l'éclairement

La figure II.20 représente la caractéristique puissance-tension pour les différents cas de variation simultanée de la température et de l'éclairement.

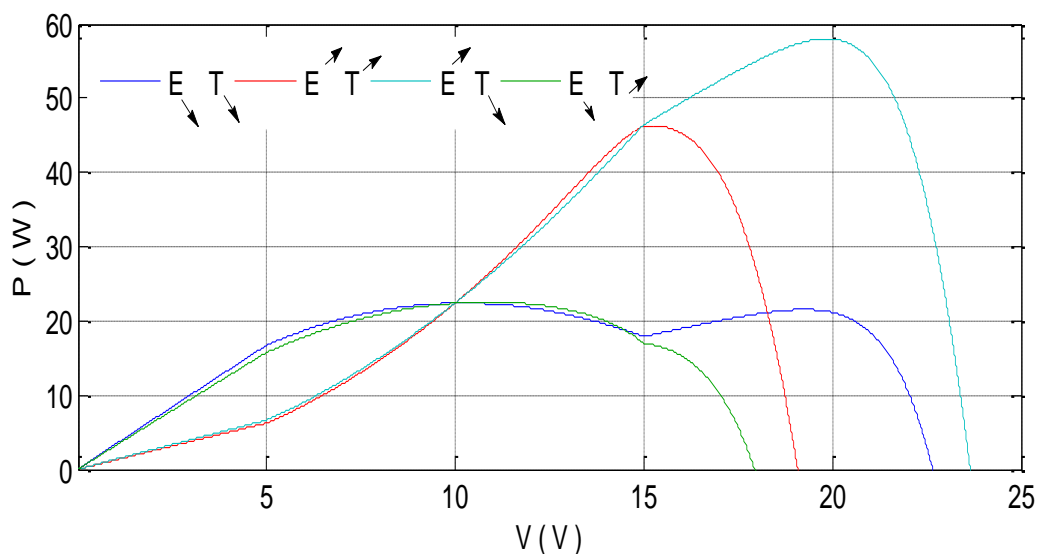


Figure II.20. Influence de la variation simultanée de la température et de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On constate, que la variation simultanée des paramètres météorologiques induit une variation simultanée de la I_{cc} et de V_{co} ce qui mène à une variation aléatoire de PPM. D'où le comportement de la cellule photovoltaïque est aléatoire donc un rendement instable.

II.7. Influence des paramètres internes de la cellule PV sur le fonctionnement du GPV

Une photopile comporte en réalité une résistance série R_s et une résistance shunt R_{sh} . Ces résistances auront une certaine influence sur les caractéristiques de la photopile [117,118] :

- la résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles ;
- la résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

II.7.1. Influence de la résistance série

Les figures II.21 et II.22 présentent respectivement l'effet de la résistance série sur les caractéristiques (I–V) & (P–V) du GPV.

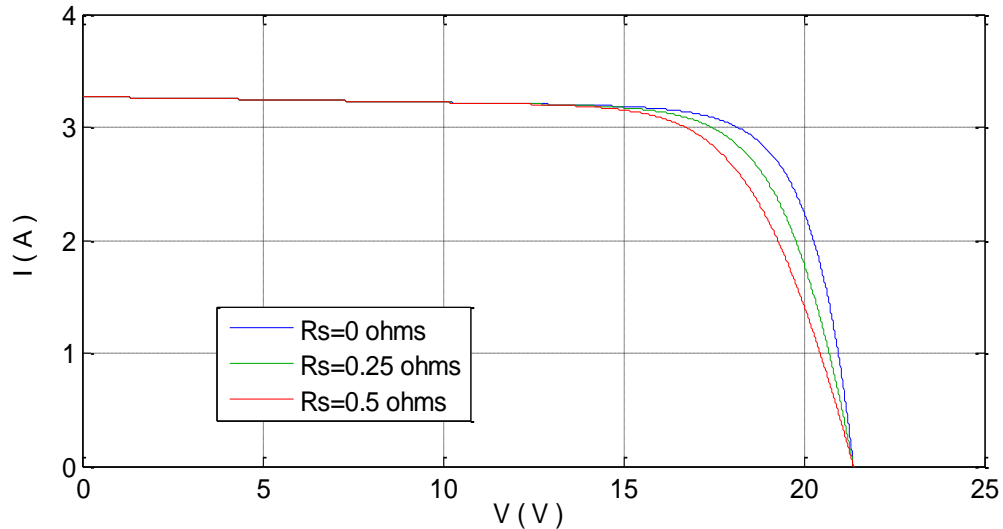


Figure II.21. Influence de la résistance série sur la caractéristique courant-tension du GPV

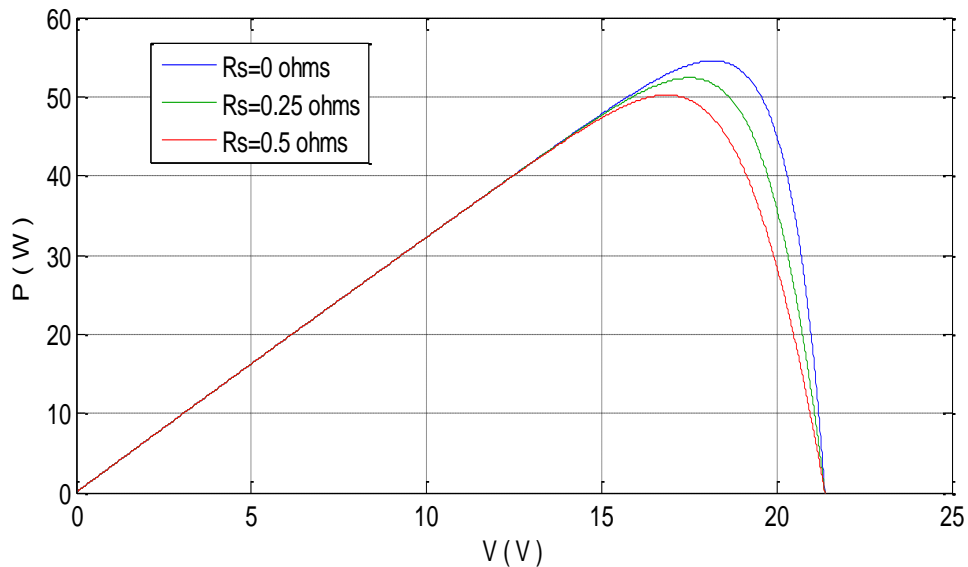


Figure II.22. Influence de la résistance série sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On constate que les performances des cellules PV diminuent considérablement avec l'augmentation de la résistance R_s . Cette résistance contrôle la localisation du point de puissance maximale. En effet, l'augmentation de la résistance série R_s déplacerait le point de puissance maximale en bas et vers la gauche [89].

II.7.2. Influence de la résistance shunt

Les figures I.23 et I.24 présentent respectivement l'effet de la résistance shunt sur les caractéristiques électriques (I–V) & (P–V) du générateur photovoltaïque.

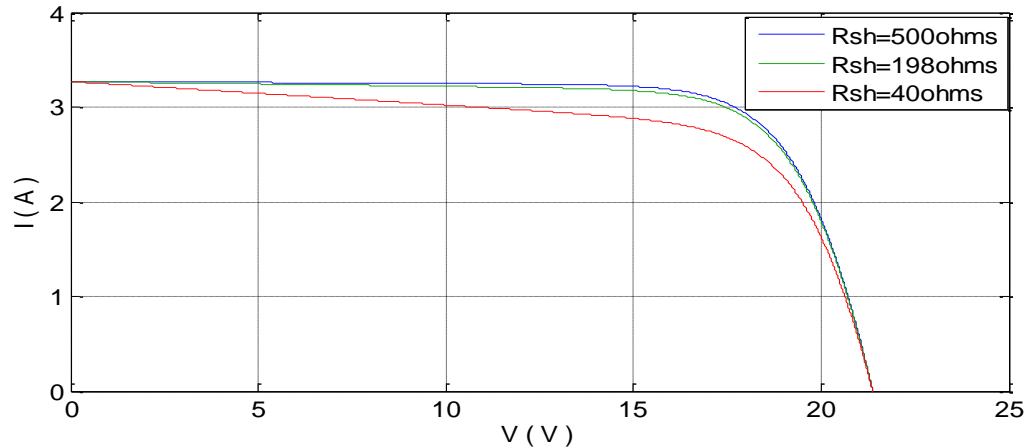


Figure II.23. Influence de la résistance shunt sur la caractéristique courant-tension du GPV

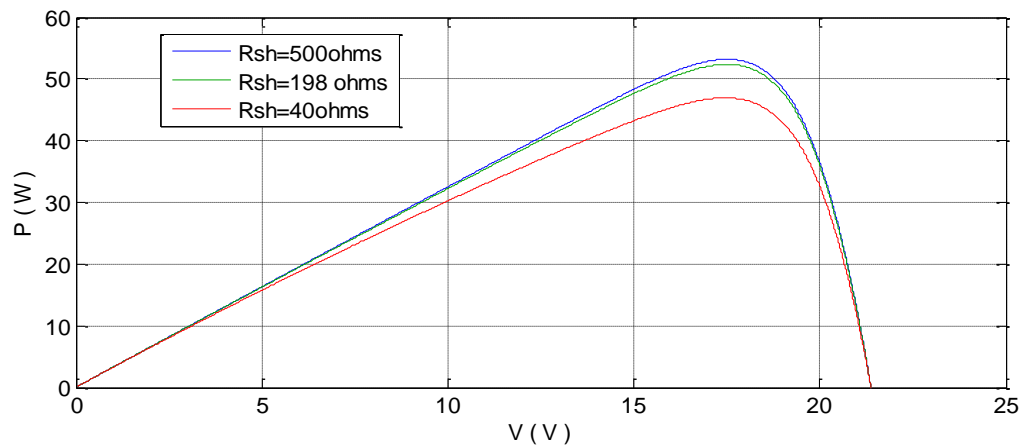


Figure II.24. Influence de la résistance shunt sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On remarque que la résistance shunt R_{sh} influe légèrement sur les caractéristiques électriques (I-V) & (P-V) du GPV.

II.7.3. Influence de la variation simultanée des résistances série et shunt

Les figures I.25 et I.26 présentent l'influence de la variation simultanée des résistances série et shunt sur les caractéristiques électriques (I-V) & (P-V) du GPV.

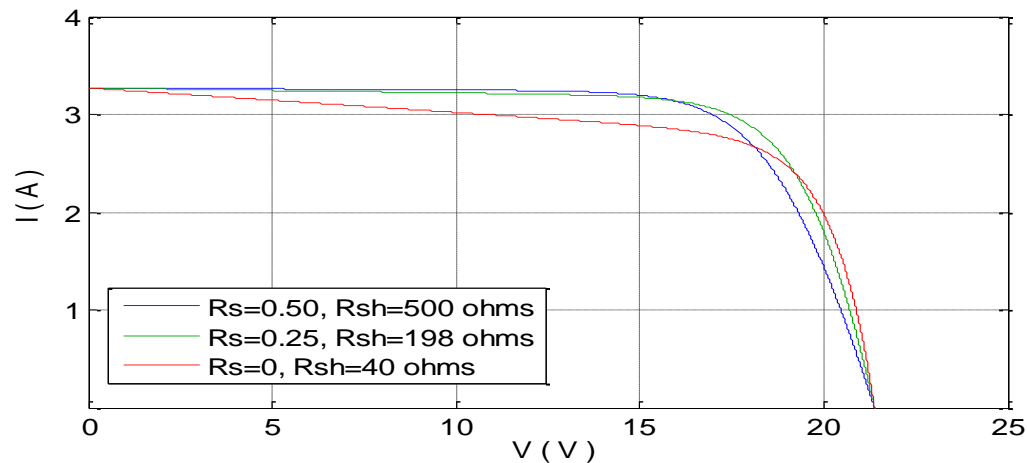


Figure II.25. Influence de la variation simultanée des résistances série et shunt sur la caractéristique courant-tension du GPV

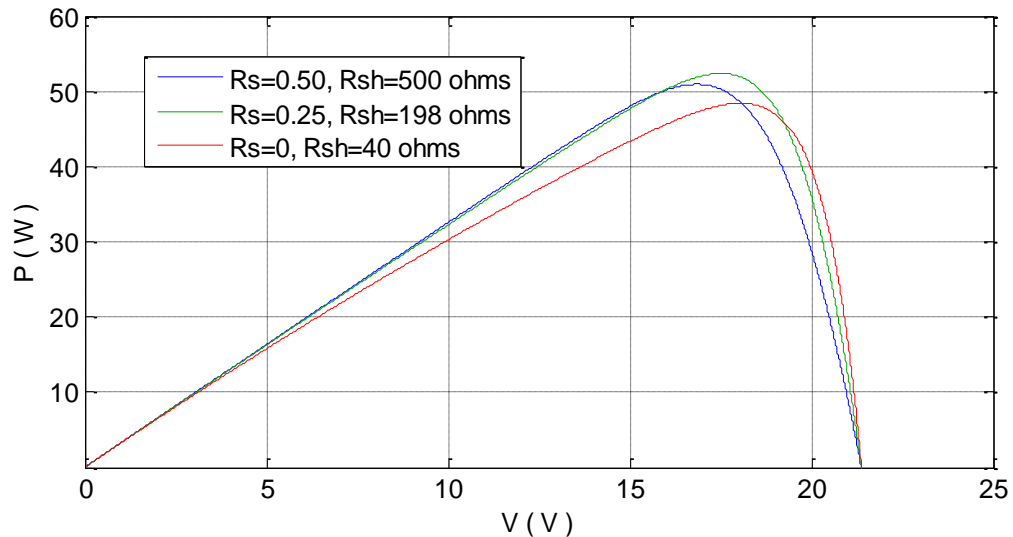


Figure II.26. Influence de la variation simultanée des résistances série et shunt sur la caractéristique puissance-tension du GPV

On remarque, que l'influence de la variation simultanée des paramètres internes de la cellule photovoltaïque est moins importante que celle des paramètres météorologiques.

II.8. Champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de plusieurs générateurs photovoltaïques. La caractéristique électrique globale courant/tension se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport n_s parallèlement à l'axe des tensions et de rapport n_p parallèlement à l'axe des courants (cf. Figure II.27).

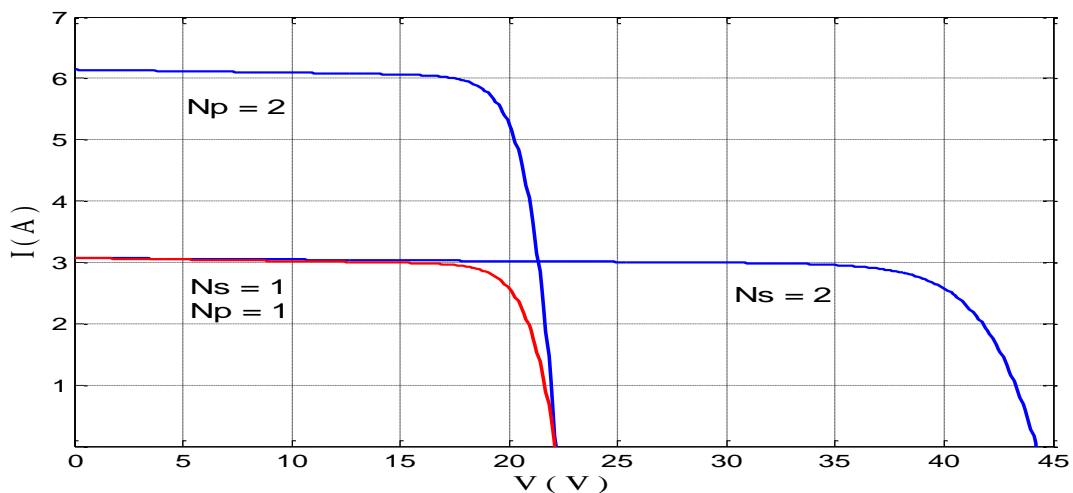


Figure II.27. Effet de la connexion série/parallèle des générateurs PV sur la caractéristique (I-V) du champ photovoltaïque

II.9. Protection des cellules

Une installation photovoltaïque nécessite une protection électrique de ses cellules afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association de

ces dernières et de leur fonctionnement en cas d'ombrage [119-121]. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisés dans les installations actuelles :

II.9.1. Protection lors de la mise en parallèle des cellules PV

On place une diode en série (diode anti-retour) avec le générateur photovoltaïque pour éviter le retour de courant des autres générateurs du champ lorsqu'un parmi eux est mal ensoleillé (cf. Figure II.28).

II.9.2. Protection lors de la mise en série des cellules PV

Lorsqu'une ou plusieurs cellules sont ombrées ou lorsqu'il existe des défaillances de quelques-unes, ces cellules deviennent des consommatrices de puissance et non des génératrices ce qui cause des pertes d'énergie [122]. Pour remédier à ce problème on prend quelques cellules voisines et on les shunte par une diode en parallèle appelée (diode by-pass) (cf. Figure II.28). Ces diodes éviteront que le courant ne passe à travers ces cellules lorsque leur tension tombe au-dessous de la tension de seuil de la diode.

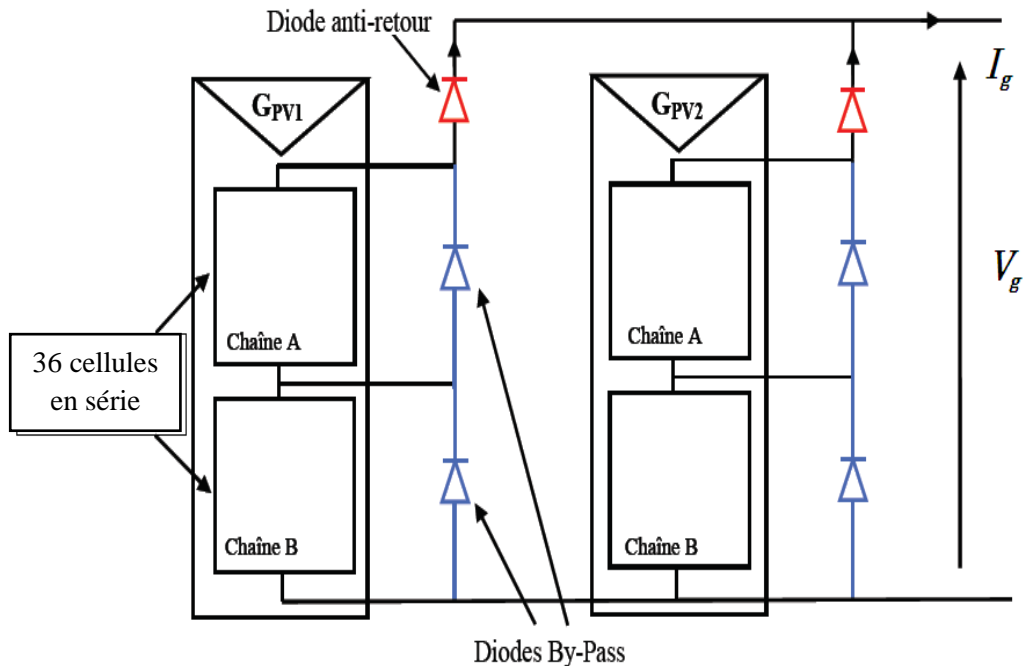


Figure II.28. Association sécurisée de deux générateurs commerciaux en parallèles avec leurs diodes de protections

II.10. Étage d'adaptation

L'étage d'adaptation est souvent utilisé dans un système photovoltaïque qui permet essentiellement le transfert du maximum de puissance du générateur photovoltaïque à la charge en suivant des stratégies de contrôle spécifiques [123-125] (cf. Figure II.29).

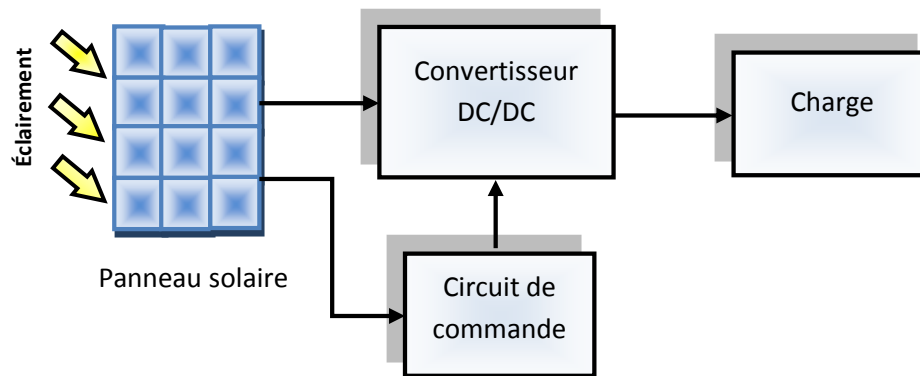


Figure II.29. Schéma synoptique d'un système de poursuite du PPM

Le schéma synoptique de l'adaptation du GPV à la charge qu'est représenté sur la figure II.29 est constitué de :

- un générateur photovoltaïque.
- un quadripôle constitué d'un convertisseur d'énergie de type dévolteur (Buck) pour des applications 12V à 14V et survolteur (Boost) pour des applications nécessitant des tensions supérieures à 17V. Ce convertisseur d'énergie se compose des condensateurs, des inductances, et des interrupteurs. Tous ces dispositifs idéalement ne consomment aucune puissance, qui est la raison des hauts rendements de ces convertisseurs. On utilise habituellement un transistor MOSFET de faible temps de commutation pour minimiser les pertes de puissance.
- une commande du convertisseur générant un signal carré, de fréquence bien déterminée et de rapport cyclique (ξ) variable, permettant la commande de l'interrupteur du convertisseur. Ce signal de commande est issu d'un circuit qui est, en général, une commande du type MPPT (Maximum Power Point Tracking) dont le rôle essentiel est de poursuivre le point de puissance maximale (PPM) du GPV quelles que soient les conditions météorologiques et les variations de la charge.

II.10.1. Convertisseurs continu/continu (DC/DC)

Les circuits des hacheurs se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements [126]. Le commutateur est réalisé avec un dispositif semi-conducteur, habituellement un transistor MOSFET ou un IGBT.

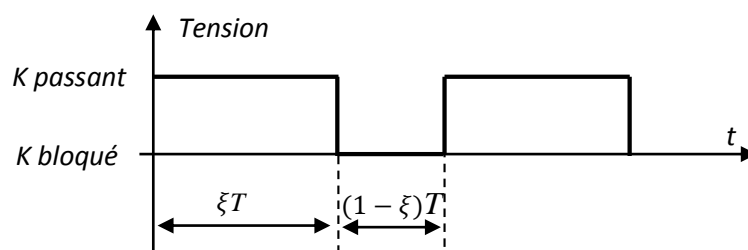


Figure II.30. Représentation de la sortie d'un commutateur en ouverture/fermeture sur une période

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f avec un temps de fermeture égal à (ξT) et un temps d'ouverture égal $((1-\xi)T)$ (cf. Figure II.30), où :

- T est la période de commutation qui est égale à $1/f$;
- ξ est le rapport cyclique du commutateur ($\xi \in [0, 1]$).

Il y a différents types de convertisseurs $DC-DC$. Une première distinction est à faire entre le convertisseur à isolement galvanique entre la sortie et l'entrée et le convertisseur qui présente une borne commune entre l'entrée et la sortie.

Dans les convertisseurs à stockage d'énergie, on distingue [126,127] :

- élévateur (*Boost*) dans lequel $V_o > V_i$;
- abaisseur (*Buck*) dans lequel $V_o < V_i$;
- abaisseur-élévateur (*Buck-Boost*), mélange entre les deux précédents.

II.10.2. Convertisseur *Buck-Boost*

Le convertisseur *Buck-Boost* combine les propriétés des deux convertisseurs *Buck* et *Boost*. Il est utilisé comme un transformateur idéal qui pourrait s'appliquer à n'importe quelle tension d'entrée afin d'obtenir la tension de sortie désirée [128,129].

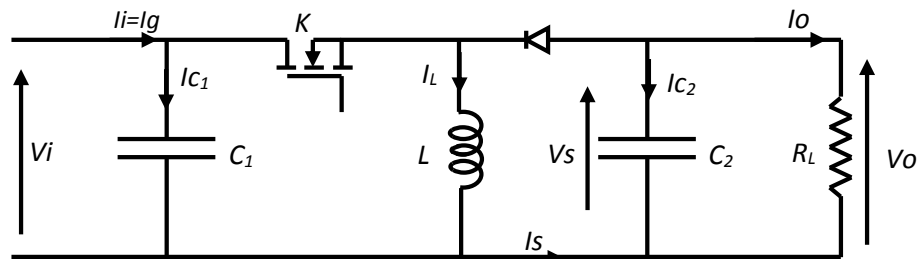


Figure II.31. Circuit électrique d'un convertisseur $DC-DC$ de type *Buck-Boost*

En premier temps, K est fermé la tension de la source est appliquée aux bornes de l'inductance L , où elle se charge d'énergie jusqu'au début de la deuxième phase de fonctionnement, puis K s'ouvre et la tension de l'inductance se trouve appliquée à la charge, où son courant circule dans le sens inverse d'une aiguille de montre à travers la diode D et ainsi la tension de sortie sera négative.

II.10.2.1. Modèle mathématique équivalent

La figure II.32 montre les deux schémas équivalents du convertisseur *Buck-Boost* pour les deux périodes de fonctionnement.

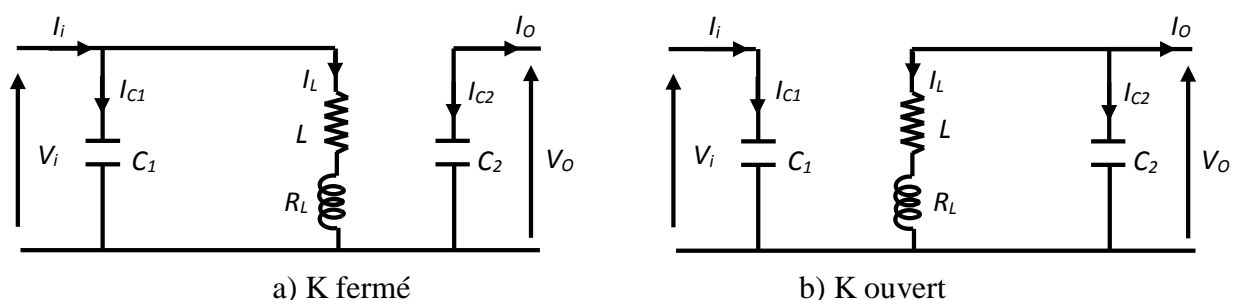


Figure II.32. Circuits équivalents du convertisseur *Buck-Boost*

En appliquant les lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents précédents, on obtient [130] :

$$\begin{cases} I_{c_1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i - I_L \\ I_{c_2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = -I_0 \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_i \end{cases} \quad 0 < t < \xi T \quad (\text{II-21})$$

$$\begin{cases} I_{c_1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i \\ I_{c_2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = -I_L - I_0 \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_0 \end{cases} \quad \xi T < t < T \quad (\text{II-22})$$

II.10.2.2. Modèle approxime du convertisseur *Buck-Boost*

On considère que la période de hachage est largement inférieure aux différentes constantes de temps du système, donc la variation des grandeurs dynamiques I_L , V_0 et V_i est linéaire. Dans ces conditions, une représentation dynamique approximée valable sur toute la période de hachage est donnée par [131-133] :

$$\begin{cases} I_{c_1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i - \xi I_L \\ I_{c_2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = -(1 - \xi)I_L - I_0 \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = \xi V_i + (1 - \xi)V_0 \end{cases} \quad 0 < t < T \quad (\text{II-23})$$

En réarrangeant les termes du système d'équations (II-23) on obtient le modèle mathématique équivalent du hacheur *Buck-Boost* fonctionnant en mode continu :

$$\begin{cases} I_L = \frac{1}{\xi} I_i - \frac{C_1}{\xi} \frac{dV_i}{dt} \\ I_0 = -(1 - \xi)I_L - C_2 \frac{dV_0}{dt} \\ V_i = \frac{L}{\xi} \frac{dI_L}{dt} - \frac{(1-\xi)}{\xi} V_0 \end{cases} \quad 0 < t < T \quad (\text{II-24})$$

II.10.3. Méthode par perturbation et observation (*P&O*)

La méthode de *P&O* est une approche largement répandue dans le domaine des techniques *MPPT*, parce qu'elle est simple. Elle exige seulement des mesures sur la tension de sortie du générateur V et son courant de sortie I . Elle peut tout de suite dépister le point de puissance maximale en générant à sa sortie une tension V . Comme son nom l'indique, la méthode *P&O* fonctionne par la perturbation de V et l'observation de son impact sur le changement de la puissance de sortie du GPV [134,135].

Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du GPV est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent.

Rappelons que quel que soit le type du convertisseur DC-DC utilisé, la tension à son entrée est inversement proportionnelle avec le rapport cyclique. Soit donc $\xi(k+1) = \xi(k) - D$, où D est le pas d'incrémentacion.

La figure II.33 représente l'organigramme de l'algorithme P&O.

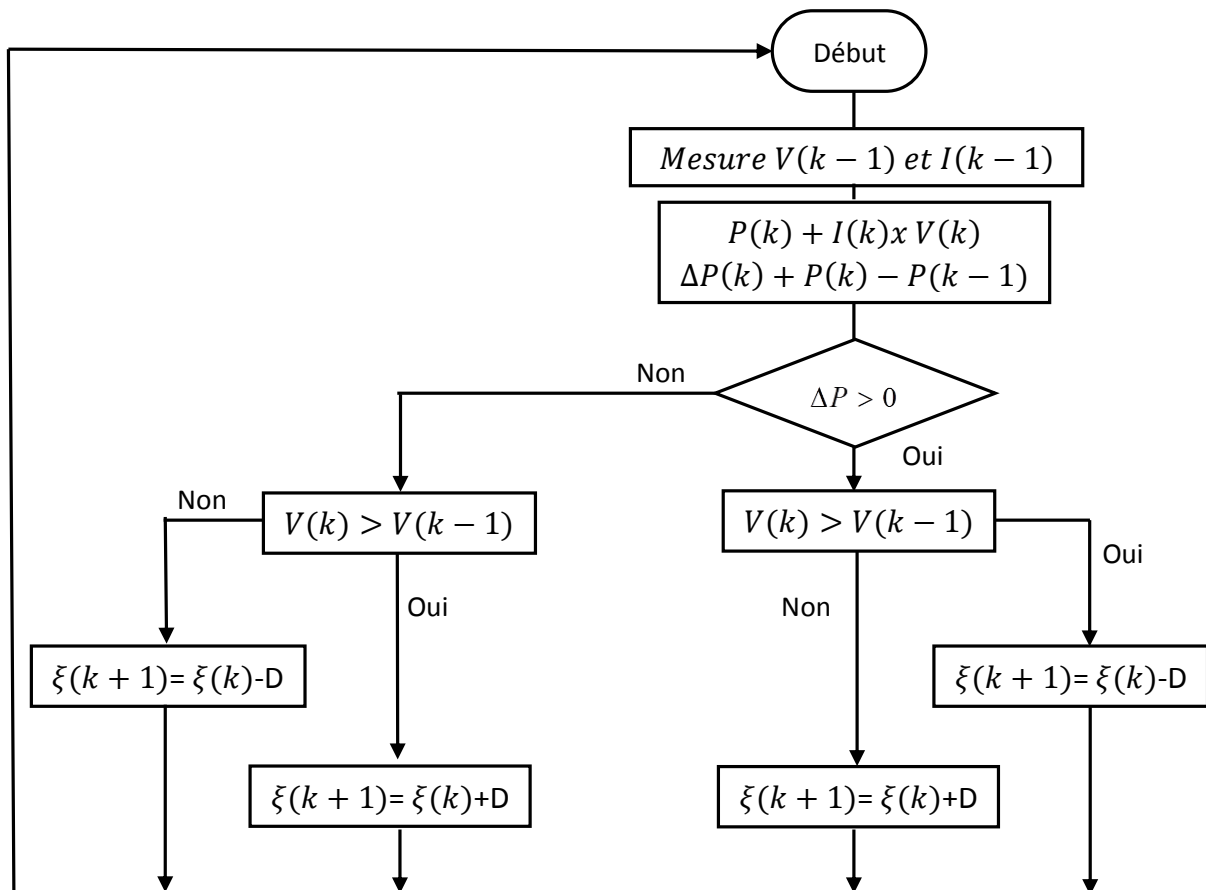


Figure II.33. Organigramme de l'algorithme P&O

II.10.4. Tests de robustesse vis à vis des paramètres météorologiques

Les caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque varient en fonction de l'éclairement, de la température, et de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Ces propriétés sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur photovoltaïque et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement [136].

La figure II.34 représente la réponse de l'algorithme P&O lors du fonctionnement du générateur photovoltaïque sous les conditions standard ($E=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$).

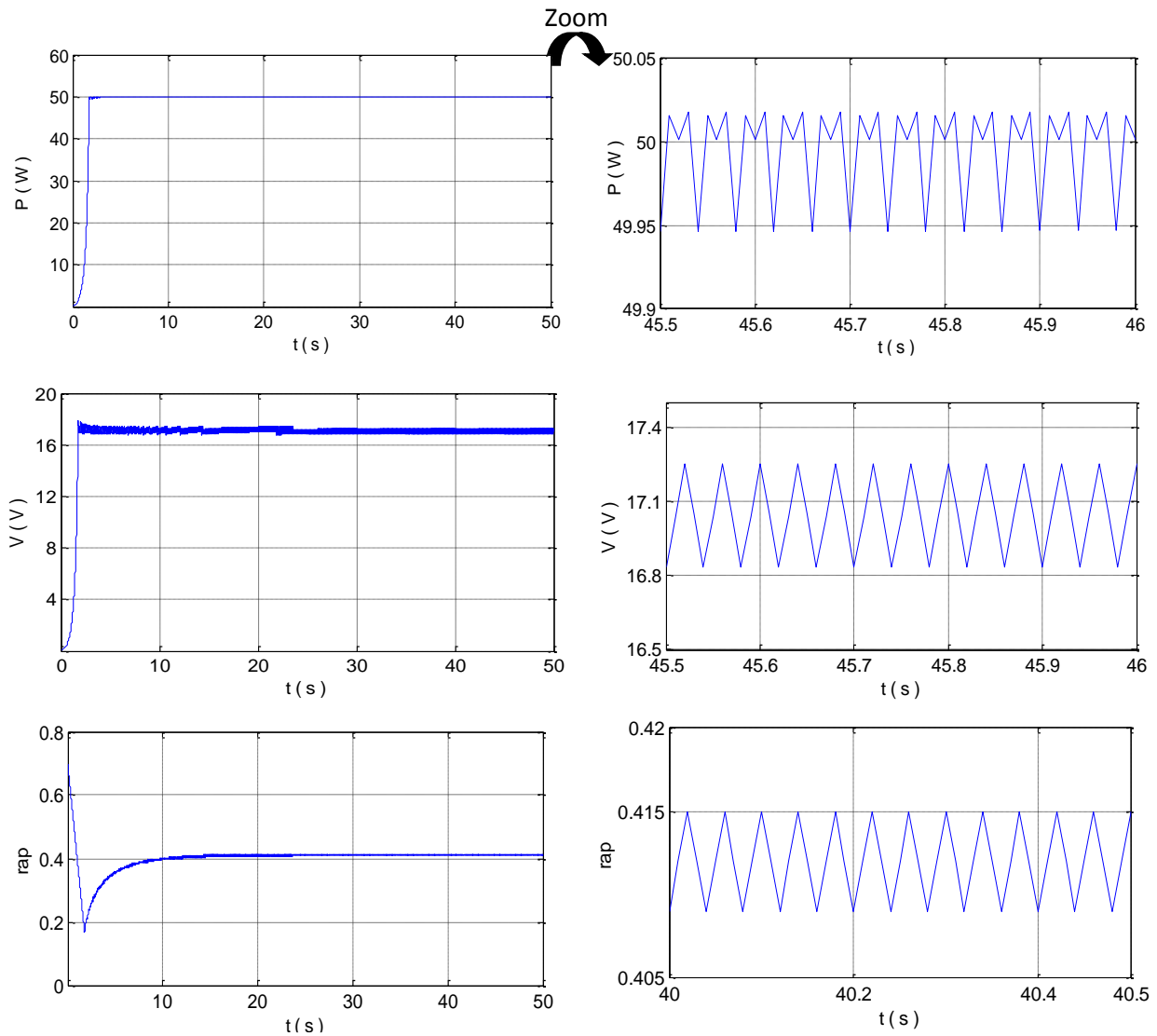


Figure II.34. Réponse de l’algorithme *P&O* dans les conditions standards

On remarque que le contrôleur parvient toujours à ajuster le rapport cyclique ξ rapidement de sorte que le point de puissance maximale soit atteint.

II.10.4.1. Robustesse de l’algorithme *P&O* vis-à-vis des variations de l’éclairement

Sous une température constante ($T=25^{\circ}\text{C}$) on augmente l’éclairement de $600\text{W}/\text{m}^2$ à $1000\text{W}/\text{m}^2$ pendant 15 secondes (cf. Figure II.35).

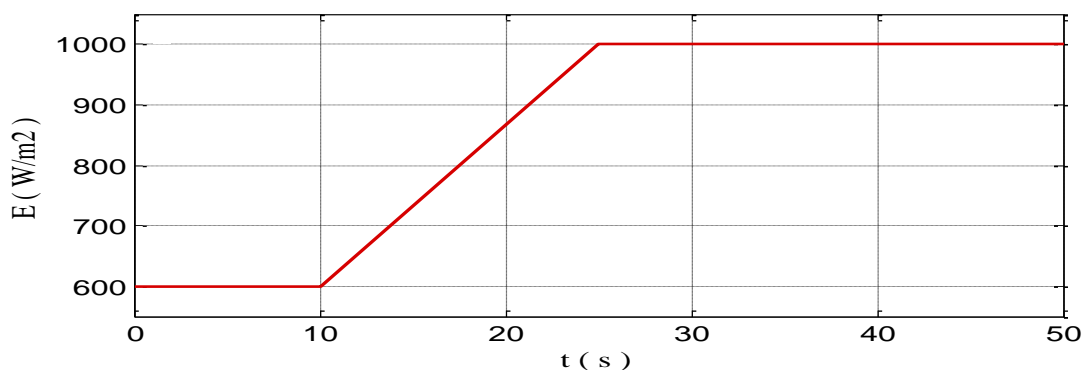


Figure II.35. Variations de l’éclairement en fonction du temps

La figure II.36 représente le comportement de l'algorithme *P&O* lors d'une augmentation rapide de l'éclairement.

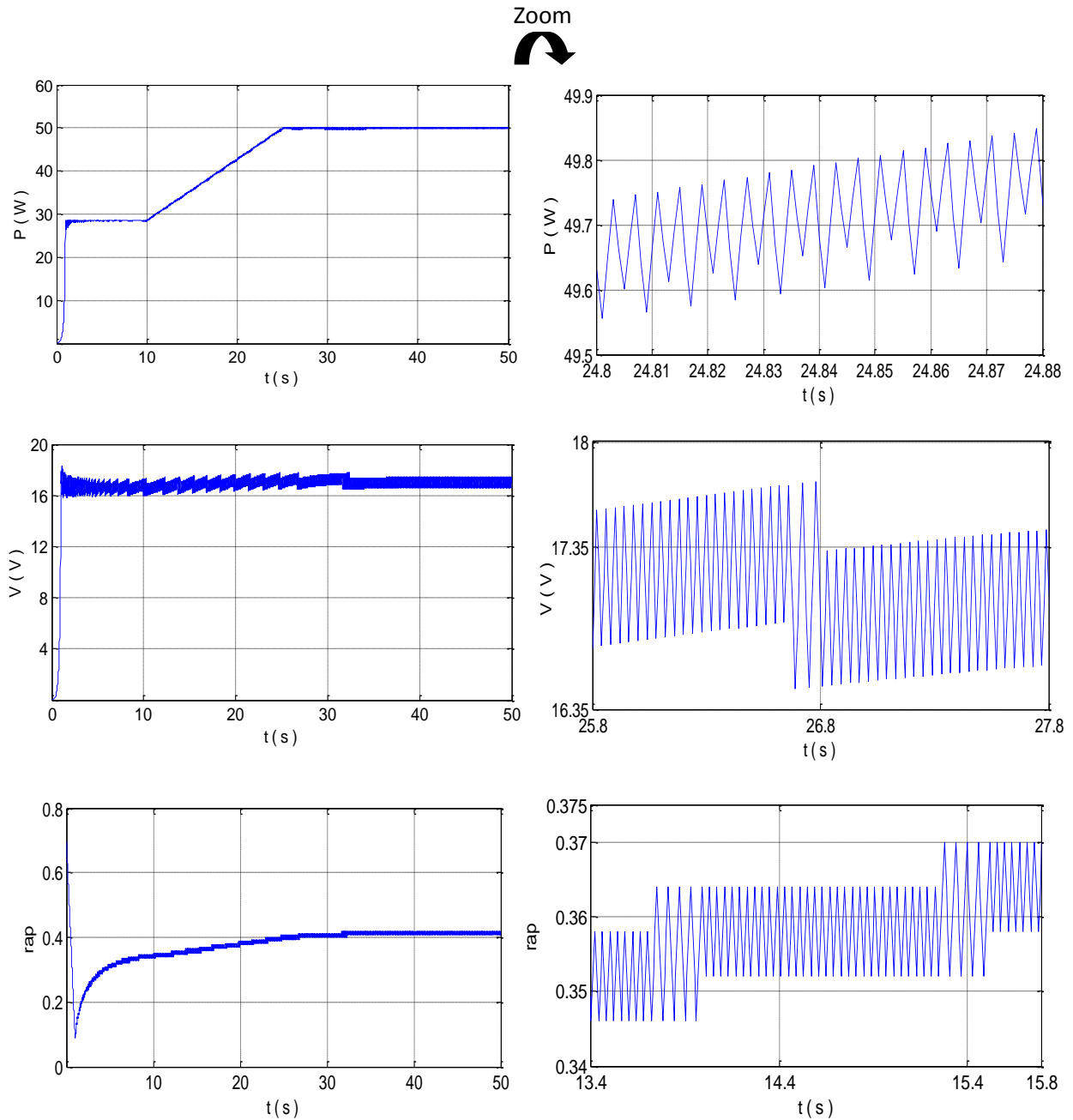


Figure II.36. Réponse du contrôleur *P&O* pour une augmentation de l'éclairement

La figure II.37 représente l'évolution du point de fonctionnement du GPV lors d'une augmentation rapide de l'éclairement, à une température constante.

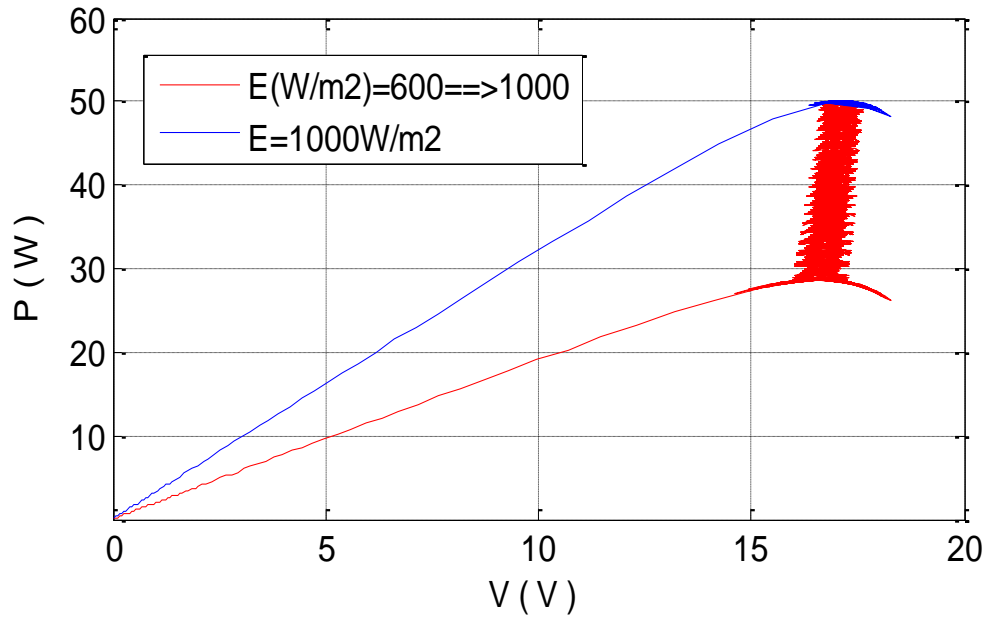


Figure II.37. Evolution du point de fonctionnement du GPV lors d'une augmentation rapide de l'éclairement

On refait le même test dans l'autre sens, en diminuant l'éclairement de 1000W/m^2 à 600W/m^2 (cf. Figure II.38).

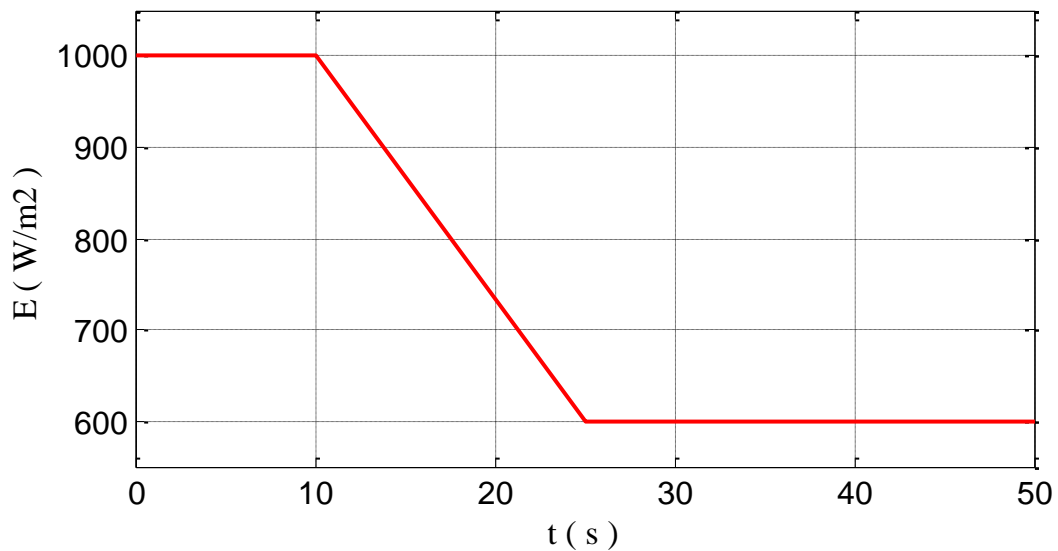


Figure II.38. Variations de l'éclairement en fonction du temps

La figure II.39 représente les réponses temporelles de l'algorithme *P&O* pour une diminution rapide de l'éclairement.

La figure II.40 représente l'évolution du point de fonctionnement du GPV lors d'une diminution rapide de l'éclairement, à une température constante.

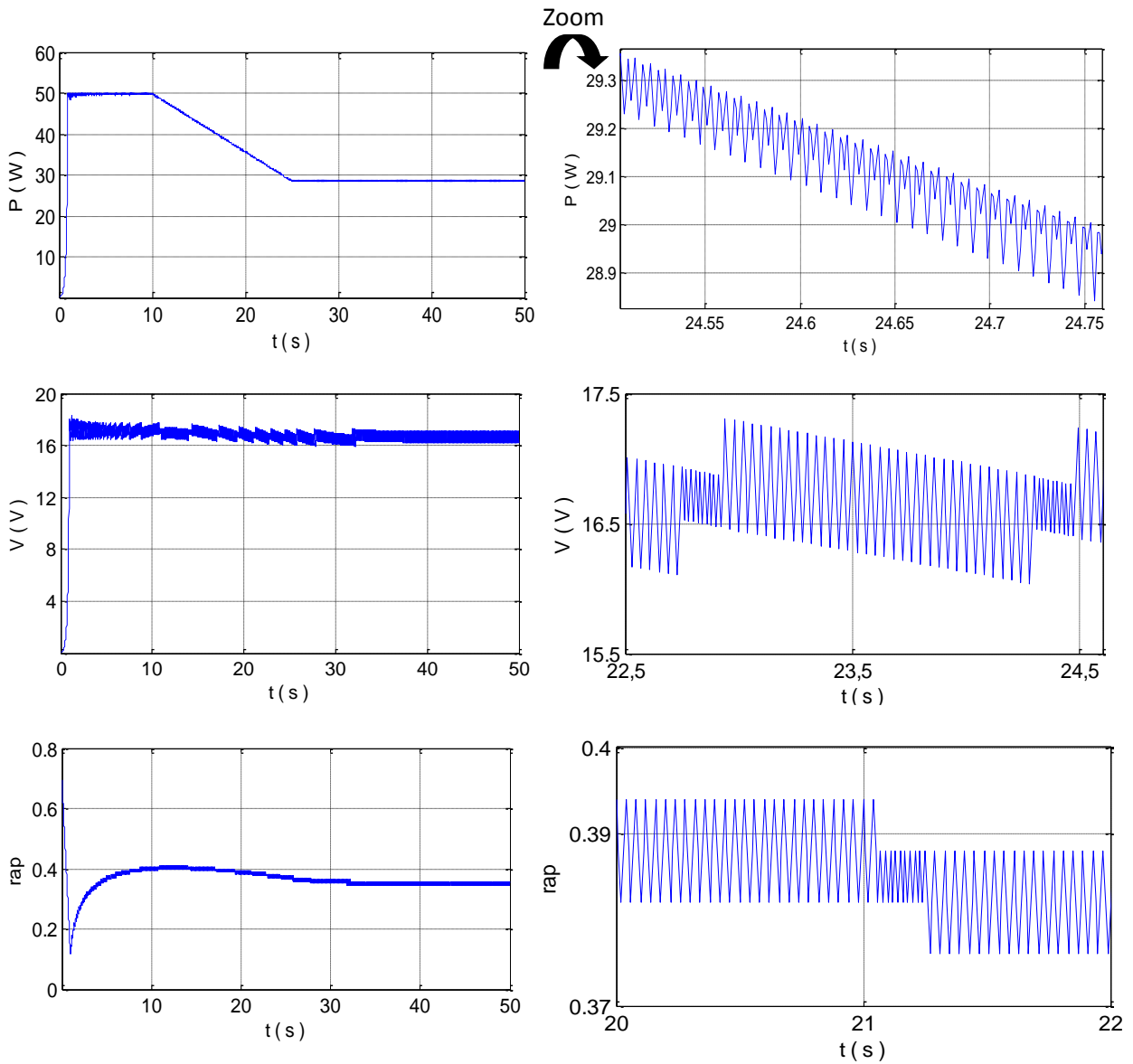


Figure II.39. Réponse du contrôleur $P\&O$ pour une diminution de l'éclairement

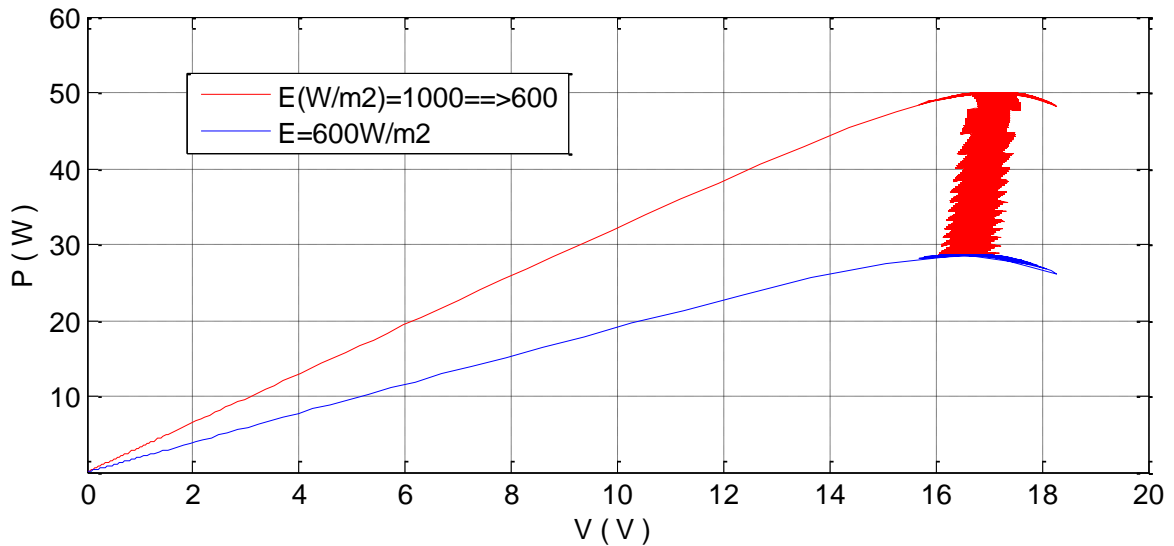


Figure II.40. Evolution du point de fonctionnement du GPV lors d'une diminution de l'éclairement

Pour les deux séries de tests le dispositif converge rapidement vers le point de puissance maximale, autour duquel il va osciller. Ces oscillations sont dues au fait que le point de fonctionnement du GPV est perturbé avec chaque cycle. La puissance est proportionnelle à l'éclairement.

II.10.4.2. Robustesse de l'algorithme *P&O* vis-à-vis des variations de la température

Dans cette partie, nous étudions l'effet du changement de la température sur l'évolution du point de fonctionnement du générateur photovoltaïque. Pour un éclairement standard $E=1000\text{W/m}^2$, on augmente la température de 25°C à 65°C pendant 30 secondes, on refait le même test dans l'autre sens, en diminuant la température de 65°C à 25°C (cf. Figure II.41).

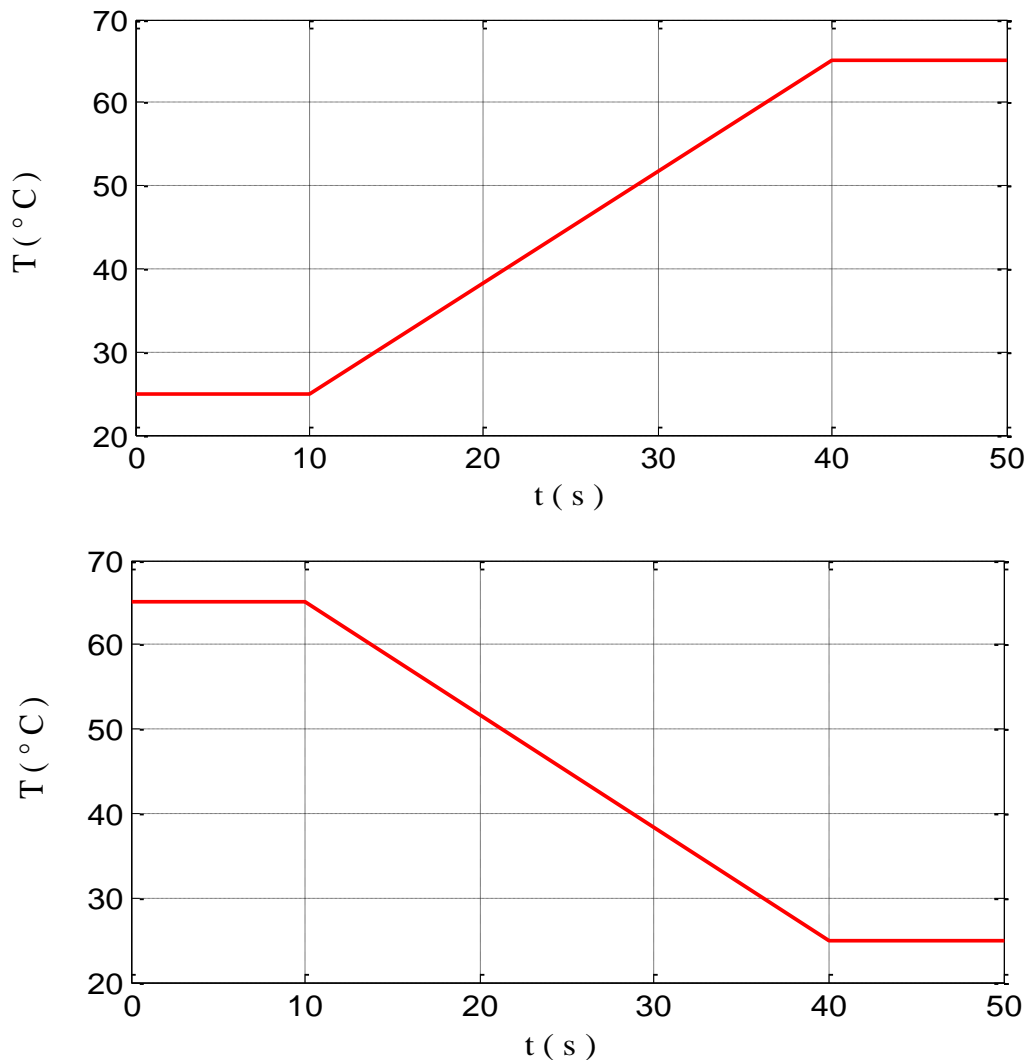


Figure II.41. Variation de la température en fonction du temps

Les figures II.42 et II.43 représentent le comportement de l'algorithme *P&O* lors de cette augmentation rapide de la température.

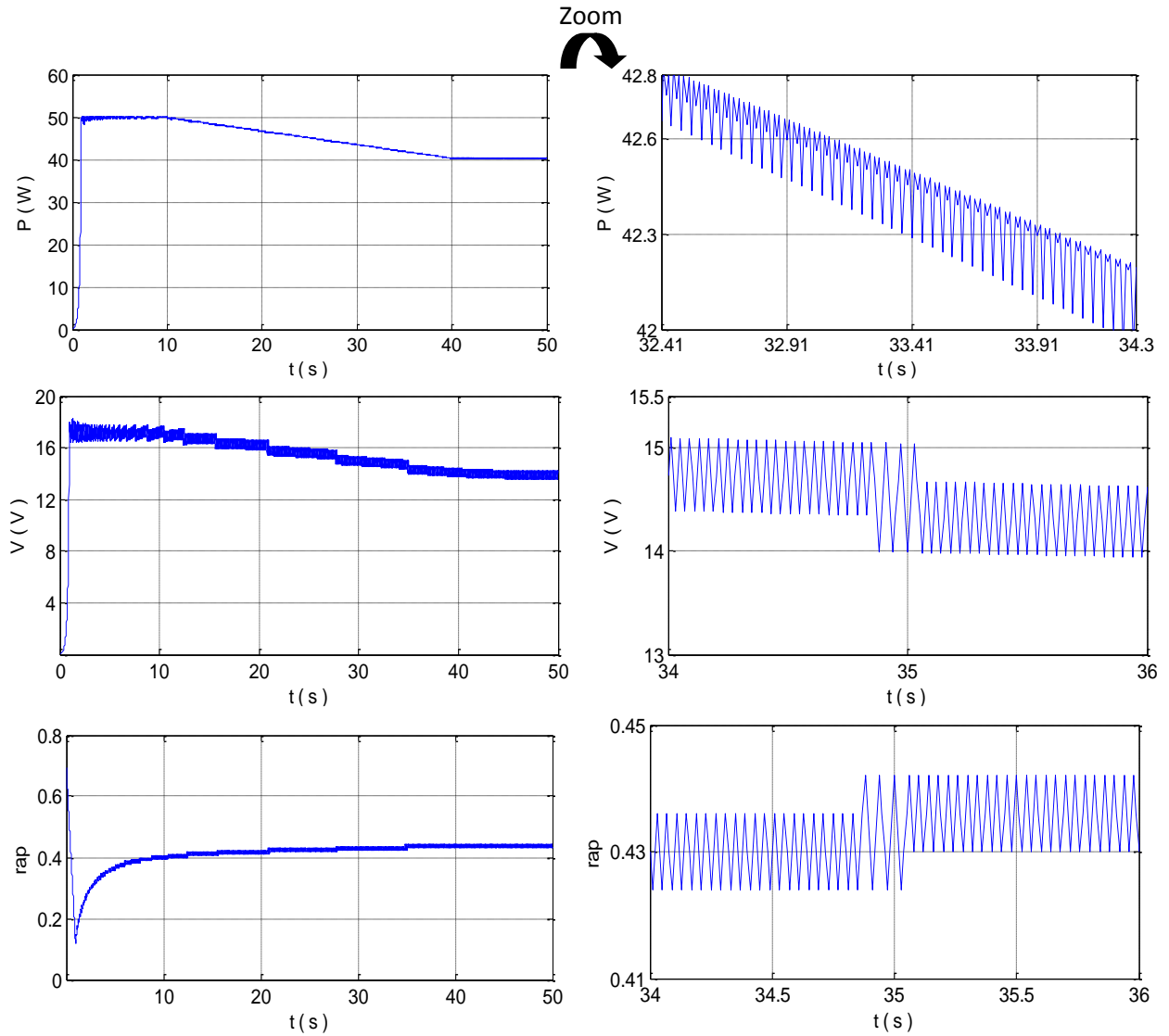


Figure II.42. Réponse du contrôleur P&O pour une augmentation rapide de la température

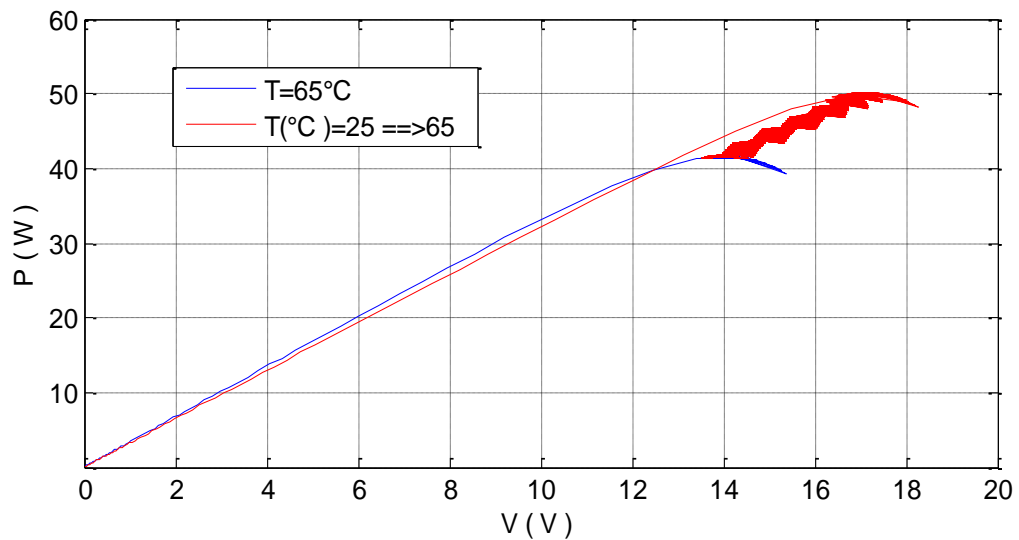


Figure II.43. Evolution du PPM du GPV lors d'une augmentation de la température

Les figures II.44 et II.45 représentent l'évolution du point de fonctionnement du GPV lors d'une diminution rapide de la température, à un éclairement constant.

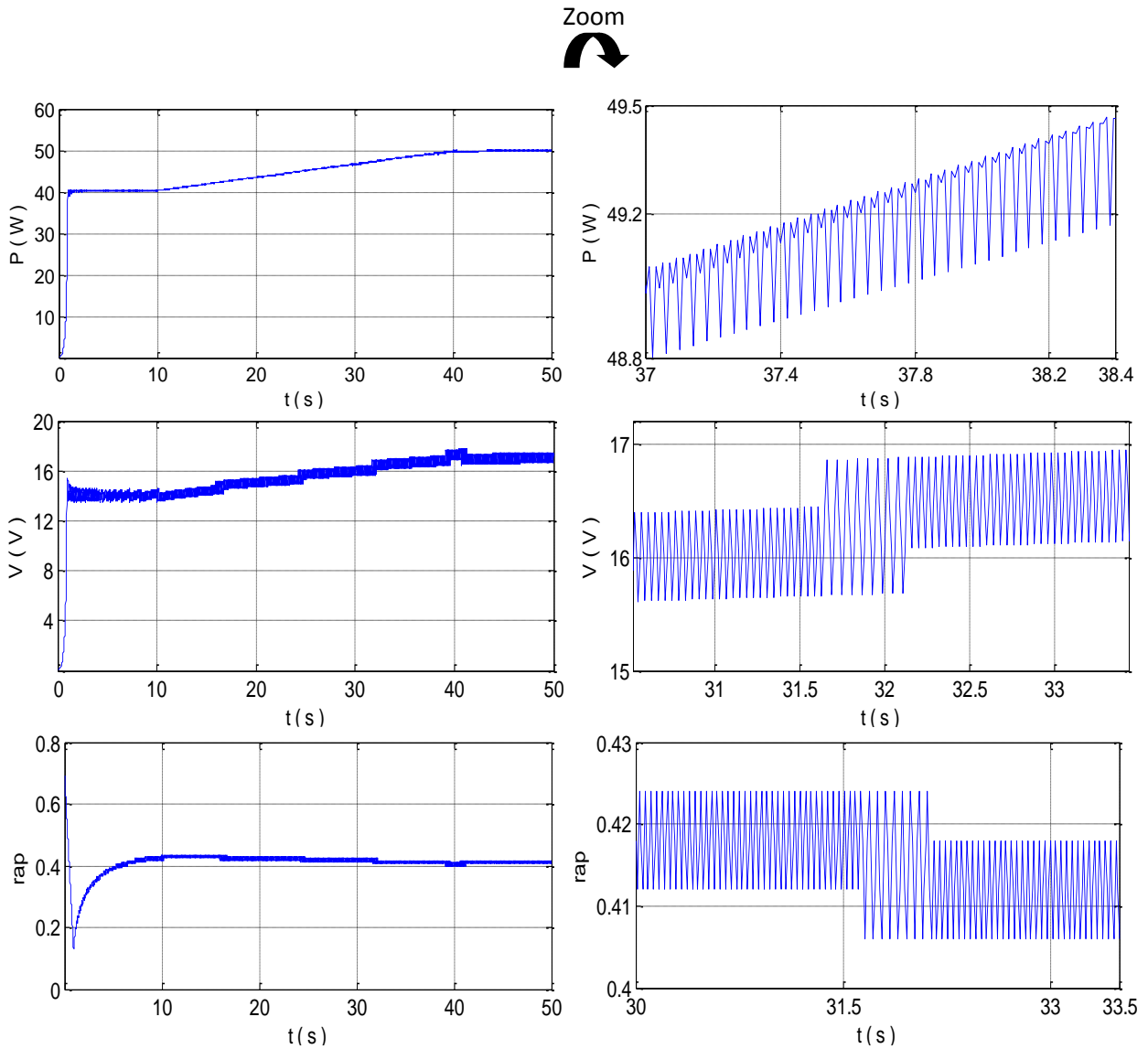


Figure II.44. Réponse du contrôleur P&O pour une diminution rapide de la température

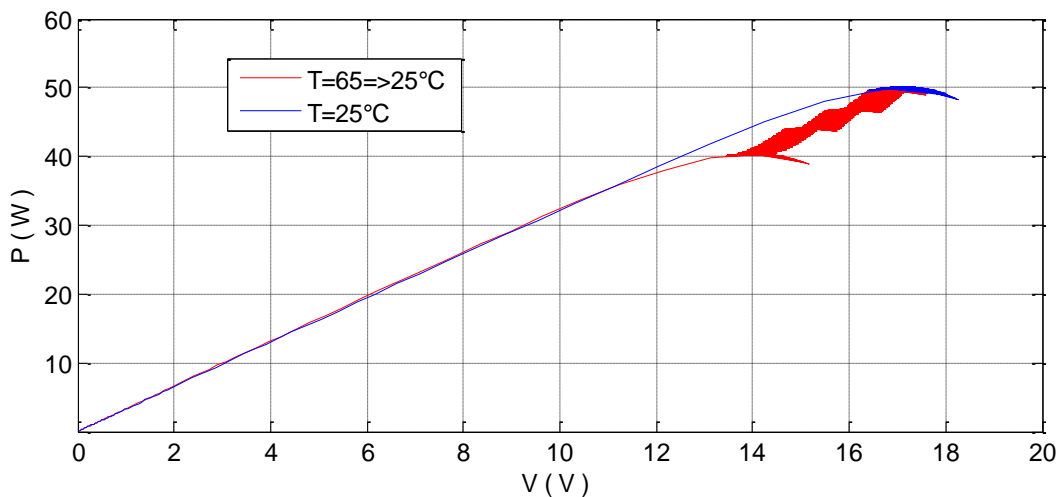


Figure II.45. Evolution du PPM du GPV lors d'une diminution de la température

On constate que l'algorithme *P&O* suit assez fidèlement le mouvement du point de puissance maximale imposé par le changement de la température. La puissance générée par le générateur photovoltaïque est inversement proportionnelle à la température.

II.10.5. Effet du changement de pas d'incrément

Dans cette partie, nous étudions l'effet du changement de pas d'incrément du rapport cyclique du hacheur sur l'évolution du point de fonctionnement du générateur photovoltaïque. Ainsi, on fait varier ce pas du 0.003 à 0.006 (cf. Figure II.46).

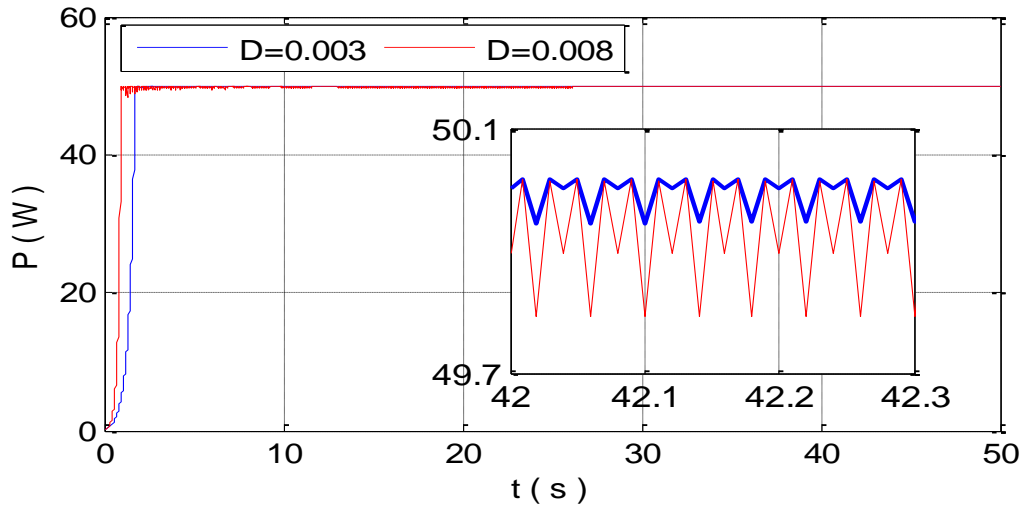


Figure II.46. Effet de changement de pas d'incrément sur la puissance du GPV

L'amplitude de l'oscillation de la commande dépend directement de la constante d'incrément accordée au contrôleur. Cette dernière, lorsqu'elle est importante permet une convergence rapide du contrôleur vers le *PPM* adéquat avec une précision près, ce qui donne naissance à des oscillations de la commande autour d'une certaine valeur qui génère à son tour des oscillations au niveau de la puissance, par ailleurs, un pas d'incrément très faible augmentera le temps de réponse du système. Un compromis doit être adopté entre rapidité et perte de puissance.

II.11. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons procédé à la modélisation d'un générateur photovoltaïque. Comme les caractéristiques du générateur photovoltaïque dépendent des paramètres météorologiques et des paramètres internes de ce dernier, il nous a paru nécessaire d'étudier l'influence de ces paramètres sur les caractéristiques de sortie du générateur photovoltaïque.

Par ailleurs, nous avons constaté que l'influence de la variation des paramètres internes de la cellule sur les caractéristiques du GPV est moins importante que celui des paramètres météorologiques. Ensuite, nous sommes passés à l'organe d'adaptation qui se caractérise par le convertisseur statique contrôlé et par une commande assurant le transfert de la puissance optimale à la charge. L'algorithme *P&O* utilisé suit assez fidèlement le mouvement du point de puissance maximale imposé par le changement des paramètres météorologiques, la puissance transférée est donc optimisée.

Dans le prochain chapitre, nous allons aborder l'étude numérique du capteur solaire hybride photovoltaïque thermique.

CHAPITRE III

CAPTEUR SOLAIRE

HYBRIDE

PHOTOVOLTAÏQUE

THERMIQUE :

THEORIE & ETUDE

NUMERIQUE

CHAPITRE III

CAPTEUR SOLAIRE HYBRIDE PHOTOVOLTAÏQUE THERMIQUE : THEORIE & ETUDE NUMERIQUE

III. 1. Introduction

En plus de l'électricité produite par les cellules photovoltaïques, l'utilisation de capteur solaire hybride photovoltaïque thermique peut réduire les pertes d'énergie en produisant simultanément de l'énergie thermique à partir de l'irradiation solaire à travers des processus de photo-conversion électrique et thermique.

Dans ce chapitre, on étudiera un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à eau non vitré en serpentin en régime transitoire en utilisant un module photovoltaïque poly-cristallin (poly-Si) à une diode du type UDTS-50. Une étude a été réalisée pour évaluer les performances du PV/T dans le contexte de Ghardaïa, en Algérie. À cette fin, un modèle mathématique a été développé et évalué au moyen d'une simulation dans l'environnement MATLAB basé sur des équations d'équilibre de transfert énergétique. En utilisant des données météorologiques réelles, la distribution horaire des températures des composants du système est présentée, ainsi que l'influence des paramètres météorologiques et de quelques paramètres thermo-physiques sur le capteur solaire hybride PV/T étudié.

Afin d'estimer la performance quotidienne fournie par le système, lorsqu'il est soumis aux conditions climatiques de la ville de Ghardaïa (au nord du Sahara algérien), le rendement électrique et thermique ont été déterminés théoriquement.

III.2. Modèle thermique

Pour tracer les différentes températures des composants du système, ainsi de déterminer les rendements électrique et thermique, un programme numérique basé sur des différents mécanismes de transfert d'énergie entre les différents composants est élaboré. À cet effet, des équations du bilan énergétique du système sont intervenues et simplifiées selon des hypothèses proposées.

La configuration du capteur hybride PV/T qui fera l'objet de notre étude est composée d'une partie électrique qu'est le générateur photovoltaïque et un échangeur thermique en serpentin monté au-dessous de ce dernier pour produire de l'énergie thermique (cf. Figure III.1).

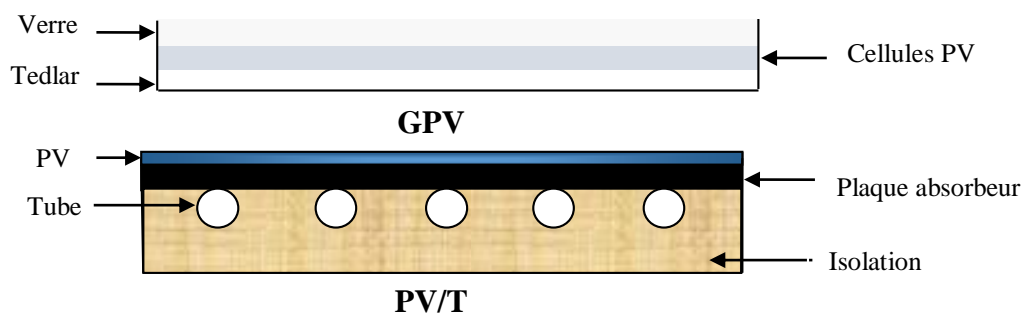


Figure III.1. Coupe transversale du générateur photovoltaïque et du capteur solaire hybride PV/T étudié

III.2.1. Hypothèses

Afin de simplifier le modèle mathématique du capteur hybride photovoltaïque thermique, le bilan d'énergie thermique a été réalisé selon les hypothèses suivantes :

- le transfert de chaleur est unidimensionnel.
- la voûte céleste est considérée comme un corps noir.
- la surface est grise.
- la vitesse du vent est uniforme autour du système.
- les propriétés thermo-physiques de chaque couche sont supposées être constantes.
- le débit massique du fluide est supposé constant pendant la journée des tests.
- les pertes en chaleur se produisent, pour le haut et le bas, dans les mêmes conditions environnementales.

III.2.2. Bilan énergétique

Le bilan énergétique permet de prédire la température de chaque couche du capteur solaire hybride PV/T.

la résolution des équations mathématiques, sous le principe de conservation de l'énergie, conduit au bilan énergétique de chaque élément du système, qui est caractérisé par l'équation suivante [137]:

La variation d'énergie interne = énergie reçue – énergie perdue

On considère une section quelconque du système à l'instant t, la première loi de la thermodynamique donne l'équation mathématique suivante [138]:

$$m_i c_{p_i} \frac{dT_i}{dt} = \sum_i Q_i - \sum_s Q_i \quad (\text{III-1})$$

Où m_i : Masse du nœud i ;

c_{p_i} : Chaleur spécifique du nœud i ;

Q_i : Puissance reçue ou perdue dans le nœud i ;

T_i : Température du nœud i ;

dt : Pas du temps.

III.2.2.1. Partie photovoltaïque du capteur solaire hybride PV/T

Un générateur photovoltaïque se compose d'une protection translucide. Celle-ci ; facilite au maximum la transmission lumineuse, permet de résister aux conditions climatologiques les plus rudes et permet de supporter les changements brusques de température afin de protéger les cellules. Il faut donc un matériau le plus transparent et le plus solide possible : le verre.

Une couche comporte les cellules photovoltaïques qui sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé «effet photovoltaïque» (cf. Chapitre II). Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est-à-dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

Une deuxième couche protectrice (la troisième couche du GPV), la couche de tedlar, est une matière isolante, légère et très résistante.

La figure III.2 montre les différents composants d'un générateur photovoltaïque.

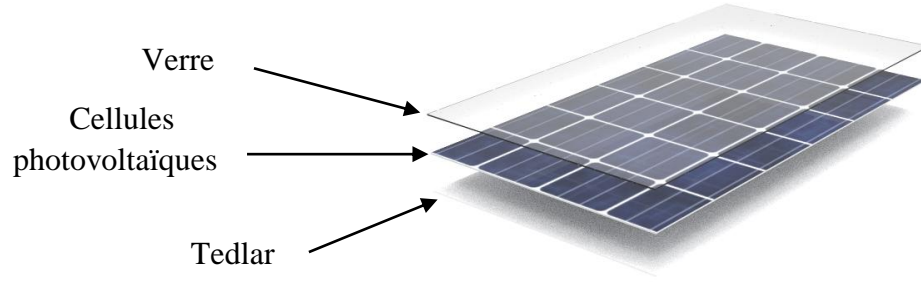


Figure III.2. Représentation schématique en 3D d'un générateur photovoltaïque

○ Bilan énergétique du verre

En chaque point de la couche du verre, le bilan énergétique tient compte de l'énergie de rayonnement solaire absorbée par cette couche, des pertes qui sont représentées par la convection, de l'énergie de rayonnement transférée de la couche du verre à l'environnement et de l'énergie de conduction transférée du verre aux cellules solaires. Comme résultat, le bilan énergétique thermique du verre est décrit par l'équation (III-2) :

$$m_v C p_v \frac{dT_v}{dt} = Q_v - Q_{r,v \rightarrow ciel} - Q_{conv,v \rightarrow amb} - Q_{cond,v \rightarrow cell} \quad (III-2)$$

En remplaçant les différents termes d'énergie, la relation (III-2) peut s'écrire :

$$\rho_v A_v C p_v \delta_v \frac{dT_v}{dt} = Q_v - h_{r,v \rightarrow ciel} A_v (T_v - T_{ciel}) - h_{conv,v \rightarrow amb} A_v (T_v - T_{amb}) - h_{cond,v \rightarrow cell} A_v (T_v - T_{cell}) \quad (III-3)$$

Où ρ_v , A_v , $C p_v$ et δ_v sont respectivement la densité, la surface, la chaleur spécifique et l'épaisseur du verre du GPV.

Q_v est l'énergie du rayonnement solaire absorbée par le verre du générateur et qu'est calculée à l'aide de la formule suivante [139]:

$$Q_v = \alpha_v A_v G \quad (III-4)$$

Où α_v représente le coefficient d'absorption du verre et G le rayonnement solaire global.

○ Bilan énergétique des cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques absorbent le rayonnement solaire transmis à travers la couverture en verre. Un pourcentage de cette énergie est converti en électricité et le reste est transformé en chaleur, une partie de la somme de cette dernière avec l'énergie reçue du verre est ensuite transférée par conduction au tedlar. Donc, le bilan énergétique thermique des cellules photovoltaïques est décrit par l'équation (III-5) :

$$m_{cell} C p_{cell} \frac{dT_{cell}}{dt} = Q_{cell} + Q_{cond,v \rightarrow cell} - Q_{cond,cell \rightarrow ted} - Q_{ele} \quad (III-5)$$

En remplaçant les différents termes d'énergie, la relation (III-5) peut s'écrire :

$$\rho_{cell}A_{cell}Cp_{cell}\delta_{cell}\frac{dT_{cell}}{dt} = Q_{cell} + h_{cond,v\rightarrow cell}A_{cell}(T_v - T_{cell}) - h_{cond,cell\rightarrow ted}A_{cell}(T_{cell} - T_{ted}) - Q_{ele} \quad (III-6)$$

Où ρ_{cell} , A_{cell} , Cp_{cell} et δ_{cell} sont respectivement la densité, la surface, la chaleur spécifique et l'épaisseur des cellules photovoltaïques.

Q_{cell} , est l'énergie du rayonnement solaire absorbée par les cellules PV, calculée à l'aide de la formule suivante [140] :

$$Q_{cell} = Pac \tau_v \alpha_{cell} A_{cell} G \quad (III-7)$$

Où Pac est le facteur d'emballage des cellules photovoltaïques, τ_v représente le coefficient de transmission du verre et α_{cell} est le coefficient d'absorption des cellules photovoltaïques.

La production d'énergie photovoltaïque peut être exprimée en fonction du rendement électrique et de l'énergie du rayonnement solaire absorbé par le générateur :

$$Q_{ele} = \eta_{ele} Q_{cell} \quad (III-8)$$

Florschuetz et Evans (1977) ont développé un modèle de l'efficacité électrique, à la température de fonctionnement, qui pourrait être utilisé comme modèle de référence dans le bilan thermique du générateur photovoltaïque. Il est représenté par l'expression linéaire traditionnelle de l'efficacité électrique des cellules solaires photovoltaïques, comme indiqué par [141-146] :

$$\eta_{ele} = \eta_{ele,ref} [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref})] \quad (III-9)$$

Où $\eta_{ele,ref}$ est le rendement électrique aux conditions de référence et β est le coefficient de température d'efficacité des cellules photovoltaïques.

Pour trouver β selon Florschuetz et Evans la relation suivante est utilisée :

$$\beta = \frac{1}{T_{\eta=0} - T_{ref}}$$

Dans laquelle $T_{\eta=0}$ est la température élevée à laquelle le rendement électrique du GPV tombe à zéro.

○ Bilan énergétique du tedlar

En plus de l'énergie de rayonnement solaire absorbée par le tedlar et l'énergie reçue par conduction de la part des cellules photovoltaïques, le tedlar dans le capteur solaire hybride PV/T est aussi en contact avec l'absorbeur, ce dernier doit être inclus dans le bilan d'énergie thermique de cette couche qui décrit par l'équation (III-10) comme un récepteur de chaleur :

$$m_{ted}Cp_{ted}\frac{dT_{ted}}{dt} = Q_{ted} + Q_{cond,cell\rightarrow ted} - Q_{cond,ted\rightarrow abs} \quad (III-10)$$

En remplaçant les différents termes d'énergie, la relation (III-10) peut s'écrire :

$$\rho_{ted} A_{ted} C p_{ted} \delta_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = Q_{ted} + h_{cond, cell \rightarrow ted} A_{ted} (T_{cell} - T_{ted}) - h_{cond, ted \rightarrow abs} A_{ted} (T_{ted} - T_{abs}) \quad (III-11)$$

Où ρ_{ted} , A_{ted} , $C p_{ted}$ et δ_{ted} sont respectivement la densité, la surface, la chaleur spécifique et l'épaisseur du tedlar.

Q_{ted} , est l'énergie de rayonnement solaire absorbée par la couche en tedlar et qui est calculée par la formule suivante :

$$Q_{ted} = (1 - Pac) \tau_v \alpha_{ted} A_{ted} G \quad (III-12)$$

Où α_{ted} représente le coefficient d'absorption du tedlar.

III.2.2.2. Partie thermique du capteur solaire hybride PV/T

Outre le GPV classique, le capteur solaire hybride PV/T est composé de quatre autres couches répertoriées comme suit :

- couche de plaque absorbante fabriquée en cuivre ;
- tube en géométrie de serpentine fixé dans le fond de la plaque absorbante ;
- liquide de refroidissement circule dans le tube ;
- couche, la dernière, constituée par de la laine de verre pour réduire la perte de chaleur par le bas.

La figure III.3 montre les différents composants du capteur solaire hybride PV/T étudié.

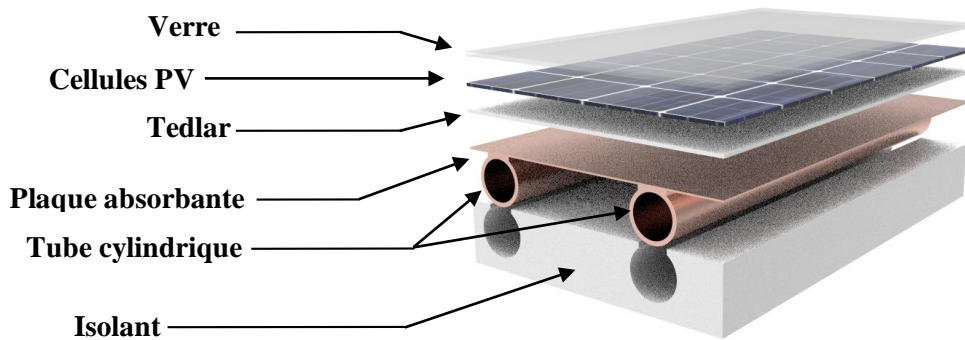


Figure III.3. Représentation schématique en 3D de différents composants du capteur solaire hybride PV/T étudié

○ Bilan énergétique de la plaque absorbante

L'énergie absorbée, par la plaque absorbante, peut-être calculée grâce à l'échange de chaleur entre cette couche et le tedlar, le tube et l'isolant. Le bilan énergétique thermique est ensuite décrit par l'équation (III-13) comme suit :

$$m_{abs} C p_{abs} \frac{dT_{abs}}{dt} = Q_{cond, ted \rightarrow abs} - Q_{cond, abs \rightarrow tube} - Q_{cond, abs \rightarrow iso} \quad (III-13)$$

En remplaçant les différents termes d'énergie, la relation (III-13) peut s'écrire :

$$\rho_{abs} A_{abs} C p_{abs} \delta_{abs} \frac{dT_{abs}}{dt} = h_{cond,ted \rightarrow abs} A_{abs} (T_{ted} - T_{abs}) - h_{cond,abs \rightarrow tube} A_{abs,tube} (T_{abs} - T_{tube}) - h_{cond,abs \rightarrow iso} A_{abs,iso} (T_{abs} - T_{iso}) \quad (III-14)$$

Où ρ_{abs} , A_{abs} , $C p_{abs}$ et δ_{abs} sont respectivement la densité, la surface, la chaleur spécifique et l'épaisseur de la plaque absorbante. La distribution de la chaleur au niveau de la plaque absorbante est présentée par la figure III.4.



Figure III.4. Coupe transversale de la distribution de chaleur entre la plaque et le tube

o Bilan énergétique du tube

Le bilan énergétique du tube tient compte de l'énergie transférée de la plaque absorbante de laquelle on déduit l'énergie transférée du tube au fluide et du tube à couche d'isolation. Le bilan énergétique thermique de cette couche est décrit par l'équation (III-15) comme suit :

$$m_{tube} C p_{tube} \frac{dT_{tube}}{dt} = Q_{cond,abs \rightarrow tube} - Q_{conv,tube \rightarrow f} - Q_{cond,tube \rightarrow iso} \quad (III-15)$$

En remplaçant les différents termes d'énergie, la relation (III-15) peut s'écrire :

$$\rho_{tube} A_{tube} C p_{tube} \delta_{tube} \frac{dT_{tube}}{dt} = h_{cond,abs \rightarrow tube} A_{abs,tube} (T_{abs} - T_{tube}) - h_{conv,tube \rightarrow f} A_{tube,f} (T_{tube} - T_f) - h_{cond,tube \rightarrow iso} A_{tube,iso} (T_{tube} - T_{iso}) \quad (III-16)$$

Où ρ_{tube} , A_{tube} , $C p_{tube}$ et δ_{tube} sont respectivement, la densité, la surface, la chaleur spécifique et l'épaisseur du tube.

o Bilan énergétique du fluide caloporteur

Le bilan du fluide est calculé en supposant que l'énergie absorbée par le fluide est égale à l'énergie accumulée dans le tube par une convection de transfert de chaleur permettant de déduire l'énergie thermique du fluide. Par conséquent, le bilan énergétique thermique est décrit par l'équation (III-17) comme suit :

$$m_f C p_f \frac{dT_f}{dt} = Q_{conv,tube \rightarrow f} - Q_{th} \quad (III-17)$$

En remplaçant les différents termes d'énergie, la relation (III-17) peut s'écrire :

$$\rho_f A_f C p_f \frac{dT_f}{dt} = h_{conv,tube \rightarrow f} A_{tube,f} (T_{tube} - T_f) - Q_{th} \quad (III-18)$$

Où ρ_f , A_f et Cp_f sont respectivement la densité, la surface et la chaleur spécifique du fluide. La chaleur utile collectée peut être exprimée comme [147-149]:

$$Q_{th} = \dot{m} Cp_f \Delta T_f \quad (III-19)$$

De plus, elle est la différence entre le rayonnement solaire de l'absorbeur et les pertes thermiques, la relation peut alors s'écrire comme suit [150] :

$$Q_{th} = Q_{abs} - Q_{perdue} \quad (III-20)$$

Où le débit massique et la variation de température du fluide sont représentés respectivement par \dot{m} et ΔT_f . La variation de la température dans le sens d'écoulement du fluide est représentée par la figure III.5.

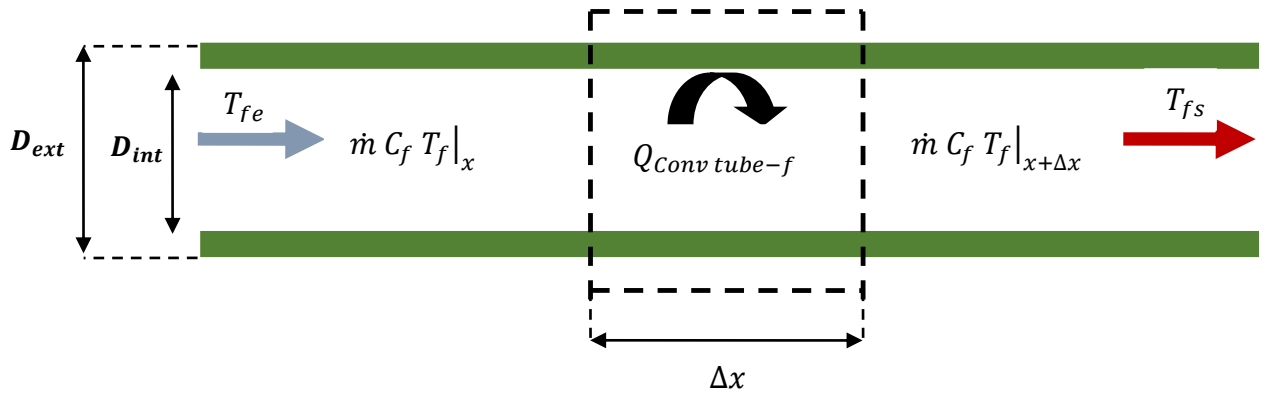


Figure III.5. Ecoulement du fluide dans le tube

o Bilan énergétique de l'isolant

Le bilan d'énergie thermique de la dernière couche du capteur est la différence entre les énergies reçues de la plaque absorbante et du tube et les énergies perdues dans l'environnement. Le bilan énergétique thermique est ensuite décrit par l'équation (III-21) comme suit :

$$m_{iso} Cp_{iso} \frac{dT_{iso}}{dt} = Q_{cond,abs \rightarrow iso} + Q_{cond,tube \rightarrow iso} - Q_{conv,iso \rightarrow amb} - Q_{r,iso \rightarrow sol} \quad (III-21)$$

En remplaçant les différents termes d'énergie, la relation (III-21) peut s'écrire :

$$\rho_{iso} A_{iso} Cp_{iso} \delta_{iso} \frac{dT_{iso}}{dt} = h_{cond,abs \rightarrow iso} A_{abs,iso} (T_{abs} - T_{iso}) + h_{cond,tube \rightarrow iso} A_{tube,iso} (T_{tube} - T_{iso}) - h_{conv,iso \rightarrow amb} A_{iso} (T_{iso} - T_{amb}) - h_{r,iso \rightarrow sol} A_{iso} (T_{iso} - T_{sol}) \quad (III-22)$$

Où ρ_{iso} , A_{iso} , Cp_{iso} et δ_{iso} sont respectivement, la densité, la surface, la chaleur spécifique et l'épaisseur de la couche d'isolation.

III.3. Coefficients de transfert thermique

Les coefficients de transfert de chaleur utilisés dans la simulation numérique pour le capteur solaire hybride PV/T sont schématisés par la figure III.6.

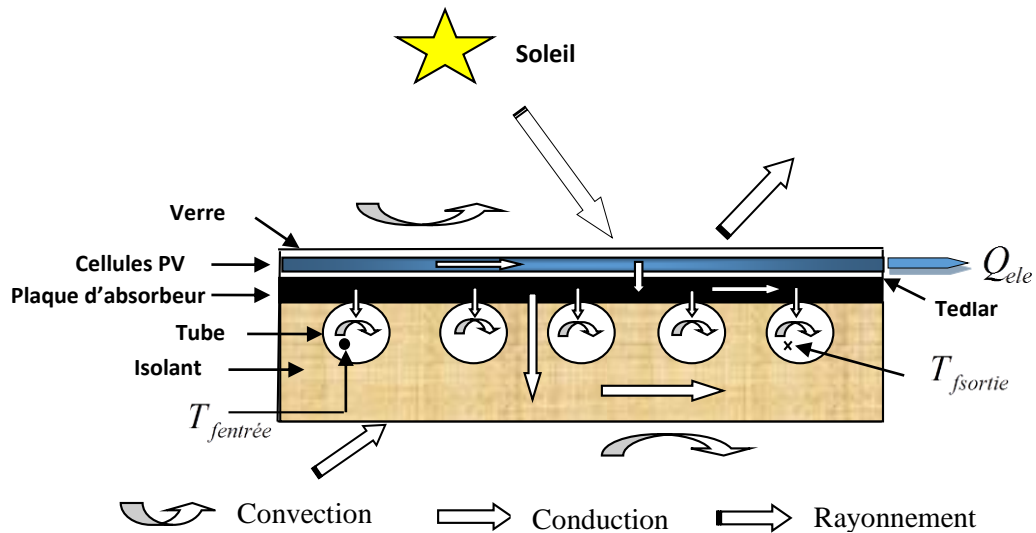


Figure III.6. Représentation schématique des transferts thermiques dans le capteur solaire hybride PV/T

III.3.1. Coefficient de transfert de chaleur radiatif

Le transfert thermique par rayonnement se trouve entre :

- le verre et la voûte céleste ;
- l'isolant et le sol.

- Transfert thermique par rayonnement entre le verre et la voûte céleste

Le transfert thermique par rayonnement entre le verre et la voûte céleste est exprimé par [151-153]:

$$h_{r,v \rightarrow ciel} = \varepsilon_v \sigma F_{ciel,v} (T_v^2 + T_{ciel}^2) (T_v + T_{ciel}) \quad (III-23)$$

Dans l'équation précédente, ε_v est l'émissivité du verre, σ est la constante de Stefan-Boltzmann, le facteur de vue du ciel $F_{ciel,v}$ s'ajoute pour donner la fraction du rayonnement sur la surface du verre, T_v est la température du verre et T_{ciel} est la température du ciel, Plusieurs corrélations calculant la température du ciel T_{ciel} sont rencontrées dans la littérature.

Swinbank a développé une corrélation pour un ciel clair (1963), en utilisant l'expression suivante [154-156] :

$$T_{ciel} = 0.0552(T_{amb}^{1.5}) \quad (III-24)$$

Berdahl et Fromberg [157] ont aussi développé une relation en fonction de la température ambiante et la température du point de rosée de surface :

$$T_{ciel} = T_{amb} (0.741 + 0.0062 T_{dp})^{1/4} \quad (III-25)$$

D'autre part pour le ciel nuageux Chow a développé la relation suivante :

$$T_{ciel} = T_{amb} \quad (III-26)$$

Le transfert thermique précédent peut être calculé aussi par la relation suivante [158]:

$$h_{r,v \rightarrow ciel} = \varepsilon_v \sigma \frac{(T_v^2 + T_{ciel}^2)(T_v + T_{ciel})(T_v - T_{ciel})}{(T_v - T_{amb})} \quad (III-27)$$

-Transfert thermique par rayonnement entre l'isolant et le sol

Le transfert thermique par rayonnement entre l'isolant et le sol pour le capteur solaire hybride PV/T est donné par l'équation suivante :

$$h_{r,iso \rightarrow sol} = \varepsilon_{iso} \sigma (T_{iso}^2 + T_{sol}^2)(T_{iso} + T_{sol}) \quad (III-28)$$

Le transfert thermique précédent peut être calculé aussi par la relation suivante, en supposant que le ciel est un corps noir :

$$h_{r,iso \rightarrow sol} = \varepsilon_{iso} \sigma (T_{iso}^2 + T_{sol}^2)(T_{iso} + T_{sol})(T_{iso} - T_{sol}) \quad (III-29)$$

La température de sol T_{sol} est donnée par la relation suivante [159]:

$$T_{sol} = T_{amb} + 2 \quad (III-30)$$

III.3.2. Coefficient de transfert de chaleur par convection

Le coefficient d'échange de chaleur par convection existe entre :

- la couche du verre et la température ambiante ;
- l'intérieur du tube et le fluide caloporteur ;
- la couche de l'isolant et la température ambiante.

- Coefficient d'échange de chaleur par convection avec la température ambiante

Le coefficient est décrit en fonction de la vitesse du vent par l'équation (III-31) [160-163] :

$$h_{conv,v \rightarrow amb} = 2.8 + 3v_{vent} \quad (III-31)$$

Plusieurs autres expressions, estimant le coefficient échange thermique par convection entre le verre et la température ambiante sont rencontrées dans la littérature [164-166] :

$$\triangleright h_{conv,v \rightarrow amb} = 5.7 + 3.8v_{vent} \quad \text{MacAdmas} \quad (III-32)$$

Elle est valable pour : $0 < v_{vent} < 5m/s$

$$\triangleright h_{conv,v \rightarrow amb} = 10.03 + 4.687v_{vent} \quad \text{Kumar} \quad (III-33)$$

Elle est valable pour : $0 < v_{vent} < 4m/s$

$$\triangleright h_{conv,v \rightarrow amb} = 2.8 + 3v_{vent} \quad \text{Watmuff} \quad (III-34)$$

Elle est valable pour : $0 < v_{vent} < 7m/s$

- Coefficient d'échange de chaleur par convection entre l'intérieur du tube et le fluide caloporteur

Le coefficient de transfert thermique convectif entre l'intérieur du tube et le fluide dépend du nombre de Nusselt du fluide Nu_f , de la conductivité thermique λ_f et du rayon du tube intérieur r_{in} comme illustré ci-après [167-171] :

$$h_{conv,tube \rightarrow f} = \frac{1}{2} Nu_f \frac{\lambda_f}{r_{in}} \quad (\text{III-35})$$

Selon Bejan, le nombre de Nusselt du fluide Nu_f dépend du régime d'écoulement [172-176] :

$$Nu_f = \begin{cases} 4.364, & \text{Régime laminaire } Re < 2300 \\ 0.023 Re^{\frac{8}{10}} Pr^{\frac{4}{10}}, & \text{Régime turbulent } Re > 2300 \end{cases} \quad (\text{III-36})$$

Où Re et Pr représentent respectivement le nombre de Reynolds et le nombre de Prandtl (cf. Chapitre I).

III.3.3. Coefficient de transfert de chaleur par conduction

- Coefficient de transfert de chaleur par conduction à travers deux couches adjacentes

La forme générale pour une plaque composite, composée de deux matériaux dont chacun a sa propre conductivité thermique et de longueurs différentes est comme suite [177] :

$$h_{cond,1 \rightarrow 2} = 1 / \left(\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} \right) \quad (\text{III-37})$$

Où λ est la conductivité thermique. Les indices 1 et 2 se réfèrent au numéro de couche.

Le coefficient de transfert de chaleur par conduction, existant entre :

- la couche de verre et les cellules photovoltaïques ;
- les cellules photovoltaïques et la couche de tedlar ;
- la couche de tedlar et la plaque absorbante ;
- la plaque absorbante et le tube ;
- la plaque absorbante et l'isolant ;
- le tube et l'isolant.

III.3.4. Coefficient global de pertes thermiques

La figure III.7 représente le schéma du réseau de transfert thermique du capteur solaire hybride PV/T à travers les différentes résistances des contacts et les différentes capacités thermiques du capteur qui sont décrites par les équations du bilan énergétique. Il prend en compte tous les types de transfert de chaleur qui affectent le système par un échange interne et/ou externe.

Afin de calculer l'efficacité thermique du capteur solaire hybride PV/T et de se rapprocher de la précision, le coefficient global de pertes thermiques a été trouvé en utilisant l'expression suivante :

$$U_{pv/t} = \frac{R_{sup} + R_{inf}}{R_{sup} R_{inf}} \quad (\text{III-38})$$

Ou R_{sup} et R_{inf} sont respectivement les résistances équivalentes supérieure et inférieure, elles peuvent être calculées à l'aide des équations. (III-40) et (III-41) :

$$R_{sup} = \frac{1}{h_{conv,v \rightarrow amb} + h_{r,v \rightarrow ciel}} \tag{III-40}$$

$$R_{inf} = \frac{1}{h_{conv,iso \rightarrow amb}} \tag{III-41}$$

En conséquence, l'énergie thermique se calcule de la façon suivante :

$$Q_{perdue} = (U_{PV/T} A_{capteur} (T_{abs} - T_{amb})) \tag{III-42}$$

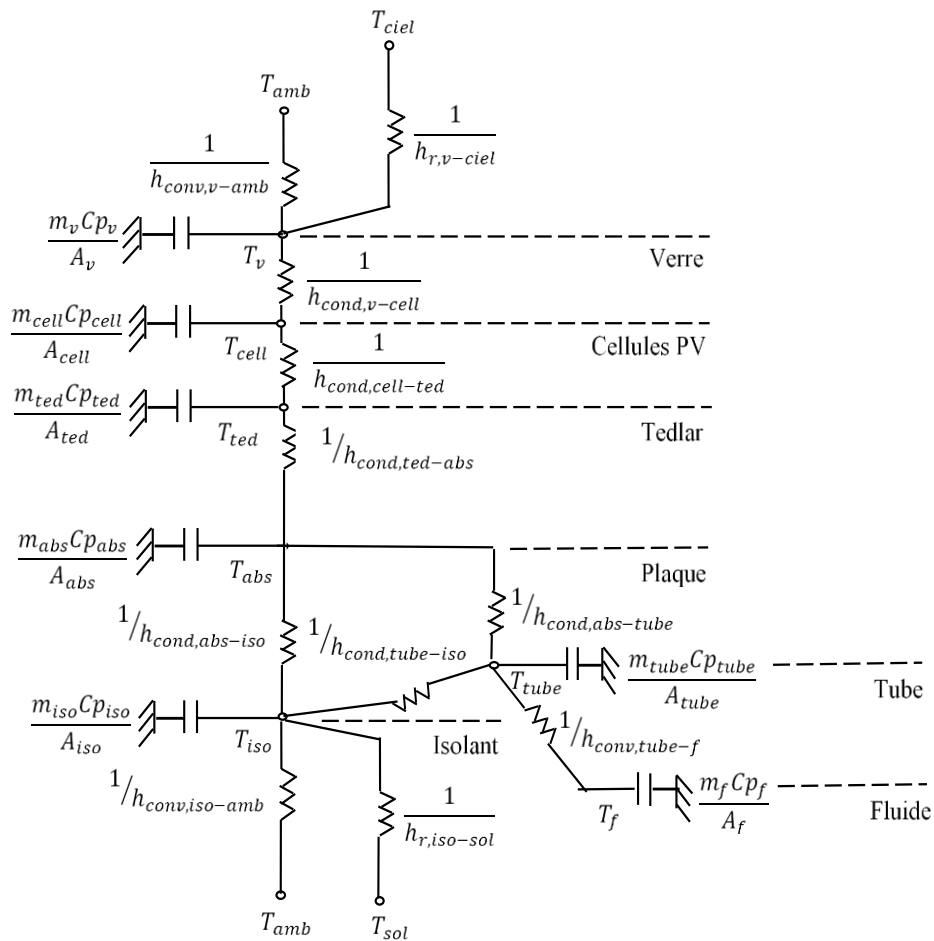


Figure III.7. Schéma électrique équivalent au réseau de transfert thermique du capteur solaire hybride PV/T

III.4. Rendement

III.4.1. Rendement thermique

Après avoir trouvé l'énergie thermique perdue, la puissance thermique peut alors être décrite comme suit [178] :

$$Q_{th} = (\tau_v \tau_{cell} \tau_{ted} \alpha_{abs} A_{abs} G) - Q_{perdue} \tag{III-43}$$

L'efficacité thermique est alors estimée par le rapport entre la puissance thermique utile collectée et le rayonnement solaire à la surface du capteur. Le rendement a été calculé en utilisant l'expression suivante [179-183] :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{A_{abs}G} \quad (\text{III-44})$$

III.4.2. Rendement électrique

Habituellement, pour trouver l'efficacité électrique du capteur solaire hybride PV/T et obtenir plus de précision dans l'étape expérimentale, l'équation (III-45) permet de vérifier et de valider les résultats de la simulation [184,185] :

$$\eta_{ele} = \frac{P_{max}}{A_{cell}G} \quad (\text{III-45})$$

Où P_{max} est la puissance maximale délivrée par le générateur photovoltaïque.

III.4.3. Rendement thermique global

Pour avoir la valeur du rendement thermique global du capteur solaire hybride PV/T, l'expression suivante est utilisée [186-189] :

$$\eta_{th,ov} = \eta_{th} + \frac{\eta_{ele}}{C_f} \quad (\text{III-46})$$

Où C_f est le rendement de conversion d'énergie électrique vers l'énergie thermique qu'est estimé à 38%

III.4.4. Rendement global

Pour calculer le rendement global du capteur solaire hybride PV/T, l'expression suivante est utilisée [190,191] :

$$\eta_{ov} = \eta_{th} + \eta_{ele} \quad (\text{III-47})$$

Pour le générateur photovoltaïque, le rendement global égal au rendement électrique.

III.5. Simulation du modèle

Pour estimer les performances énergétiques thermiques et électriques du capteur solaire hybride PV/T, un modèle thermoélectrique détaillé a été élaboré en termes d'équations de base. Pour étudier et résoudre ces équations, un programme informatique est développé sous un environnement MATLAB en utilisant la méthode Runge-Kutta.

III.5.1. Déclaration des données constantes

Les données d'entrée constantes représentant les paramètres thermo-physiques, la géométrie du capteur, les valeurs des paramètres thermiques de référence et celles des paramètres électriques aux conditions du test sont listées comme suit :

- la vitesse moyenne du vent, le débit massique et la température d'entrée du fluide ;
- la surface du système, l'espace entre tubes et les diamètres du tube ;
- les surfaces de différentes couches du système ;

- la conductivité thermique, la capacité calorifique et la densité massique de différentes couches du système ;
- les épaisseurs de différentes couches du système ;
- les coefficients d'absorptions, les coefficients de transmission et les émissivités de différentes couches du système ;
- les paramètres électriques du GPV ;
- les températures de différentes couches du système en conditions initiales ;
- le coefficient de température de l'efficacité des cellules photovoltaïques, la constante de Stefan-Boltzmann et le facteur de vue du ciel sur la surface du verre.

Le tableau III.1 résume les principaux facteurs et quelques propriétés thermo-physiques de différentes couches du capteur solaire hybride PV/T étudié.

Paramètres	Valeurs	Unités
Épaisseur du verre, δ_v	0.003	m
Conductivité thermique du verre, λ_v	0.95	W/m K
Chaleur spécifique du verre, $C\rho_v$	670	J/kg K
Épaisseur des cellules photovoltaïques, δ_{cell}	0.0002	m
Conductivité thermique des cellules photovoltaïques, λ_{cell}	6.2	W/m K
Surface des cellules photovoltaïques, A_{cell}	0.425	m ²
Épaisseur du tedlar, δ_{ted}	0.0005	m
Conductivité thermique du tedlar, λ_{ted}	0.033	W/m K
Épaisseur de la plaque absorbeur, δ_{abs}	0.003	m
Conductivité thermique de la plaque absorbeur, λ_{abs}	390	W/m K
Chaleur spécifique de la plaque absorbeur, $C\rho_{abs}$	903	J/kg K
Densité de la plaque absorbeur, ρ_{abs}	2702	kg/m ³
Épaisseur du tube, δ_{tube}	0.0012	m
Conductivité thermique du tube, λ_{tube}	390	W/m K
Chaleur spécifique du tube, $C\rho_{tube}$	903	J/kg K
Densité du tube, ρ_{tube}	2702	kg/m ³
Rayon extérieur du tube, r_{ext}	0.007	m
Chaleur spécifique du fluide, $C\rho_f$	4180	J/kg K
Densité du fluide, ρ_f	1000	kg/m ³
Épaisseur de l'isolant, δ_{iso}	0.05	m
Conductivité thermique l'isolant, λ_{iso}	0.045	W/m K

Tableau III.1. Valeurs de paramètres thermo-physiques de différentes couches du capteur solaire hybride

III.5.2. Déclaration des données variables

Les paramètres du modèle introduits comme des données variables sont :

- les données variant en fonction du temps, représentant les paramètres météorologiques expérimentaux comme :
 - le rayonnement solaire ;
 - la température ambiante et la température du ciel.
- les données variant en fonction des données d'entrée constantes, ils sont introduits en forme d'équations représentant :
 - les nombres adimensionnels (cf. Équations I-2, I-5 et III-36) ;
 - les coefficients de transfert thermique par convection et coefficients de transfert thermique par conduction (cf. Équations III-31, III-35 et III-37).
- les paramètres varient en fonction des données d'entrée, ils sont introduits en forme d'équations représentant :
 - les coefficients de transfert de chaleur radiatif (cf. Équations III-23, III-27, III-28 et III-29) ;
 - l'énergie électrique, l'énergie thermique perdue et la quantité thermique utile (cf. Équations III-8, III-19, III-20 et III-42) ;
 - le rendement thermique, le rendement électrique, le rendement thermique global et le rendement global (cf. Équations III-44, III-45, III-46 et III-27).
- les paramètres varient en fonction du temps et des données d'entrée, ils sont introduits en forme d'équations différentielles représentant les températures de différentes couches du système (cf. Équations III-3, III-6, III-11, III-14, III-16, III-18 et III-22)

III.5.3. Résolution des équations différentielles

La méthode de Runge-Kutta (RK), d'ordre 4 (RK4), est couramment utilisée pour la résolution des équations différentielles ordinaires. C'est une méthode à pas unique. Elle est dérivée de la méthode d'Euler. La méthode RK a l'avantage d'être simple à programmer et d'être assez stable pour les fonctions courantes de la physique.

III.5.4. Méthodologie de simulation

Les données d'entrée comprenant des paramètres constants et variables, elles sont introduites avec initialisation du temps.

La résolution numérique utilise le bloc ODE23 pour estimer le comportement transitoire des différents coefficients de transfert de chaleur afin de calculer les différentes températures de couche du système. Ce dernier calcul est fait pour trouver les nouvelles valeurs des températures par rapport aux nouveaux coefficients de transfert de chaleur déjà calculés. Cela se fait à partir d'un ensemble de conditions initiales choisies. Le processus du calcul s'arrête lorsqu'une correspondance est atteinte. Le programme informatique élaboré est établi en utilisant le langage MATLAB.

Les différentes étapes du calcul sont regroupées sous forme d'organigramme (cf. Figure III.8).

III.5.5. Affichage des résultats

Les paramètres principaux à afficher sont les suivants :

- les données météorologiques ;
- la température de chaque couche du système ;
- les puissances absorbée, électrique et thermique ;
- les rendements électrique et thermique.

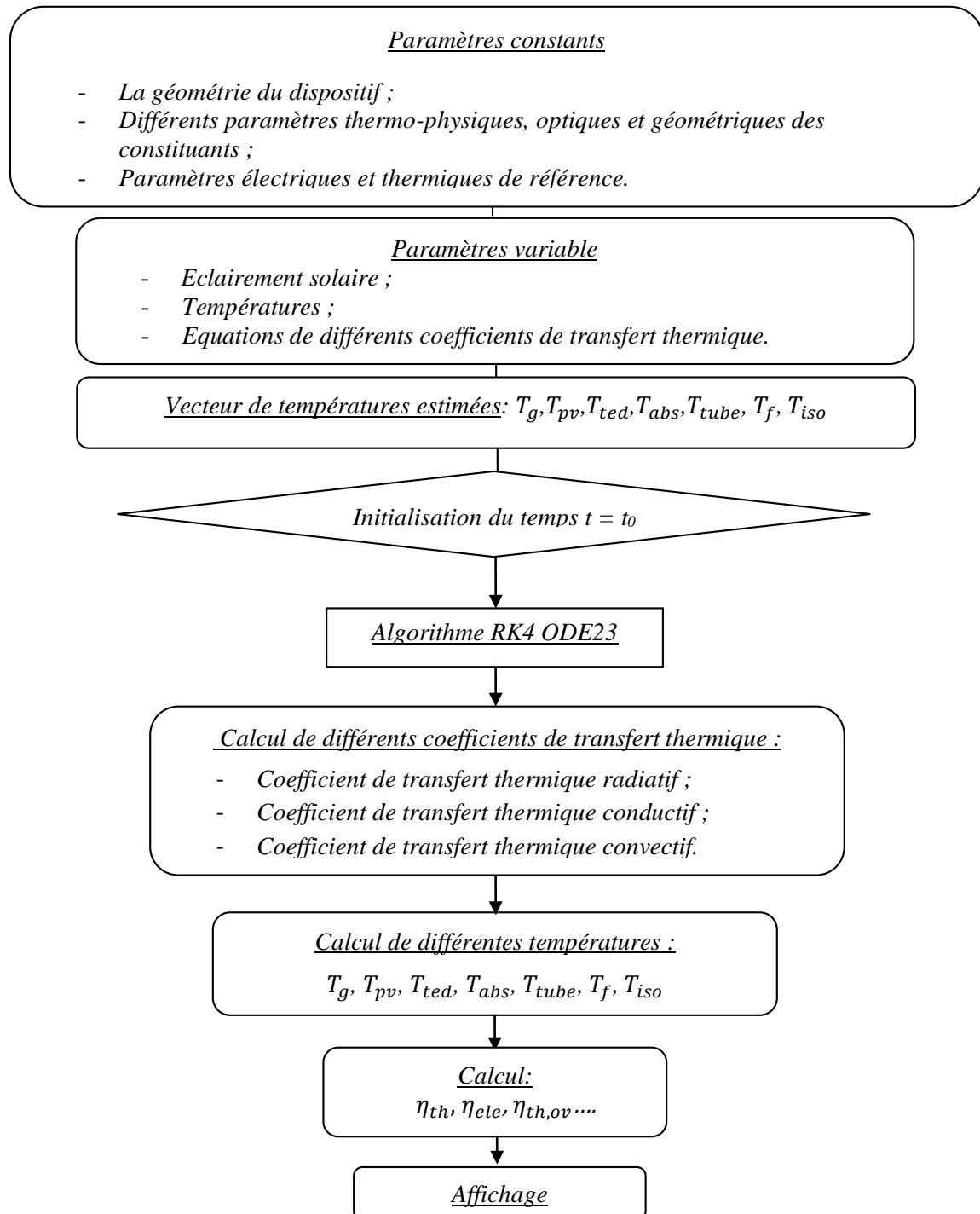


Figure III.8. Organigramme du processus de calcul pour le système dans le logiciel MATLAB

III.6. Résultats et discussion

La simulation numérique a été réalisée sur la base des données météorologiques expérimentales de la station météorologique de l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables de la ville de Ghardaïa.

Les données météorologiques mesurées sont : le rayonnement solaire et la température ambiante. Il convient de noter que la vitesse du vent est prise constante dans cette étude.

III.6.1. Conditions météorologiques

La figure III.9 montre les variations des données météorologiques le jour du test. L'intensité du rayonnement solaire atteint sa valeur élevée : 1018 W/m^2 entre 12h00 et 14h00, les valeurs de la température ambiante et la température du ciel varient respectivement entre $23\text{-}34 \text{ }^\circ\text{C}$ et $8\text{-}25 \text{ }^\circ\text{C}$.

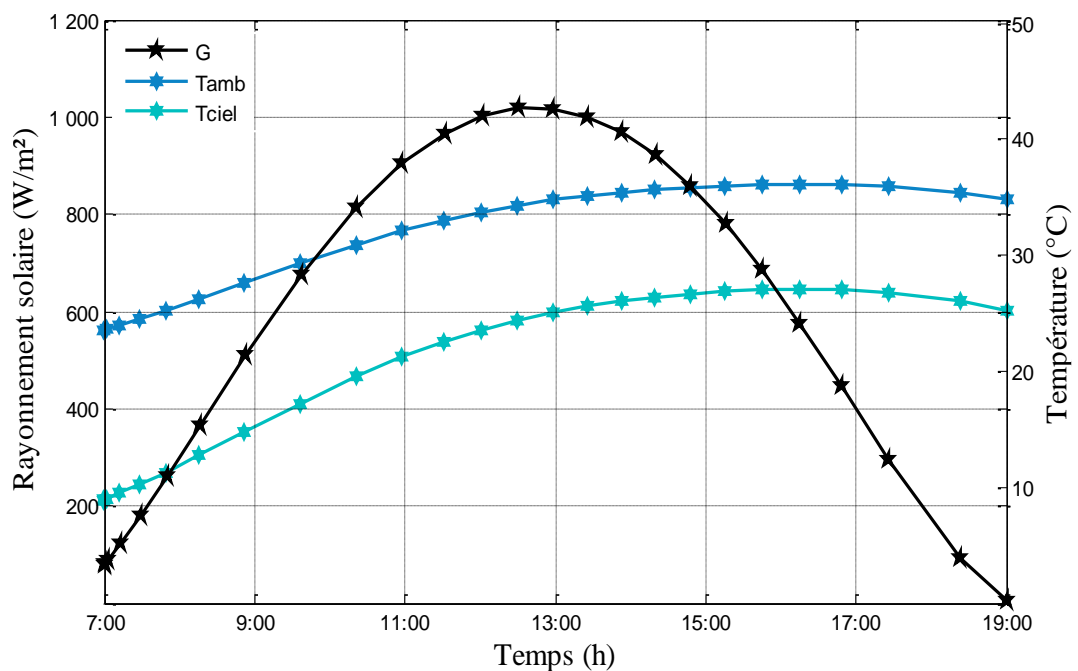


Figure III.9. Variations des données météorologiques (rayonnement solaire, température ambiante et température du ciel) pendant la journée du test

III.6.2. Distribution de la température

La figure III.10 décrit la distribution horaire des températures de différentes couches du capteur hybride solaire PV/T. Les températures données en fonction d'heure sont respectivement les suivantes :

- les températures du générateur photovoltaïque considérées sont celles de la couche de couverture en verre (T_v), de la couche des cellules photovoltaïques (T_{cell}) et de la couche de tedlar (T_{ted}) ;
- les températures de la plaque absorbante (T_{abs}), de la couche tubulaire (T_{tube}), du fluide (T_f) et de l'isolant (T_{iso}).

Les températures initiales des composants sont considérées toutes égales en raison des conditions initiales prises égales à 25°C , c'est claire que les courbes des températures prennent la

même forme que celle du rayonnement solaire, donc la variation de la température du composant est proportionnelle au rayonnement solaire.

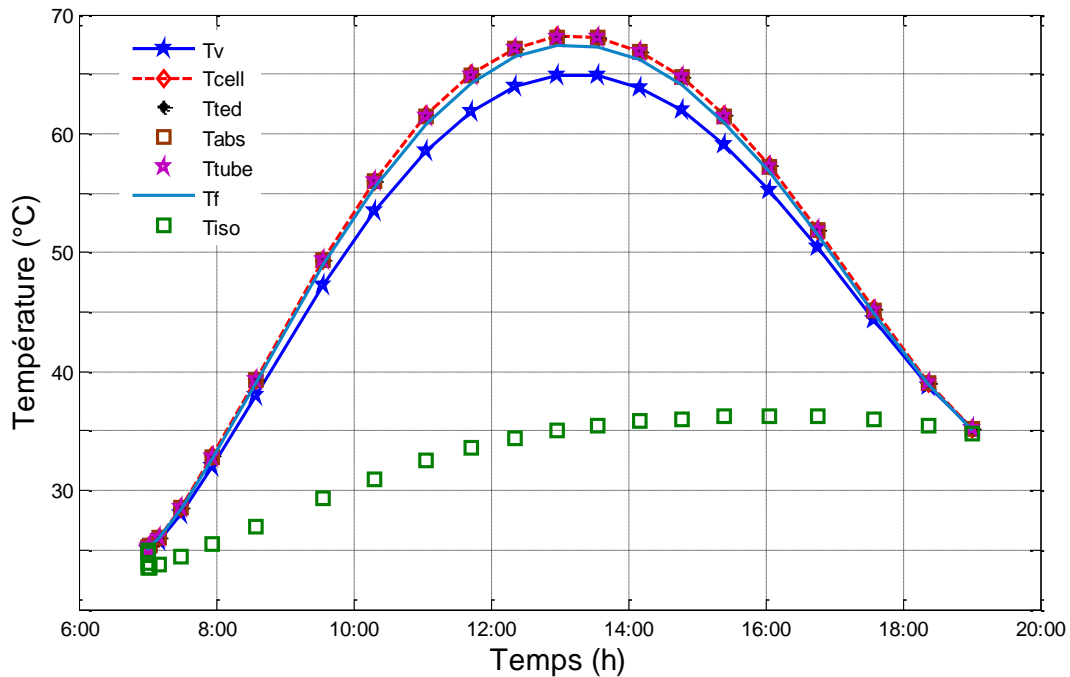


Figure III.10. Distribution horaire des températures de différentes couches du capteur solaire hybride PV/T

D'après la figure, on constate que le vitrage a transmis presque la totalité du rayonnement incident aux cellules. Ces dernières l'ont absorbé ce qui provoque l'augmentation de leur température. La valeur maximale de la température des cellules photovoltaïques atteint 68°C entre 12h00 et 14h00. On observe aussi que la température des cellules égale à celle de tedlar et elles sont les plus élevées par rapport les autres températures du système. Cette égalité est expliquée par le bon transfert thermique entre les cellules et le tedlar. La température du verre est relativement faible en raison des pertes dans l'environnement (cf. Équations III-23 et III-31).

Pour les températures de différentes couches d'échangeur thermique, on constate, que la température de la plaque absorbante égale à celle de la couche tubulaire, et elles sont les plus élevées par rapport celles du fluide et de l'isolant, ceci est expliqué par le bon contact entre les deux couches et la faible conductivité du fluide caloporteur et de l'isolant par rapport la plaque absorbante et le tube. La température de fluide dépend aussi de la température d'entrée et le débit massique, sa valeur maximale est égale 67°C , par ailleurs, la température de la couche d'isolation représente la valeur la plus faible parmi toutes les autres couches à cause de sa conductivité et ses pertes dans l'environnement (cf. Équations III-28 et III-31).

III.6.3. Effet des paramètres météorologiques

Comme on a constaté auparavant (cf. Chapitre II) que les caractéristiques du GPV dépendent des paramètres météorologiques, nous étudions dans cette section l'effet de ces paramètres sur le comportement du capteur solaire hybride PV/T notamment le comportement thermique.

III.6.3.1. Effet de la vitesse du vent

La figure III.11 montre les variations du rendement thermique avec changement de vitesse du vent. Tandis que la vitesse du vent augmente de 5 à 9 m/s. On observe que le comportement du rendement thermique vis-à-vis de la variation de la vitesse du vent est inversement proportionnel. Ce phénomène peut être expliqué par le fait que l'augmentation de la vitesse du vent provoque une augmentation des pertes convectives avec l'environnement (cf. Équation III-31).

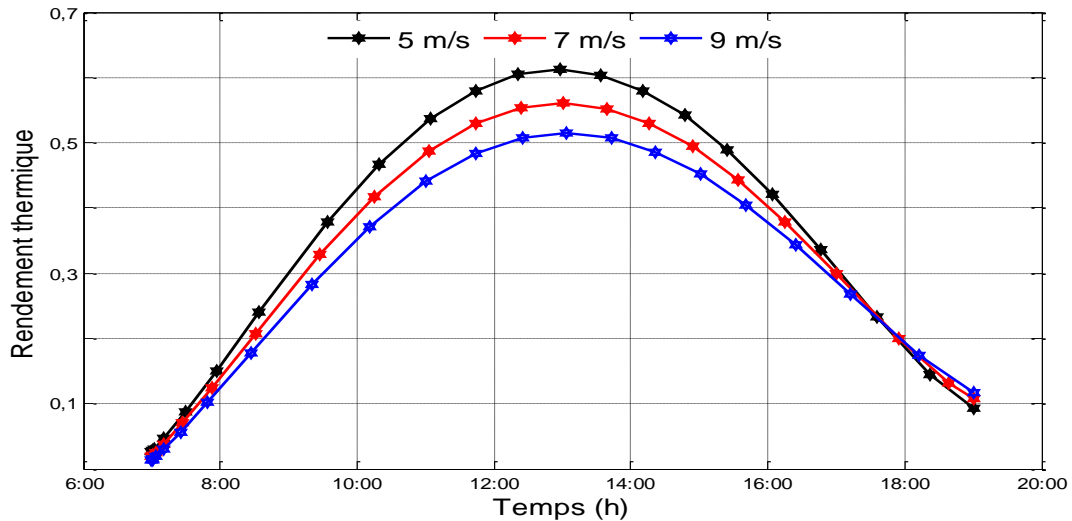


Figure III.11. Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différentes valeurs de vitesse du vent

III.6.3.2. Effet du rayonnement solaire

Les figures III.12 et III.13 révèlent les variations des rendements thermique et électrique avec changement du rayonnement solaire. Comme prévu, plus le rayonnement solaire augmente la puissance électrique augmente (cf. Équation III-8). D'un autre côté, l'augmentation du rayonnement solaire entraîne aussi une augmentation de l'énergie solaire absorbée par l'échangeur et donc une augmentation de la puissance thermique (cf. Équation III-43).

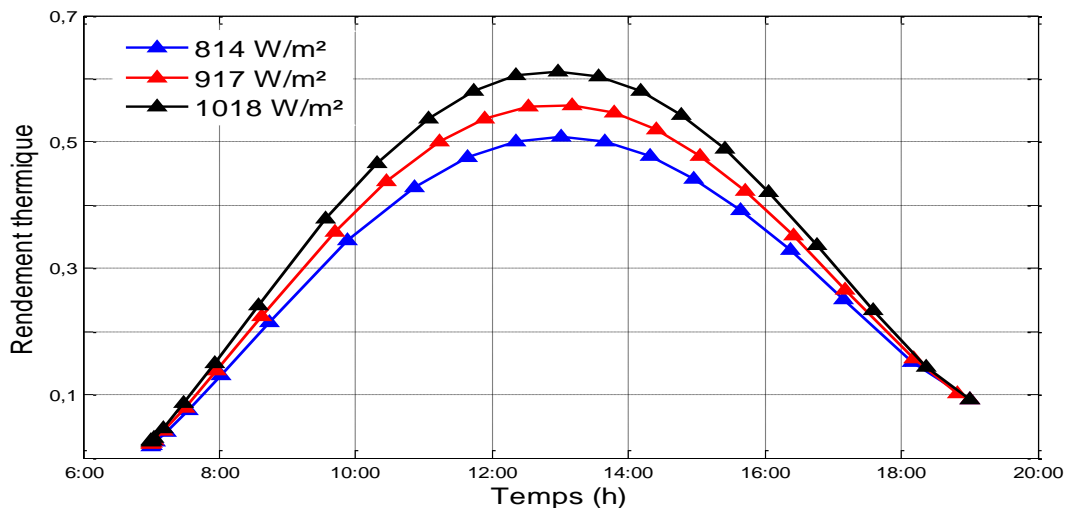


Figure III.12. Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T avec changement du rayonnement solaire

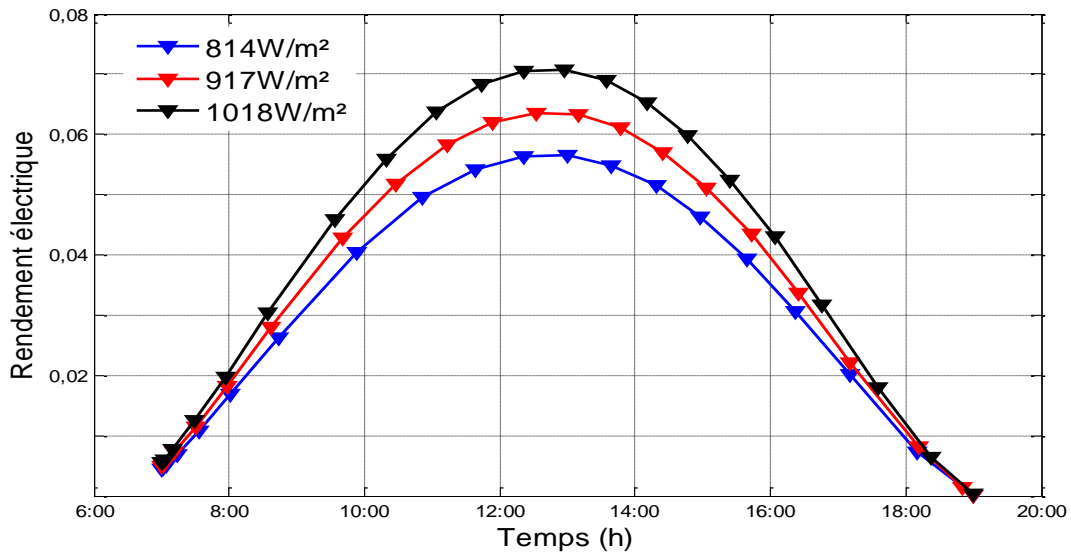


Figure III.13. Variation horaire du rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T avec changement du rayonnement solaire

III.6.3.3. Effet de la température ambiante

La figure III.14 révèle le résultat de la simulation du rendement thermique avec changement de la température ambiante. D'après la figure, plus la température ambiante est élevée plus le rendement thermique augmente car l'augmentation de cette température entraîne une augmentation des températures des composants et donc une augmentation de la chaleur qui conduit à une puissance thermique élevée.

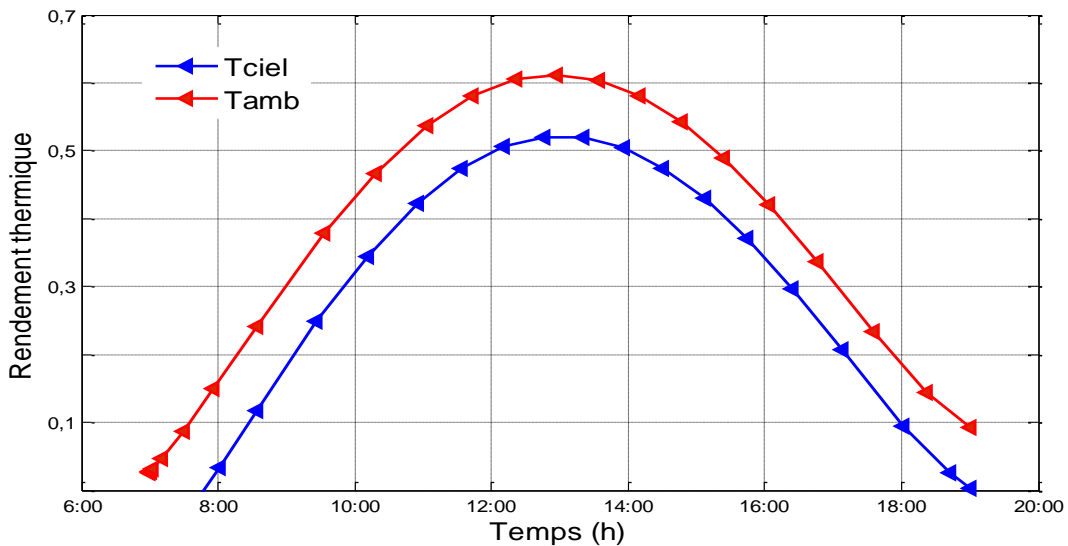


Figure III.14. Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T avec changement de la température ambiante

III.6.4. Effet des paramètres thermo-physiques

Dans cette section, nous nous intéressons à l'effet des paramètres thermo-physiques sur le comportement du capteur solaire hybride PV/T notamment les paramètres de conception et de fonctionnement.

III.6.4.1. Effet de l'épaisseur du verre

La température des cellules photovoltaïques et celle du fluide ont été tracées pour le système solaire hybride PV/T pour différentes valeurs d'épaisseur du verre de 0,003 à 0,009 m, comme les montrent les figures III.15 et III.16. Lorsque l'épaisseur du verre croît la température des cellules et celle du fluide augmentent. Ceci s'explique par le fait que l'augmentation de l'épaisseur du verre réduise les pertes thermiques dans le capteur en limitant la quantité d'énergie perdue vers l'environnement, en plus du fait de créer un effet de serre en raison de la forte absorption et de la faible transmittance du verre.

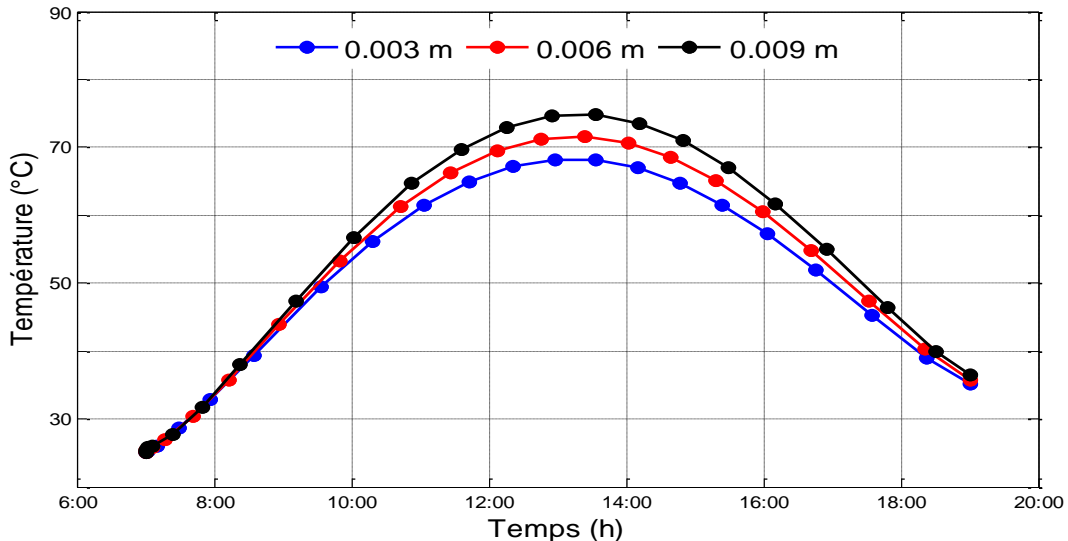


Figure III.15. Variation horaire de la température des cellules photovoltaïques du capteur solaire hybride PV/T pour différents épaisseurs du verre

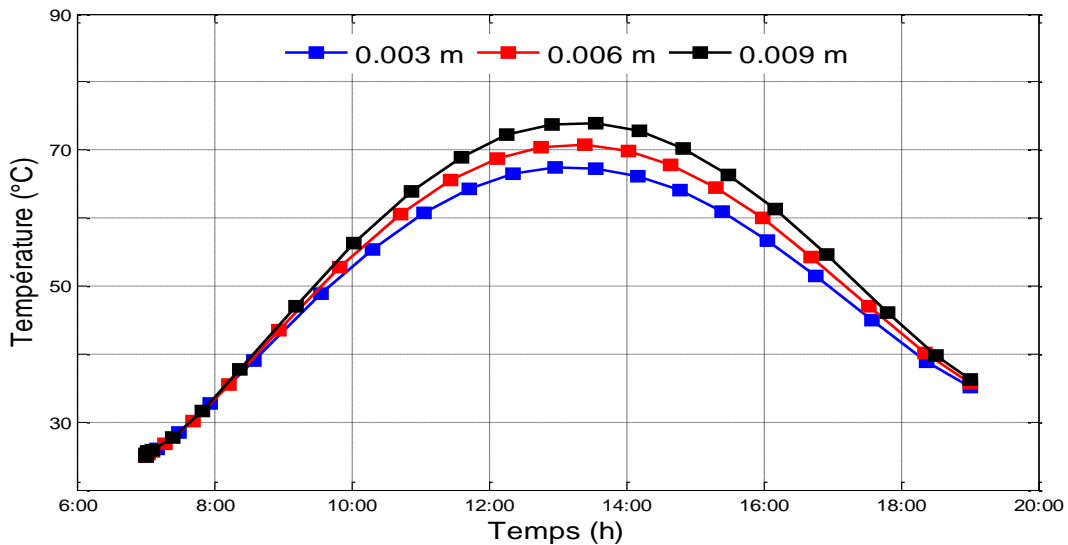


Figure III.16. Variation horaire de la température du fluide du capteur solaire hybride PV/T pour différents épaisseurs du verre

III.6.4.2. Effet de l'épaisseur de l'absorbeur

L'effet de l'épaisseur de l'absorbeur sur le rendement thermique est montré sur la figure III-17. Nous avons considéré pour cette étude un débit massique d'eau de 0,0125 kg/s. L'augmentation de l'épaisseur de l'absorbeur entraîne la diminution du coefficient de transfert de chaleur par conduction entre l'absorbeur et le tube (cf. Équation III-37). Par conséquent, le rendement thermique diminue.

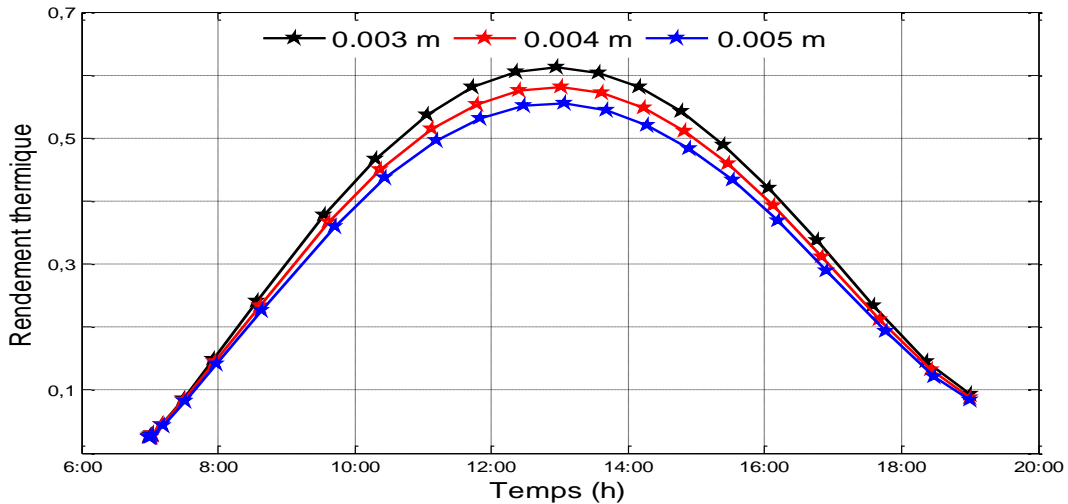


Figure III.17. Variation horaire de rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différents épaisseurs de l'absorbeur

III.6.4.3. Effet du débit massique

La figure III.18 illustre la variation du rendement thermique en fonction du temps pour différentes valeurs du débit massique. La valeur maximale du rendement thermique à un débit massique de 0,0095 Kg/s atteint 59,54% dans l'intervalle du temps compris entre 12h et 14h. Dans le même intervalle, le rendement thermique aux débits massiques 0,0075 et 0,0125 kg/s sont respectivement 57,77% et 61,2 %. Plus le débit massique est élevé, plus le rendement thermique est élevé, cette amélioration est due à l'énergie thermique instantanée produite grâce au taux d'échange thermique entre le tube et le fluide d'entrée.

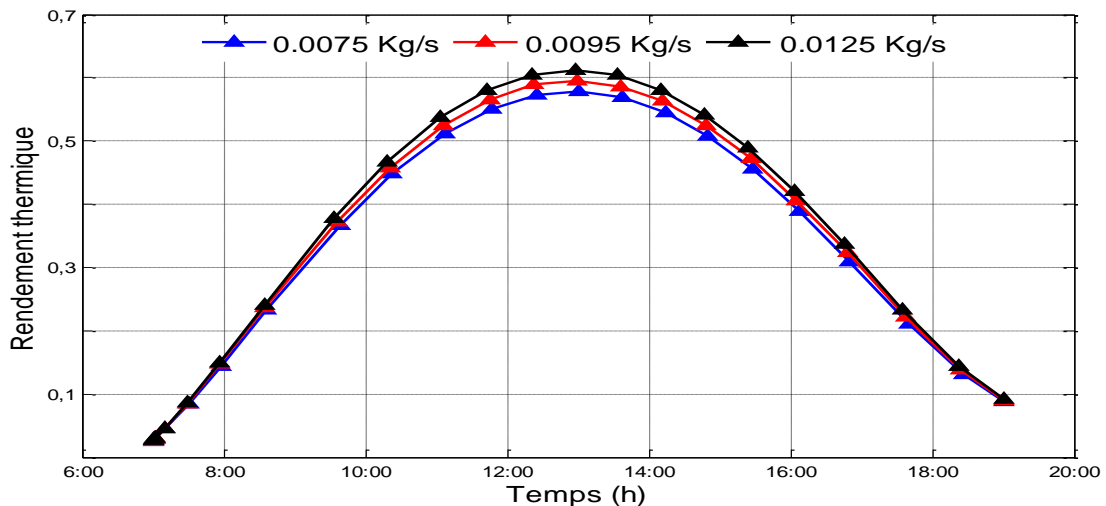


Figure III.18. Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différents débits massiques

III.6.4.4. Effet de la surface du capteur

Les figures III.19 et III.20 montrent les variations des rendements thermique et électrique en changeant la surface du capteur. On peut observer que les rendements thermique et électrique augmentent avec l'augmentation de la surface du capteur. L'augmentation de la surface du capteur fait augmenter l'énergie solaire absorbée par rapport la puissance solaire incidente (cf. Tableau III-2), l'amélioration de performance du capteur est significative.

Tableau III.2 représente les rendements suivants :

- $\eta_{ele/G}$: Rendement électrique du capteur solaire par rapport le rayonnement solaire incident ;
- $\eta_{th/G}$: Rendement thermique du capteur solaire par rapport le rayonnement solaire incident ;
- $\eta_{G,capteur/G}$: Rendement l'énergie solaire absorbée par rapport la puissance solaire incidente.

$A_{capteur}$ (m ²)	$\eta_{ele/G}$ (%)	$\eta_{th/G}$ (%)	$\eta_{G,capteur/G}$ (%)
0.38	2.69	21.22	38
0.40	2.83	23.41	40
0.42	2.97	25.7	42

Tableau III.2. Rendements électrique, thermique et solaire absorbé par rapport le rayonnement solaire incident.

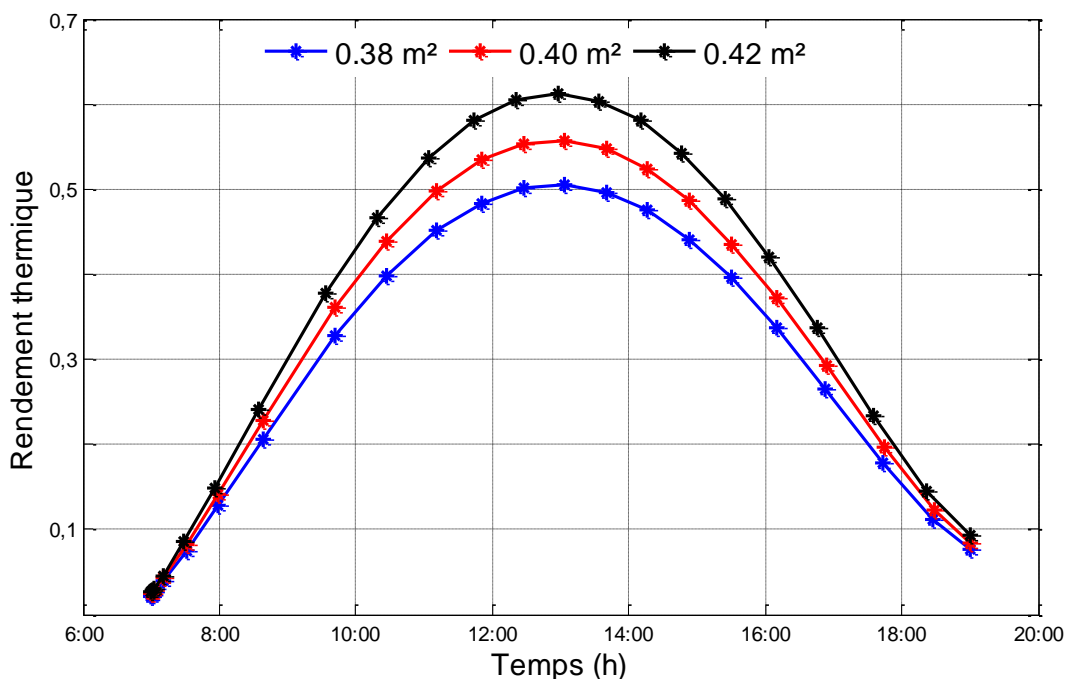


Figure III.19. Variation horaire du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T pour différentes surfaces

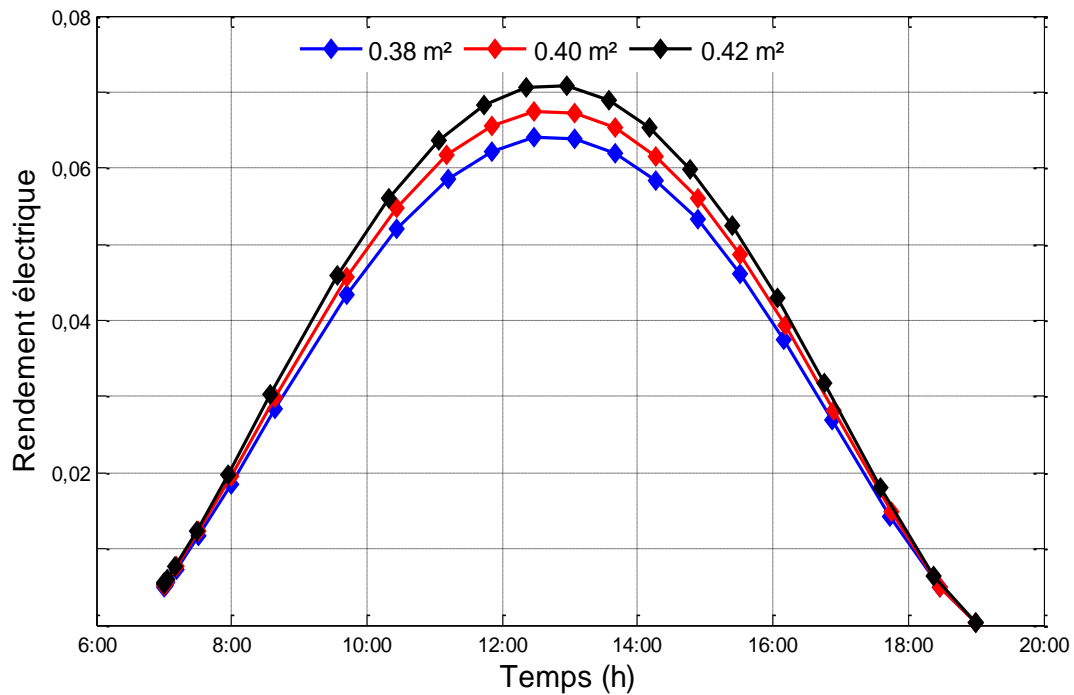


Figure III.20. Variation horaire du rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T pour différentes surfaces

III.6.5. Performances énergétiques et analyse des évolutions

La figure III.21 montre l'évolution des puissances thermique et électrique du système étudié relatives aux conditions climatiques de la région de Ghardaïa (rayonnement solaire et température ambiante). D'après la figure, la puissance de rayonnement solaire absorbée par le capteur atteint 427 w qui fait seulement 42.7% du rayonnement solaire incident. On constate aussi que la valeur maximale de la puissance thermique égale 261.2 w pour un débit massique de fluide caloporteur de 0.0125 kg/s. Ce point peut être expliqué, par un prélèvement plus élevé de la température par le fluide caloporteur au cours de la journée qui cause l'augmentation de la température de ce dernier, et automatiquement conduit à un abaissement des pertes thermiques du capteur et par conséquent, à l'amélioration de la puissance produite. Par contre, la valeur de la puissance électrique observée ne vaut que 30.23 w.

La figure III.22 présente les variations des rendements thermique et électrique du capteur solaire hybride PV/T étudié. On note que les valeurs maximales des rendements électrique et thermique obtenues sont respectivement : 7% et 61%. Nous pouvons conclure que le capteur hybride étudié PV/T peut produire un pourcentage important de l'énergie thermique à partir de l'énergie solaire absorbée.

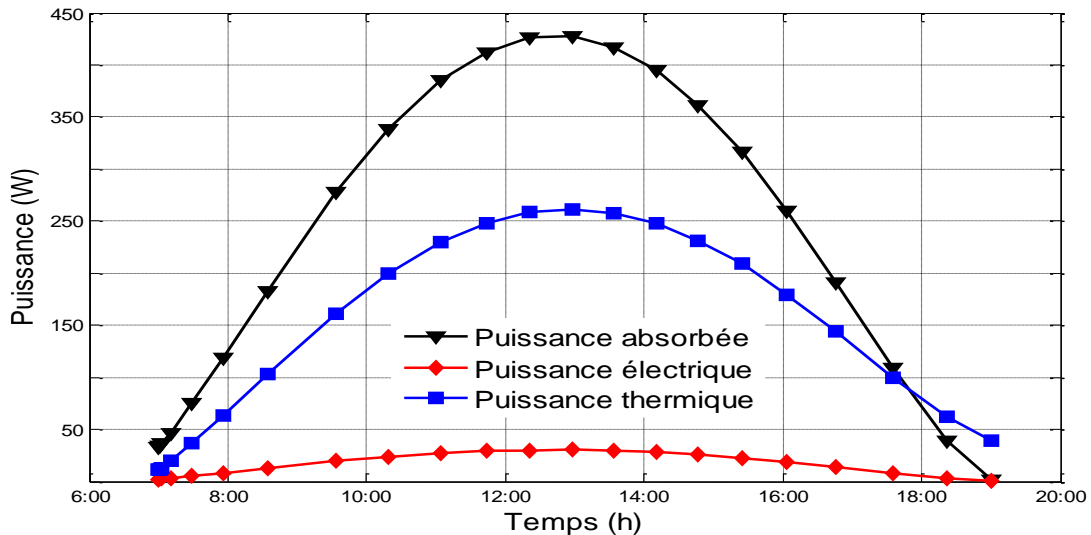


Figure III.21. Evolution horaire des puissances absorbée, électrique et thermique du capteur solaire hybride PV/T

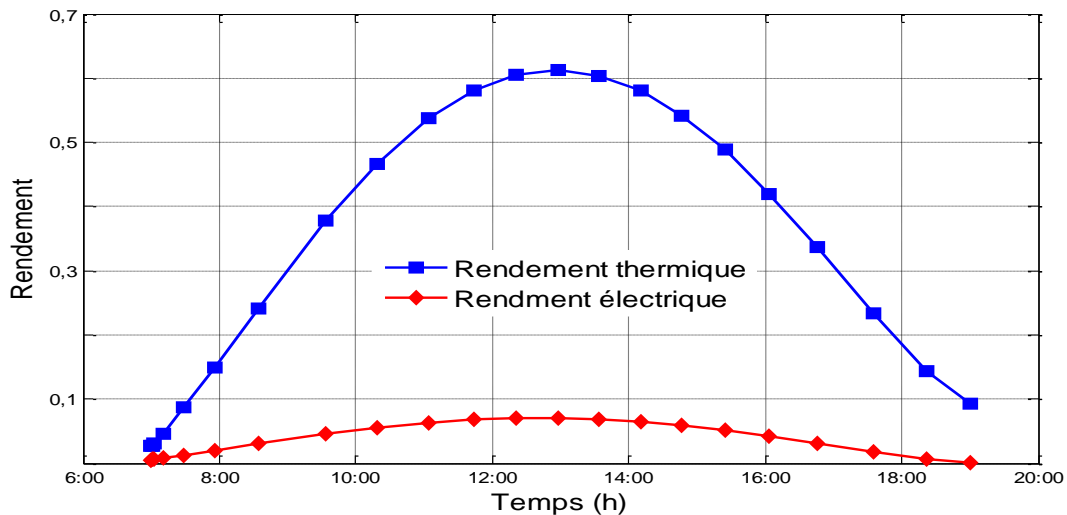


Figure III.22. Evolution horaire des rendements thermique et électrique du capteur solaire hybride PV/T

III.7. Conclusion

Le capteur solaire hybride photovoltaïque/thermique est une nouvelle technologie pour exploiter deux types d'énergies : électrique et thermique dans un seul système de production.

Dans ce chapitre une étude numérique en régime transitoire d'un capteur solaire hybride PV/T à eau non vitré en serpentin a été présentée. Un modèle mathématique a été développé grâce à une simulation sous environnement MATLAB en se basant sur des équations d'équilibre de transfert énergétique. Ensuite, une analyse détaillée des résultats montre les points forts et les points à améliorer en étudiant l'influence des paramètres météorologiques et de quelques paramètres thermo-physiques sur le comportement du capteur solaire hybride PV/T.

Enfin, les évaluations des performances électrique et thermique du système ont été effectuées sous les conditions climatiques réelles de la ville de Ghardaïa.

Les résultats théoriques trouvés dans ce chapitre seront validés expérimentalement et une nouvelle configuration du capteur sera proposée au chapitre suivant.

CHAPITRE IV

CAPTEUR SOLAIRE

HYBRIDE

PHOTOVOLTAÏQUE

THERMIQUE : ETUDE

EXPERIMENTALE

CHAPITRE IV**CAPTEUR SOLAIRE HYBRIDE PHOTOVOLTAÏQUE THERMIQUE :
ETUDE EXPERIMENTALE****IV.1. Introduction**

Nous avons traité dans le chapitre précédant une étude numérique pour évaluer les performances du capteur solaire hybride PV/T en utilisant des données météorologiques réelles.

Nous proposons dans ce chapitre de valider et de vérifier d'une manière concrète les résultats de la simulation avec un prototype classique du capteur solaire hybride PV/T (en serpentin) grâce aux résultats expérimentaux réalisés en extérieur dans les mêmes conditions opératoires.

Dans une deuxième partie, nous nous intéressons à la réalisation d'un nouveau prototype avec une nouvelle configuration d'un système de refroidissement thermique pour but d'améliorer la performance du capteur hybride PV/T existant. le nouveau prototype a été mis en place, et des tests réels en extérieur ont été menés dans des conditions climatiques de la ville d'Alger. Ensuite, la performance énergétique du nouveau prototype est évaluée et validée en premier lieu par rapport le capteur classique PV/T étudié dans la première partie et aussi par rapport d'autres travaux antérieurs présents dans la littérature.

Les mesures sont prises pour les deux prototypes dans différentes conditions climatiques et géographiques.

IV.2. Validation expérimentale

Dans cette partie, des tests expérimentaux d'un prototype classique ont été réalisés en extérieur et ont été utilisés pour la validation de l'étude théorique. Les résultats obtenus montrent l'évolution des paramètres thermiques et électriques (températures, tension en circuit ouvert, courant de court-circuit) au cours du jour du test, ainsi que les performances énergétiques du système (puissances et rendements "thermique et électrique").

IV.2.1. Méthodologie et montage expérimental**IV.2.1.1. Description du prototype**

Un dispositif expérimental a été construit et installé à l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables de la ville de Ghardaïa. Ce capteur est constitué d'un (e) :

- ❖ surface de 0,425 m².
- ❖ générateur photovoltaïque du type UDTS50, composé de 36 cellules poly-cristallines, connectées en série/parallèle, avec deux couches de protection en verre et en tedlar. Ce GPV devrait produire une puissance de 50 W.
- ❖ échangeur de chaleur est composé d'une plaque absorbante et d'un tube à géométrie en serpentin réalisé en cuivre et en peinture noire.

Les images photographiques de différentes parties du capteur solaire hybride PV/T classique réalisé à URAER, CDER, Ghardaïa sont illustrées à la figure IV.1.



Figure IV.1. Prototype du capteur solaire hybride PV/T classique réalisé à URAER, CDER, Ghardaïa

IV.2.1.2. Instruments de mesure

Dans les expériences, les mesures du rayonnement global ont été effectuées à l'aide d'un pyranomètre du type "Kipp et Zonen" avec un coefficient de $0,00000457 \text{ V.m}^2 / \text{W}$. Figure IV.2 représente le pyranomètre utilisé.

Des thermocouples de température du type K ont été utilisés pour mesurer les températures des composants du capteur ainsi que la température ambiante. Cet appareil est équipé de sondes qui sont insérées directement dans la couche concernée pendant la mesure, tandis que pour la température ambiante cet appareil a été maintenu sous l'ombre pour protéger de la lumière directe du soleil et de la pluie. Le thermocouple est disponible dans la gamme de $-200 \text{ }^\circ\text{C}$ à $+1200 \text{ }^\circ\text{C}$ et sa sensibilité est $41 \mu\text{V} / \text{ }^\circ\text{C}$. Les caractéristiques de l'appareil utilisé sont décrites comme suit :

- plage de températures : $-75 \text{ }^\circ\text{C}$ à $+250 \text{ }^\circ\text{C}$.
- code couleur : Type câble d'extension KX : gaine extérieure verte, positif vert et blanc négative.

Les données collectées par le pyranomètre et les thermocouples sont ensuite stockées dans une petite centrale d'acquisition de données Agilent 34970 DATA acquisition / switch unit. GPIB, RS232. Numéro de série: MY44050878.

Une deuxième acquisition de données du même type a été utilisée pour stocker les valeurs des caractéristiques I-V relevées du capteur hybride PV/T et du GPV témoin. Ces caractéristiques sont prises en utilisant des résistances variables (cf. Figure IV.3).

La liste des caractéristiques des instruments de mesure utilisés dans notre travail est donnée par le Tableau IV.1.

Instrument	Model	Paramètre	Précision	Sensibilité
Pyranomètre	Kipp and Zonen	G	1 %	4.57 $\mu\text{V}/\text{W}$
Thermocouple	K-type	T	0,5 $^{\circ}\text{C}$	-
Acquisition de données	Agilent 34970 DATA	I-V	0.004 %	-

Tableau IV.1. Liste des instruments de mesure et leurs caractéristiques



Figure IV.2. Pyranomètre de la station météorologique de l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables de Ghardaïa (URAER)



Figure IV.3. Quelques instruments de mesure utilisés dans le travail : acquisition de données, charge variable, verre à débit contrôlé

IV.2.1.3. Localisation géographique

La réalisation du prototype classique et les tests ont été effectués à l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables de la ville de Ghardaïa. Les différents paramètres ont été mesurés dans des conditions extérieures en ce qui concerne le lieu, et pendant la journée en ce qui concerne le temps de test, les caractéristiques du site sont les suivantes : latitude : $32,36^{\circ}$; altitude : 450 m et longitude : $3,81^{\circ}$.

La figure IV.4 montre une vue géographique du lieu de réalisation et des tests expérimentaux du prototype classique

Le tableau IV.2 présente les données climatiques mensuelles du site (URAER, CDER, Ghardaïa) [192].



Figure IV.4. Localisation géographique du lieu de la réalisation et des tests expérimentaux du prototype classique

	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai.	Jui.	Juil.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.	Année
T_{amb_moy} (°C)	8.5	10.4	15.4	20.4	25.2	30.6	34.8	34	28.6	22.6	14.1	9	21.1
G (kWh/m ²)	111	128	181	208	228	225	228	207	167	138	110	97	2029

Tableau IV.2. Données météorologiques mensuelles du site géographique d'URAER, CDER, Ghardaïa

IV.2.2. Tests expérimentaux

Des mesures expérimentales ont été effectuées sur le capteur hybride PV/T (idem pour le GPV témoin), en relevant les paramètres suivants :

- le courant nominal ;
- le courant du court-circuit ;
- la tension nominale ;
- la tension du circuit-ouvert ;
- la température du verre ;
- la température de l'isolant ;
- ainsi que la puissance thermique et électrique.

Figure IV.5 montre une vue de face du prototype du capteur solaire hybride PV/T classique (à droite) et du GPV témoin (à gauche) sur la structure de contrôle pendant les tests.

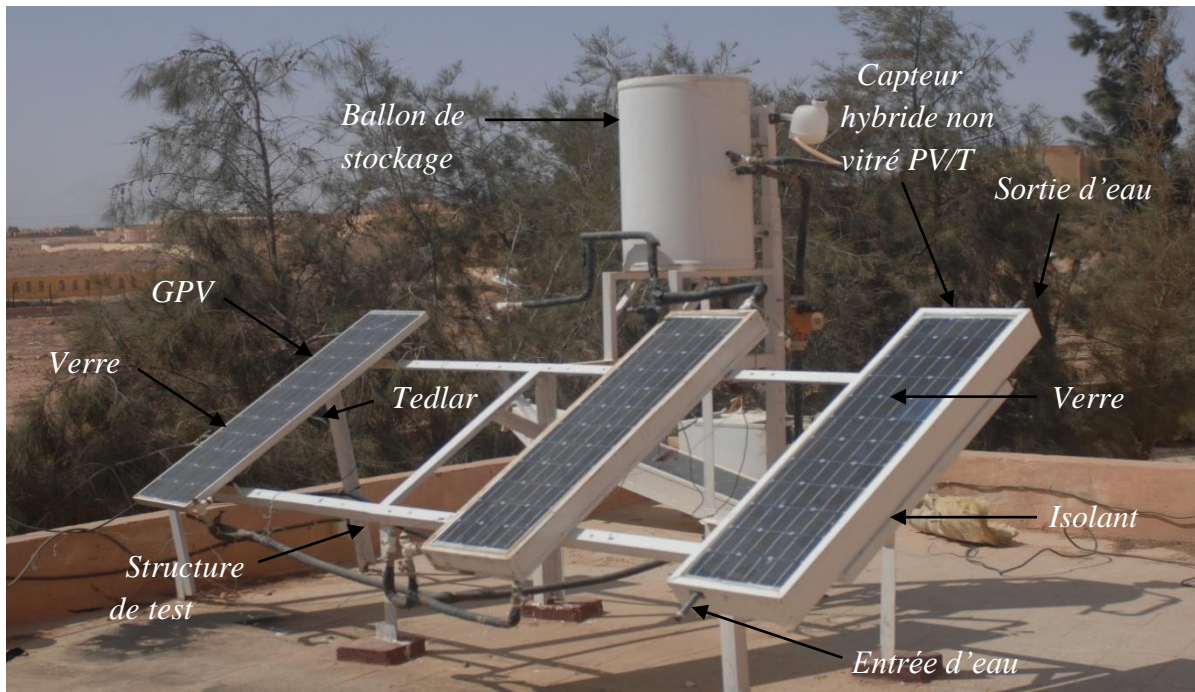


Figure IV.5. Vue de face du prototype du capteur solaire hybride PV/T classique (à droite) et du GPV témoin (à gauche) sur la structure de contrôle pendant les tests.

IV.2.2.1. Caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque

La Figure IV.6 présente les caractéristiques expérimentales I-V & P-V obtenues le jour du test à 12 h ($T_{amb} = 33,6 \text{ }^\circ\text{C}$ et $G = 1001 \text{ W/m}^2$). Le GPV-UDTS50 utilisé est à base de silicium multicristallin fabriqué par l'unité de développement technologique du silicium d'Alger (UDTS) avec 36 cellules photovoltaïques (les caractéristiques électriques du GPV-UDTS50 aux conditions d'essai standard (STC) sont résumées dans le tableau IV.3).

Paramètres	Valeurs	Unités
Surface, A_{cell}	0.42	m^2
Nombre de cellules, n	36	-
Facteur de remplissage, Pac	0.88	-
Puissance électrique crête, P_c	50	W_c
Courant au PPM, $I_{ppm,ref}$	2.87	A
Tension au PPM, $V_{ppm,ref}$	17.4	V
Courant de court-circuit, $I_{cc,ref}$	3.27	A
Tension de circuit-ouvert, $V_{co,ref}$	21.6	V
Rendement électrique, $\eta_{ele,ref}$	12	%
Epaisseur, δ_{cell}	0.0002	m

Tableau IV.3. Paramètres physiques et électriques du GPV "UDTS50" aux conditions d'essai standard (STC).

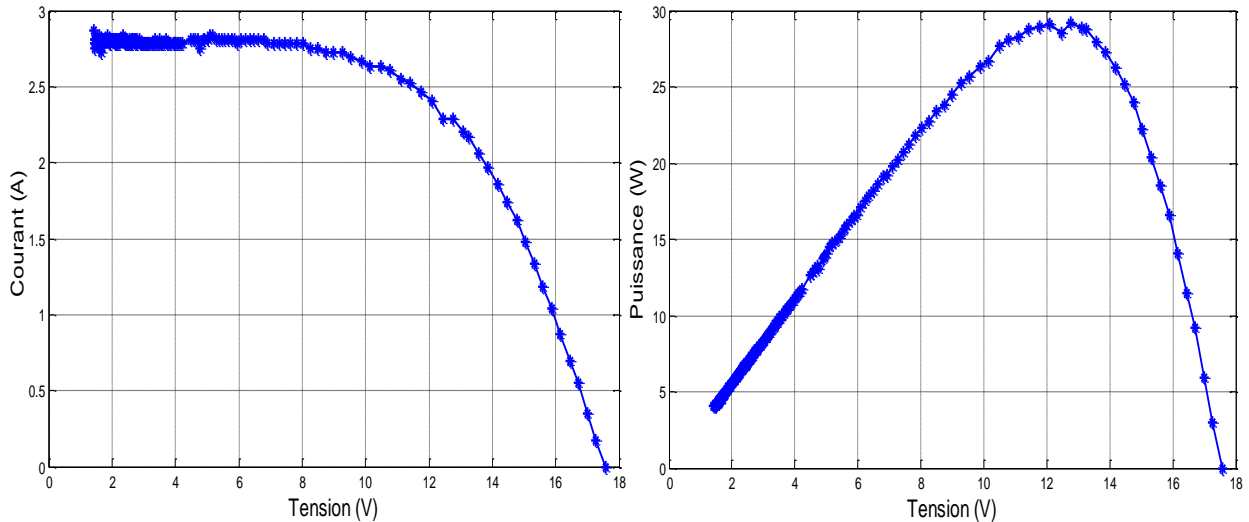


Figure IV.6. Caractéristiques expérimentales I-V & P-V du GPV UDTS50 obtenues le jour du test à 12 h

Les courbes caractéristiques (I-V) & (P-V) du GPV-UDTS50 montrent clairement que la puissance électrique maximale est d'environ 29,21W. Les valeurs de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit sont respectivement de 17,57 V et de 2,86 A. Ceci peut-être à cause de l'état de dégradation du GPV utilisé, sans oublier l'influence négative de la température comme montré au chapitre II. Par contre dans son état normal et dans les conditions d'essai standard (STC) sa valeur de puissance crête égale 50Wc, les valeurs de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit sont respectivement 21,6 V et de 3,27 A (cf. Tableau IV.3).

IV.2.2.2. Validation du modèle numérique

Le modèle numérique du capteur solaire hybride PV/T classique est validé expérimentalement. L'objectif de cette validation est d'analyser l'écart absolu entre les valeurs expérimentales et celle de simulation. Pour cette raison l'erreur absolue moyenne (MAE) est déterminée en utilisant la formule suivante [193,194] :

$$MAE(\%) = \frac{100}{nbr} \sum_1^{nbr} \left| \frac{Res_{Sim,i} - Res_{Exp,i}}{Res_{Exp,i}} \right| \quad (IV-1)$$

Où $Res_{Sim,i}$, $Res_{Exp,i}$ et nbr sont respectivement les résultats simulés, les résultats expérimentaux et le nombre de données.

L'erreur absolue moyenne (MAE) est quantifiée pour :

- La température du verre ;
- La température de l'isolant ;
- La puissance thermique ;
- Le rendement thermique ;
- La puissance électrique ;
- Le rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T.

Figure IV.7 montre les températures simulées et expérimentales de la couche du verre et de l'isolant du capteur hybride PV/T.

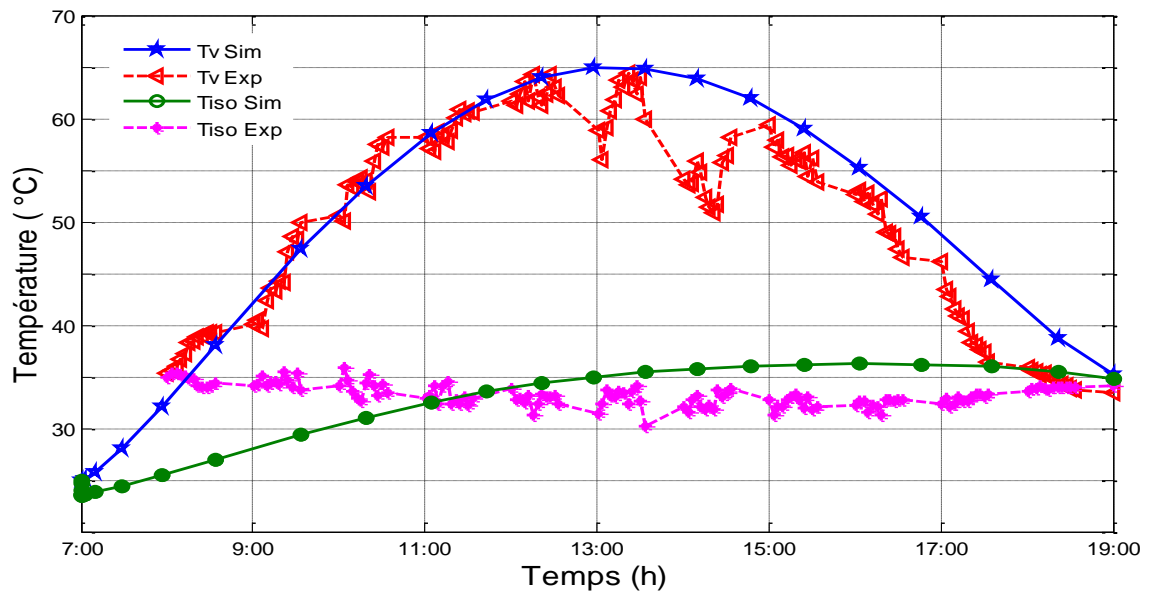


Figure IV.7. Variations simulées et expérimentales de la température de la couche du verre et de la température de la couche arrière au cours de la journée du test

À partir de ces courbes, les valeurs expérimentales de la température du verre et celle de l'isolant commencent à partir de 35°C car le capteur se chauffe depuis le lever du soleil et avant de prendre les mesures. De plus, l'augmentation et la diminution de la température des couches due à l'accumulation qui dépend des facteurs environnementaux tout au long de la journée du test. On observe aussi que les valeurs simulées sont en accord avec les résultats expérimentaux. Dans le détail, les valeurs de l'erreur absolue moyenne (MAE) pour les températures du verre et de la couche isolante sont respectivement 7% et 9,55%. On constate que le modèle théorique de cette étude est efficace et permet de prédire la performance du capteur solaire hybride PV/T.

Les performances du capteur solaire hybride PV/T étudié sont déterminées respectivement par ses rendements thermique et électrique. Les figures IV.8-IV.11 montrent les variations des valeurs simulées et expérimentales des puissances et des rendements, thermique et électrique au cours de la journée du test pour le capteur hybride PV/T classique étudié.

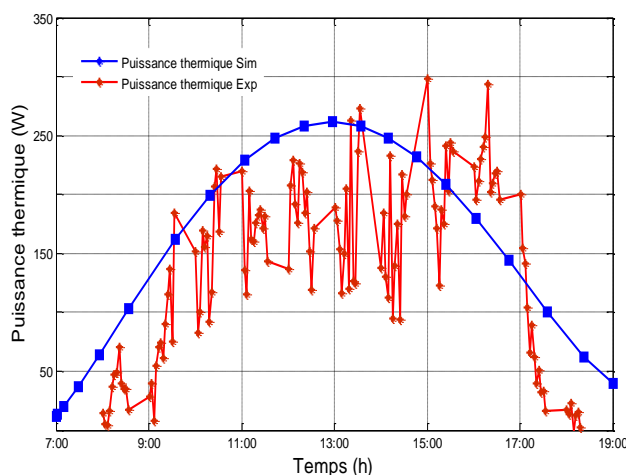


Figure IV.8. Variation simulée et expérimentale de la puissance thermique du capteur solaire hybride PV/T

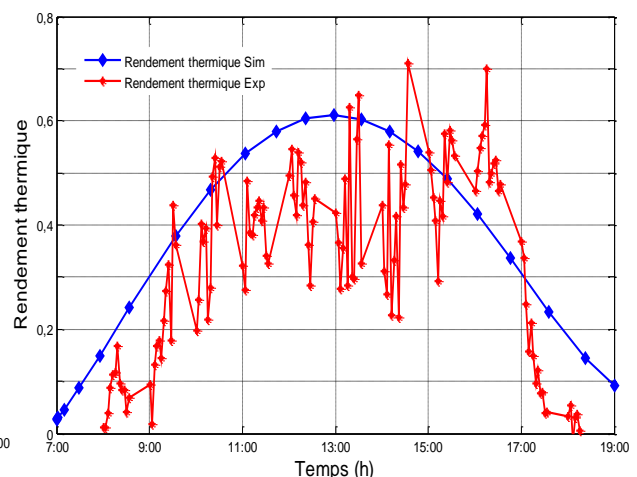


Figure IV.9. Variation simulée et expérimentale du rendement thermique du capteur solaire hybride PV/T

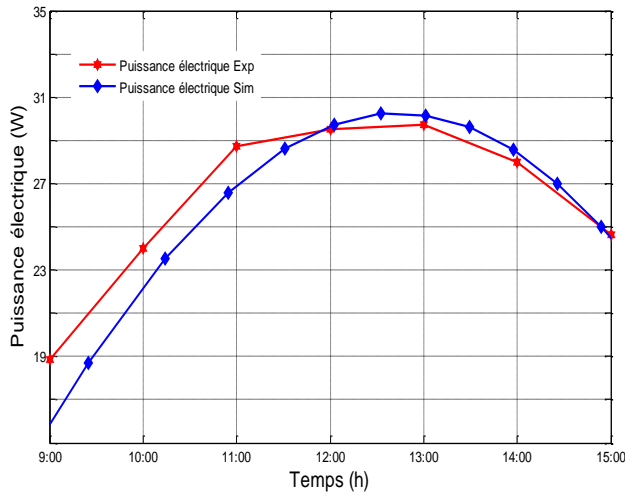


Figure IV.10. Variation simulée et expérimentale de la puissance électrique du capteur solaire hybride PV/T

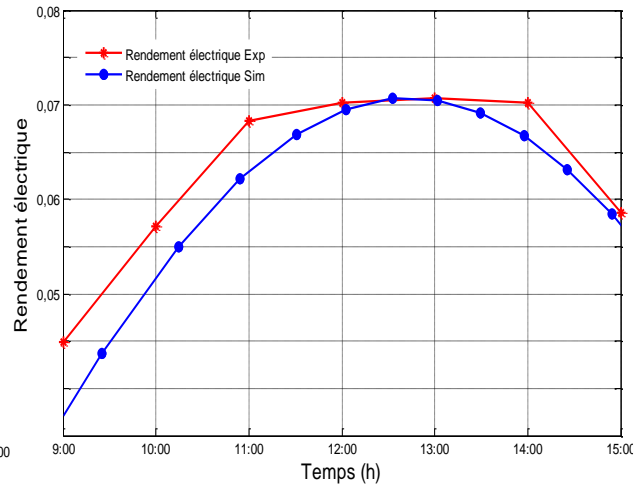


Figure IV.11. Variation simulée et expérimentale du rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T

Les résultats de validation du rendement électrique ont donné une erreur absolue moyenne (MAE) de 5,5%, tandis que pour le rendement thermique une erreur plus importante de pas moins de 8.5% a été observée. Cet écart est dû peut-être aux fluctuations des paramètres météorologiques ou des paramètres de fonctionnement.

La figure IV.12 présente l’histogramme de l’erreur absolue moyenne (MAE) de la température du verre, la température de l’isolant, et les rendements thermique et électrique pour le capteur solaire hybride PV/T classique étudié.

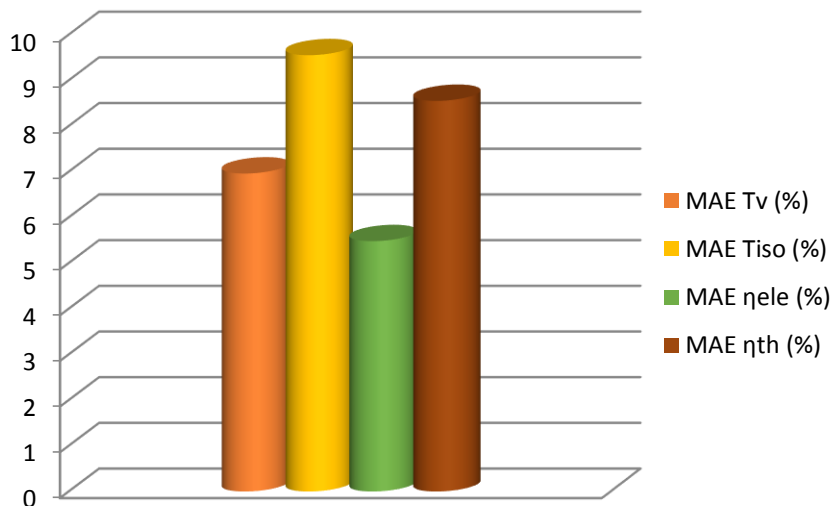


Figure IV.12. Histogramme de l'erreur absolue moyenne (MAE) de la température du verre, la température de l’isolant, et les rendements thermique et électrique du capteur solaire hybride PV/T classique étudié

D'après cette figure l'erreur absolue moyenne (MAE) ne dépasse pas le 10%. Cette divergence entre les résultats expérimentaux et ceux de la simulation est du peut-être à des facteurs dynamiques, tels que la distribution du flux de rayonnement solaire sur la surface en verre du capteur, ou aux certains paramètres pris dans la partie théorique comme des constants pour faciliter la construction du modèle, ou bien aux hypothèses qui n'ont pas pris en considération certains types de perte (comme celle sur les côtés). Donc en général on peut dire que les résultats expérimentaux sont en bons accords avec ceux de simulation.

IV.2.2.3. Comparaison expérimentale GPV-PV/T

Les performances du capteur solaire hybride PV/T étudié sont déterminées respectivement par ses caractéristiques thermiques et électriques, sa puissance et ses rendements. Pour une meilleure vérification, on l'évalue de préférence à partir d'un GPV de référence (le même type qu'on a utilisé pour la réalisation du capteur solaire hybride PV/T classique). À partir de ce constat, les variations expérimentales des résultats thermoélectriques au cours de la journée du test du capteur solaire hybride PV/T sont comparées à celles d'un GPV témoin.

Les graphiques expérimentaux du courant de court-circuit, de la tension de circuit ouvert, de la puissance électrique et du rendement électrique pour le GPV témoin et le capteur PV/T classique au cours de la journée du test sont présentés dans les figures IV.13-IV.15.

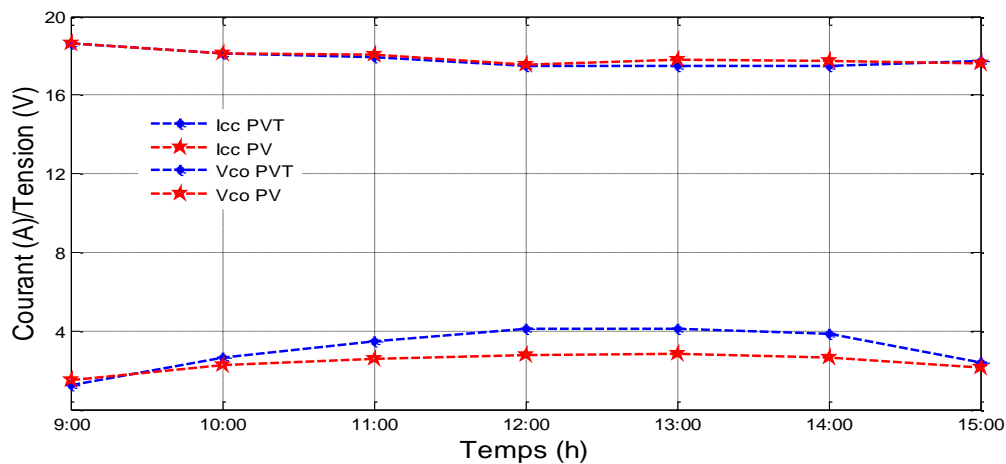


Figure IV.13. Evolution horaire expérimentale du courant de court-circuit et de la tension à circuit-ouvert pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T

La figure IV.13 montre clairement que, lorsque le courant augmente, la tension diminue. Ceci peut être justifié par l'effet du rayonnement solaire et la température de fonctionnement des cellules PV. Au milieu de la journée, le rayonnement solaire atteint des valeurs importantes qui augmentent le courant (les cellules photovoltaïques exploitent l'effet photoélectrique pour produire du courant), alors que la température des cellules photovoltaïques est élevée ce qui diminue relativement la tension (l'effet de la température est dominante sur la tension). Pour le capteur solaire hybride PV/T, le courant de court-circuit est amélioré en comparant avec le GPV témoin, tandis que pour la tension en circuit ouvert, elle n'a pratiquement pas changé.

L'évolution horaire expérimentale de la puissance électrique pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T est présentée dans la figure IV.14.

Figure IV.15 présente l'évolution horaire expérimentale du rendement électrique pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T.

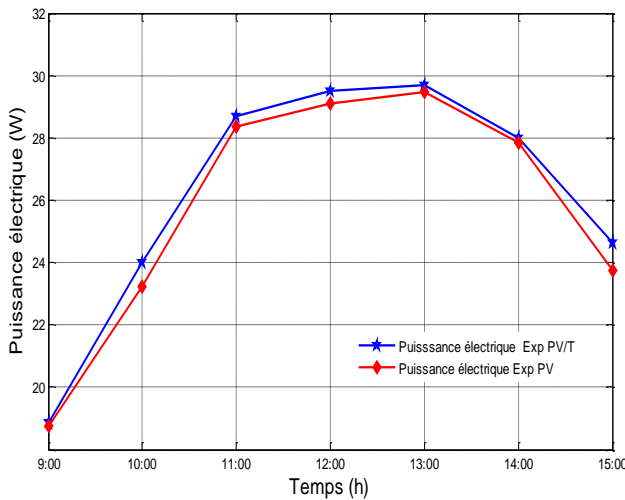


Figure IV.14. Evolution horaire expérimentale de la puissance électrique pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T

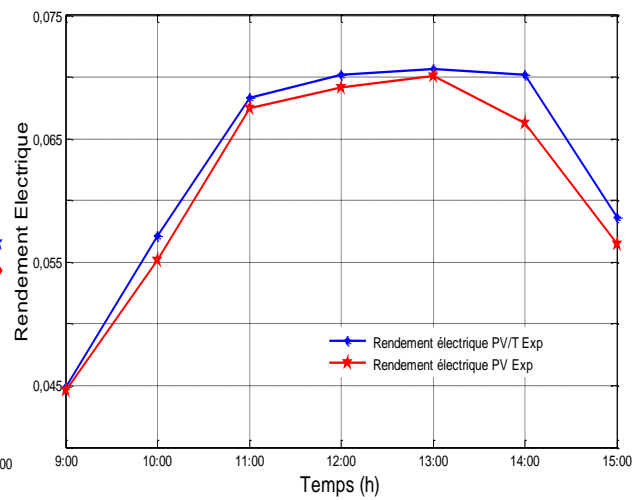


Figure IV.15. Evolution horaire expérimentale du rendement électrique pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T

La performance électrique du capteur solaire hybride PV/T est supérieure à celle du système GPV avec une petite différence, et donc l'efficacité est améliorée avec une légère augmentation, ce gain électrique qu'est en dessous des attentes revient principalement à :

- un vieillissement du GPV utilisé dans notre étude de validation ;
- une mauvaise configuration de l'échangeur, donc une température des cellules élevée.

La figure IV.16 présente les histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électrique, thermique et thermique global pour le GPV témoin et le capteur solaire hybride PV/T. Dans cette figure, on observe clairement que les valeurs utiles des rendement électrique, thermique et thermique global atteignent respectivement 7%, 61% et 79.43% pour le capteur solaire hybride PV/T, contre 6.78%, 0% et 17.43% pour le GPV.

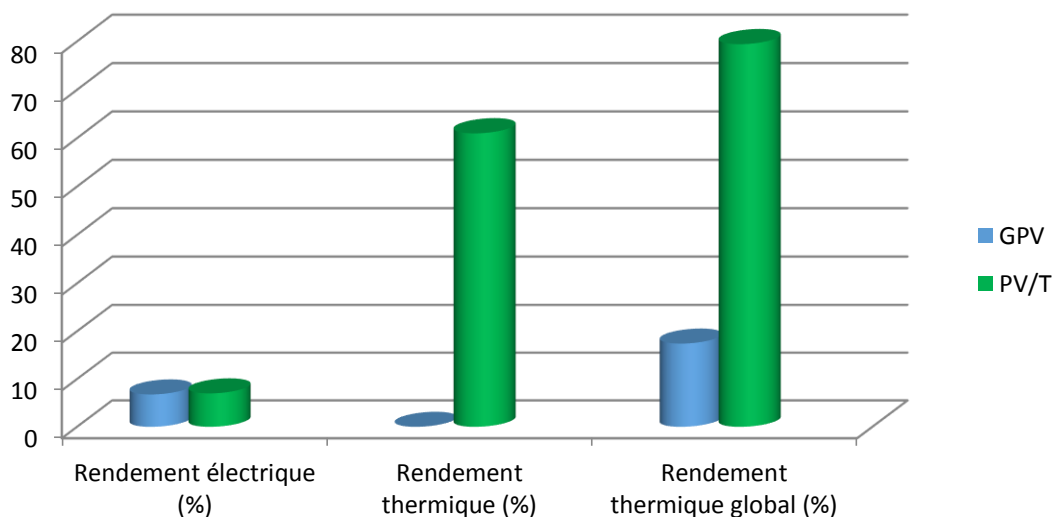


Figure IV.16. Histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électrique, thermique et thermique global pour le GPV témoin et le capteur hybride PV/T

La figure IV.17 présente les graphiques circulaires du rendement global et des pertes énergétiques quotidiens pour le GPV et le capteur hybride classique. Les résultats montrent que le système de valorisation en combinant les deux types de chaleur et d'électricité offre une meilleure performance thermique par rapport le GPV. Le modèle théorique a donné une bonne approche du prototype expérimental. D'autre coté, ces résultats ne sont pas satisfaisants, l'efficacité de conversion photoélectrique s'est légèrement améliorée. Pour cette raison, dans la deuxième partie, on proposera une nouvelle configuration du capteur solaire hybride PV/T pour but de la contribution à l'amélioration de la performance du système.

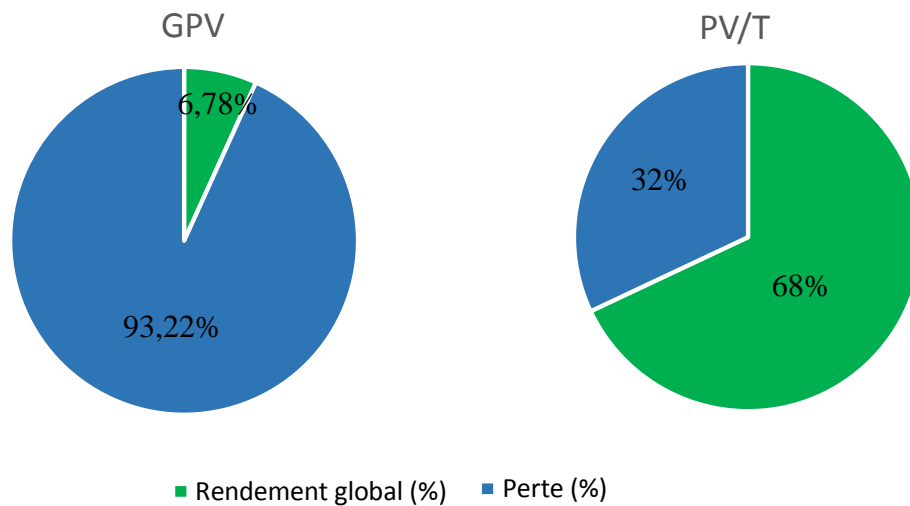


Figure IV.17. Graphiques circulaires du rendement global et des pertes énergétiques quotidiens pour le GPV et le capteur solaire hybride PV/T

IV.3. Contribution à l'amélioration de performance de capteur PV/T

Cette partie consiste à améliorer les performances électrique et thermique du capteur solaire hybride photovoltaïque thermique par conception et réalisation d'une nouvelle configuration avec une nouvelle géométrie d'échangeur en extrayant le maximum de chaleur.

Le nouveau capteur solaire hybride PV/T réalisé a pour but d'augmenter le rendement électrique et de valoriser le côté thermique, pour cela une série de mesures est élaborée sur ce capteur, ainsi qu'un GPV témoin est mis toujours sous les mêmes conditions afin d'évaluer cette réalisation.

IV.3.1. Expérimentation

IV.3.1.2. Générateur photovoltaïque utilisé

La réalisation d'un nouveau capteur photovoltaïque exige l'utilisation d'un générateur photovoltaïque (cf. Figure IV.18), le GPV utilisé pour la fabrication d'un nouveau capteur photovoltaïque est de la marque SUNTECH type STP050D-12/MEA.

Les paramètres électriques du système sont présentés dans le tableau IV.4

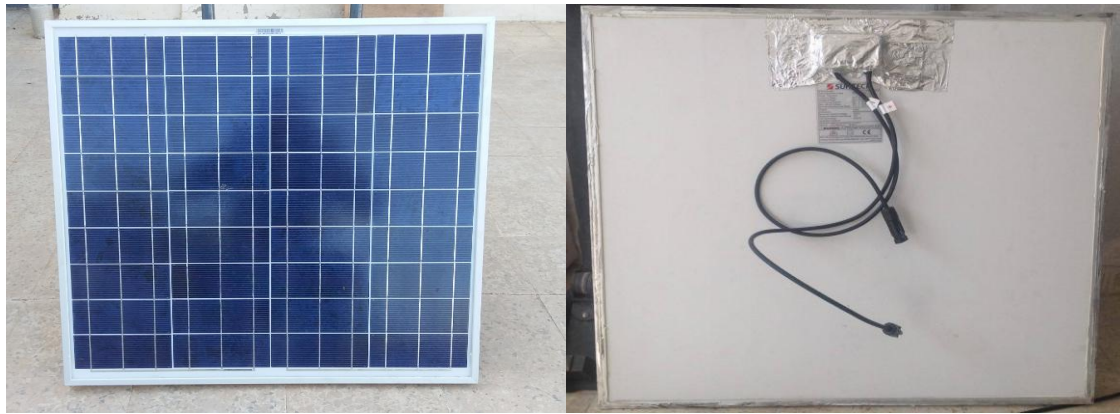


Figure IV.18. Vue photographique du GPV sans système de refroidissement

Paramètres	Valeurs	Unités
Surface, A_{cell}	0.42	m ²
Nombre de cellules, n	36	-
Type des cellules	Poly-Si	-
Puissance électrique crête, P_c	50	W _c
Courant au PPM, $I_{ppm,ref}$	2.93	A
Tension au PPM, $V_{ppm,ref}$	17.4	V
Courant de court-circuit, $I_{cc,ref}$	3.13	A
Tension de circuit-ouvert, $V_{co,ref}$	21.8	V
Rendement électrique, $\eta_{ele,ref}$	12	%
Epaisseur, δ_{cell}	0.0002	m

Tableau IV.4. Valeurs des paramètres électriques du GPV

IV.3.1.3. Description de prototype du nouveau capteur PV/T

Comme le montre la figure IV.19. Les éléments constitutifs de ce nouveau capteur sont :

- ✓ une plaque en cuivre mesurant (661*665*3) mm³ est collée sous le générateur photovoltaïque en silicium multi-cristallin (cité auparavant) de même dimensions à l'aide d'une colle thermique ;
- ✓ un nouveau tube absorbeur en cuivre de diamètre 14mm en forme spirale est soudé avec des baguettes en argent à l'autre côté de cette plaque ;
- ✓ une entrée et une sortie pour le fluide caloporteur qui coule dans ce tube ;
- ✓ Pour réduire la perte de chaleur de la face arrière et des bords, ces constituants sont logés dans une enceinte en aluminium après avoir assuré leur isolation thermique par la laine de verre.

Les dimensions du nouveau capteur solaire hybride PV/T à eau sont :

- longueur : 730mm ;
- largeur : 695mm ;
- épaisseur : 60mm.

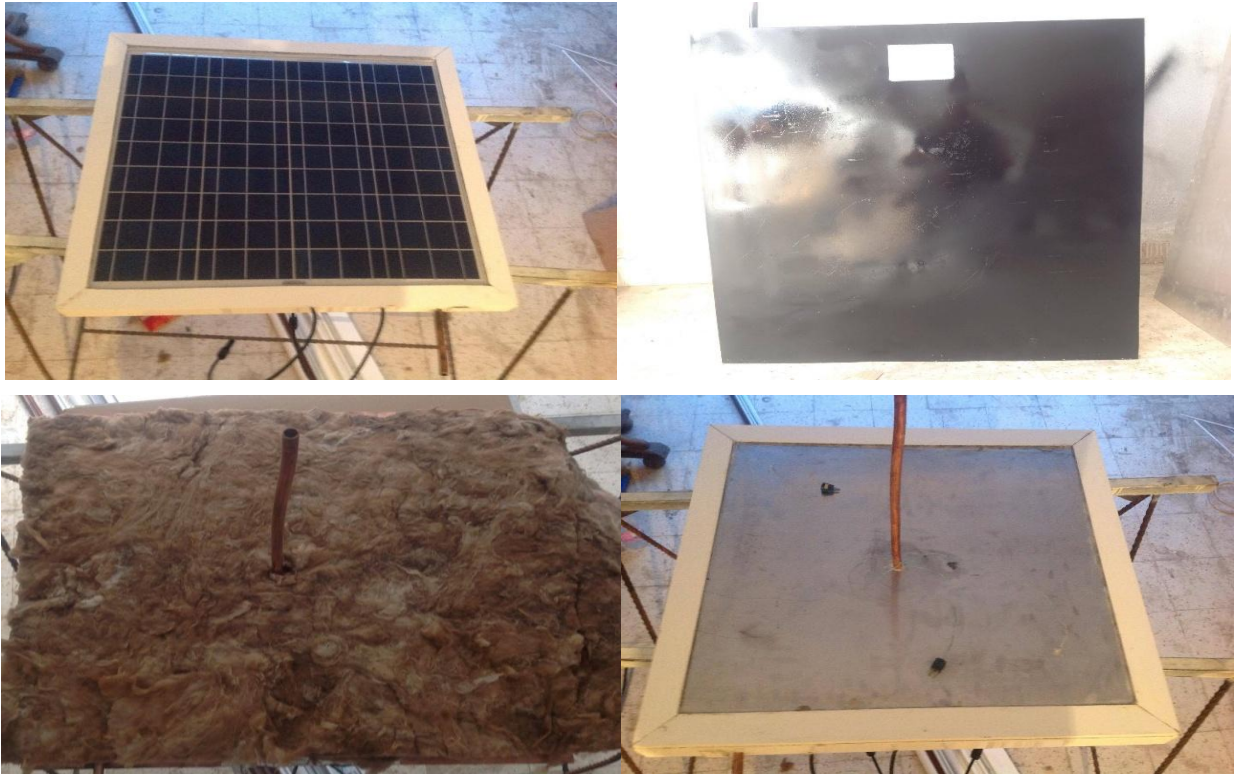


Figure IV.19. Vue photographique de quelques étapes de la conception et de la réalisation du nouveau prototype à l'ENP

IV.3.1.4. Localisation géographique

Le système étudié est réalisé au laboratoire des appareils de communication et de conversion photovoltaïque (LDCCP), département d'électronique, école nationale polytechnique (ENP), citée exactement à El-Harrach (Est d'Alger). Ce site présente les caractéristiques géographiques suivantes : Latitude : $36,7^\circ$; Longitude : $3,14^\circ$ et une altitude de 10 m du niveau de la mer.

La figure IV.20 montre une vue géographique du lieu de réalisation et des tests expérimentaux du nouveau prototype.

Le tableau IV.5 présente les données climatiques mensuelles du site (ENP) [192].



Figure IV.20. Localisation géographique du lieu de réalisation et des tests expérimentaux du nouveau prototype

	Jan.	Fév	Mar.	Avr.	Mai.	Jui.	Jul.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.	Année
T_{amb_moy} (°C)	13.7	13.4	14.9	17.1	19.8	23.3	26.3	27	24.8	22.2	17.7	14.6	19.6
G (kWh/m ²)	80	94	143	170	200	224	231	207	157	126	83	80	1787

Tableau IV.5. Données météorologiques mensuelles du site géographique de l'ENP

IV.3.1.5. Dispositifs de mesure et procédure du test

Le nouveau prototype expérimental a été mis en place, et des tests réels en extérieur ont été menés dans des conditions climatiques similaires à celles du même endroit où il a été conçu (dans les conditions climatiques de la ville d'Alger). La figure IV.21 représente une vue photographique du banc d'essai du système établi. Les principaux composants du banc d'essai sont le générateur photovoltaïque avec et sans système de refroidissement, le réservoir d'eau et le tuyau de raccordement d'isolation thermique.

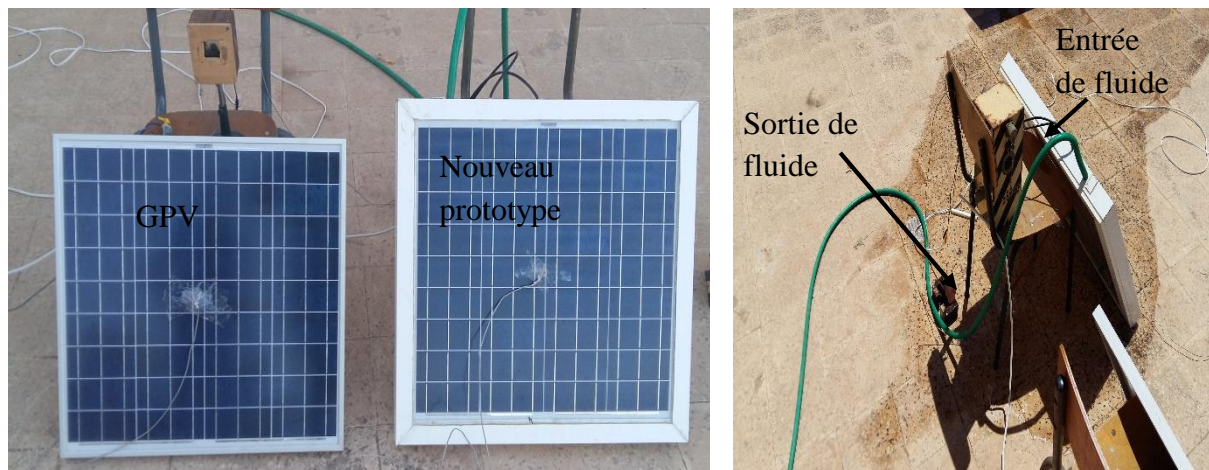


Figure IV.21. Montage expérimental établi

La plateforme expérimentale de contrôle et les différents instruments de mesure utilisés dans notre travail sont présentés par la figure IV.22. Plusieurs tests ont été lancés afin de vérifier le bon fonctionnement du nouveau prototype expérimental. En utilisant un pyranomètre numérique pour mesurer le rayonnement solaire, des résistances variables comme des charges électriques, les tensions sont mesurées par des voltmètres numériques et les courants par des ampèremètres analogiques. La mesure de la température est faite à l'aide de thermocouples du type K, placés dans différentes couches du nouveau capteur solaire hybride PV/T. Ils servent à mesurer :

- la température ambiante ;
- la température de la face avant du GPV avec et sans système de refroidissement ;
- la température d'entrée et la température de sortie du fluide caloporteur.

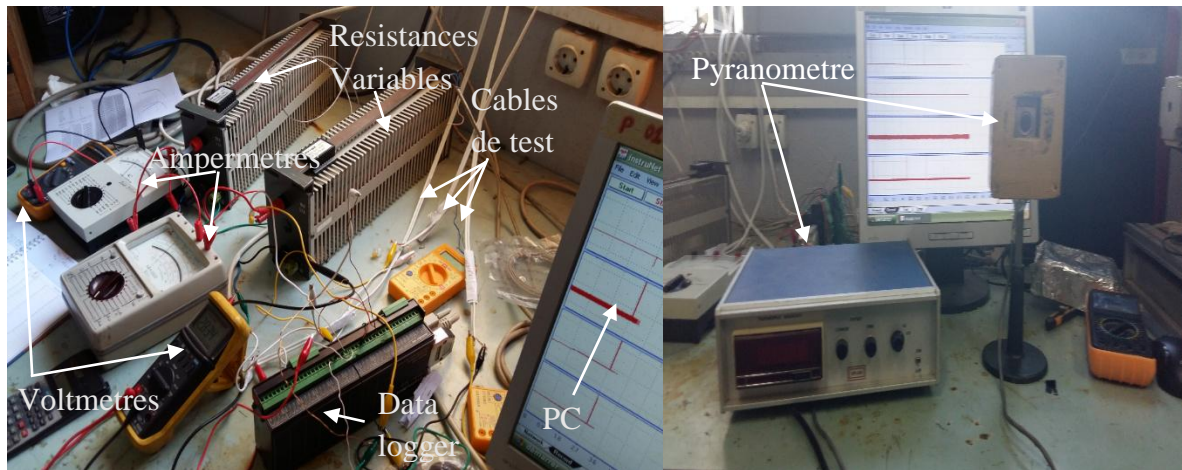


Figure IV.22. Plateforme expérimentale de contrôle incluant les différents instruments de mesure utilisés dans le travail

IV.3.2. Résultats et discussions

IV.3.2.1. Données météorologiques

Les mesures des données météorologiques correspondant à la journée d'essai sont présentées sur la figure IV.23. La température ambiante ainsi que le rayonnement solaire global étant les deux paramètres les plus influents sur le fonctionnement du système. Ils ont été mesurés à intervalles réguliers pour chacun ; une demi-heure pour le rayonnement solaire global et 10 min pour la température ambiante. À noter que le thermocouple mesurant cette température est placé à l'extérieur à l'ombre. Cette journée est particulièrement intéressante car elle reflète les conditions météorologiques estivales. Pendant ce temps, la température ambiante maximale sous abri est de 30°C et la température maximale du ciel est de 9°C . Le rayonnement solaire global maximal enregistré atteint $880\text{W} / \text{m}^2$ à 13h30, alors que la température est de 29°C sous abri.

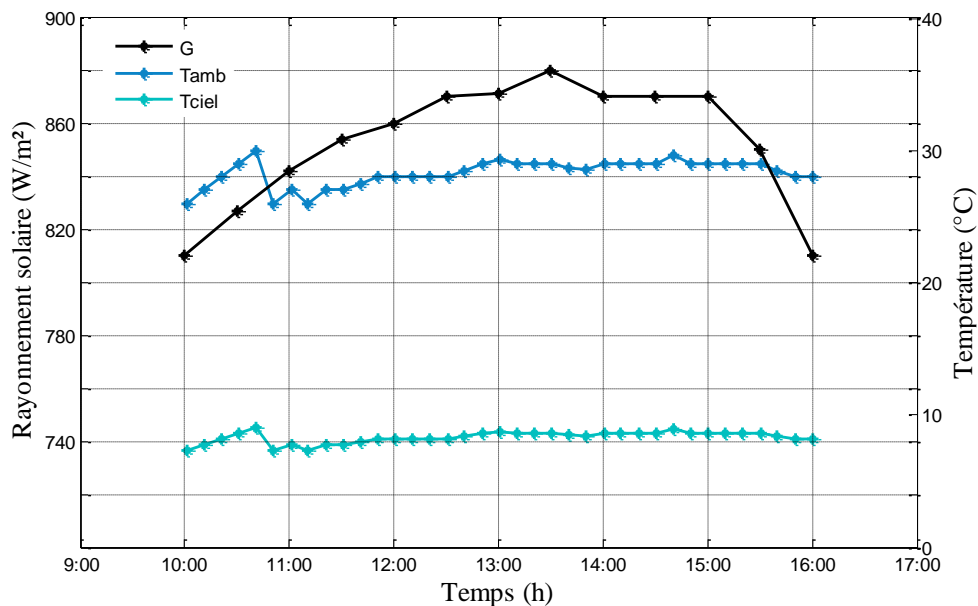


Figure IV.23. Mesures des données météorologiques en fonction du temps pendant la journée d'essai en plein air

IV.3.2.2. Caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque témoin

Les caractéristiques expérimentales courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du GPV STP050D-12/MEA témoin sont représentées respectivement dans la figure ci-dessous (cf. Figure IV.30).

Il est à noter que ces caractéristiques ont été mesurées le jour du test entre 13h30min et 14h30min dans des conditions climatiques peu variables ($T_{amb} = 29\text{ °C}$ et $G = 870/880\text{ W/m}^2$).

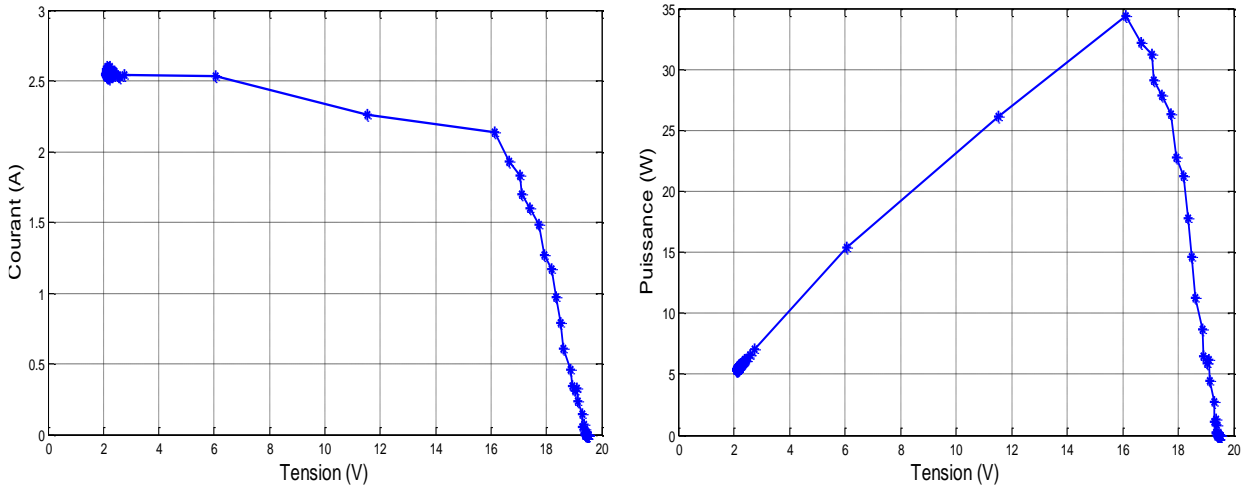


Figure IV.24. Caractéristiques expérimentales I-V & P-V du GPV STP050D-12/MEA obtenues le jour du test

Les courbes caractéristiques (I-V) & (P-V) montrent clairement que le GPV utilisé est en état neuf et avec l'influence des paramètres météorologiques la puissance électrique maximale est d'environ 34W, les valeurs de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit sont respectivement de 19,54 V et de 2,53 A. par contre dans son état normal et dans les conditions d'essai standard (STC), sa valeur de puissance crête égale 50Wc, les valeurs de la tension en circuit ouvert et du courant de court-circuit sont respectivement 21,8 V et 3,13 A (cf. Tableau IV.4).

IV.3.2.3. Variation de différentes températures

La figure IV.25 montre graphiquement la température de face avant du nouveau capteur hybride PV/T, ainsi que du générateur photovoltaïque témoin et les changements observés lors des températures d'entrée et de sortie du fluide au cours de l'expérience dans les mêmes conditions météorologiques. On peut clairement voir que pendant le temps des expériences, les valeurs maximales des températures de face avant égalent respectivement 61,1°C et 41°C pour le GPV témoin et le nouveau capteur, la température d'entrée du fluide est comprise entre 19,4°C et 25,6°C. La température de sortie maximale enregistrée était de 36°C.

Le nouveau système PV/T à une température de face avant nettement inférieure par rapport au système GPV témoin dans toute la période du test, elles augmentent initialement avec le temps atteignant ses valeurs les plus élevées entre 11h00 et midi avec un gradient de température de l'ordre de 20,1°C. Cette différence de chaleur était absorbée par le fluide caloporteur, ce qui expliquait le gradient thermique entre la sortie et l'entrée d'eau qui atteint sa valeur maximale à 11°C. Par conséquent, les performances électriques et thermiques du capteur solaire hybride PV/T s'amélioreront considérablement.

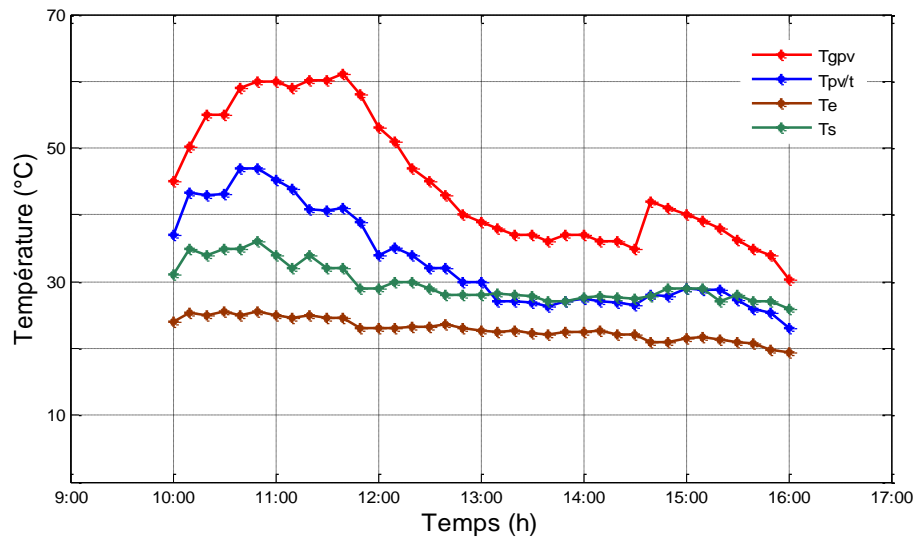


Figure IV.25. Évaluation horaire de différentes températures pendant la journée du test en extérieur

IV.3.2.4. Analyse des performances quotidiennes

Pour évaluer la performance des deux systèmes, il est nécessaire de discuter de leurs efficacités énergétiques. La figure IV.26 représente les puissances électriques maximales du GPV sans et avec système de refroidissement (PV/T) mesurées sur une période régulière de 30 min. La grande différence de puissance électrique maximale entre le nouveau capteur PV/T et le GPV témoin de l'ordre de 6W est enregistrée entre 11h00 et midi, et de l'ordre de 4W est enregistrée à 13h30, cette variation indique qu'avec une diminution dans la température du GPV entre la période du matin et de l'après-midi, l'efficacité augmente. On a également observé que la crête de puissance maximale des deux systèmes solaires est de 38,73W pour le nouveau PV/T contre 34,73W pour le GPV témoin utilisé dans l'expérience. On observe aussi que les puissances électriques maximales du GPV avec le système de refroidissement (PV/T) sont supérieures à celles du système sans refroidissement, ce qui est dû au gradient de température des faces avant, puisqu'elles sont exposées aux mêmes conditions climatiques.

La figure IV.27 montre le rendement électrique du nouveau capteur hybride PV/T ($\eta_{ele,PV/T}$), ainsi que celui du générateur photovoltaïque ($\eta_{ele,GPV}$). Le rendement électrique est faible, cela revient au choix du jour du test, mais le rendement électrique du PV/T augmente presque de 2% par rapport au système GPV témoin, ce qui prouve une fois de plus la meilleure performance électrique du nouveau prototype PV/T réalisé.

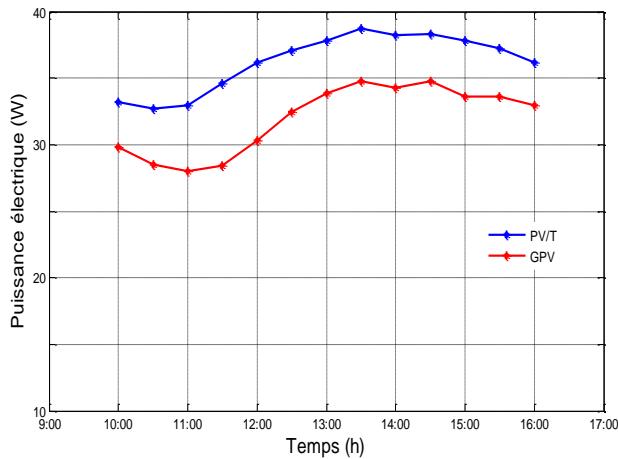


Figure IV.26. Évaluation horaire de la puissance électrique des deux systèmes pendant la journée du test en extérieur

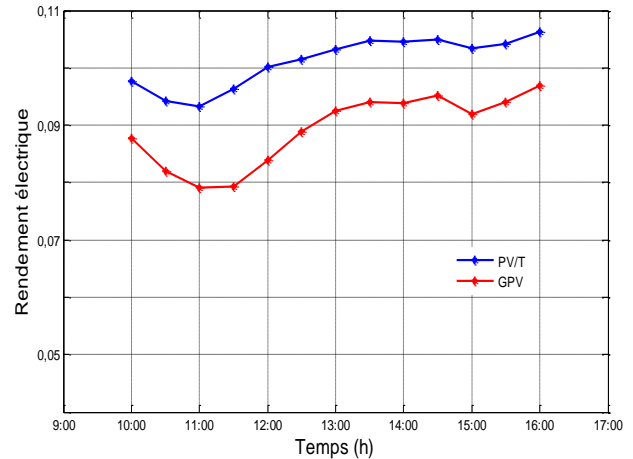


Figure IV.27. Évaluation horaire de l'efficacité électrique des deux systèmes pendant la journée du test en extérieur

Les variations de l'énergie thermique pour le générateur photovoltaïque avec le système de refroidissement (PV/T) sont représentées graphiquement sur la figure IV.28. Il a été observé que la puissance thermique maximale est enregistrée pendant la période du matin, Ceci parce qu'en raison des températures de pointe de différents composants, lorsque la température des cellules photovoltaïques du PV/T en diminution, la température du fluide augmente, par conséquent la puissance thermique augmente, le pic de puissance maximum atteint est de 282,6W, cela équivaut au débit massique (\dot{m}) du fluide caloporteur réglé à 0,0065Kg/s et à la température du fluide à l'entrée et à la sortie, ainsi qu'à sa chaleur spécifique dans le même intervalle du temps.

En utilisant l'équation (III-44), le rendement thermique du système a été calculé et est montré sur la figure IV.29. On a découvert que pendant le jour du test, il y a un rendement thermique assez élevé, atteignant 74,3%. Les courbes d'efficacité thermique prennent la même forme que celle de la puissance thermique, et donc la variation de la puissance thermique et celle du rendement thermique sont proportionnelles au débit massique, à la différence de température et à la chaleur spécifique du fluide comme confirmé précédemment.

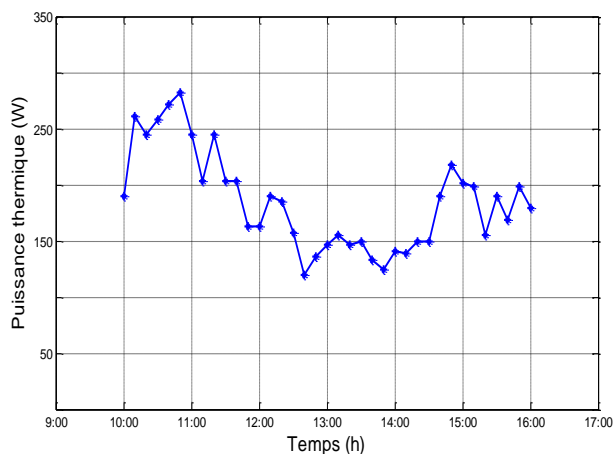


Figure IV.28. Évaluation horaire de la puissance thermique du nouveau capteur pendant la journée du test en extérieur

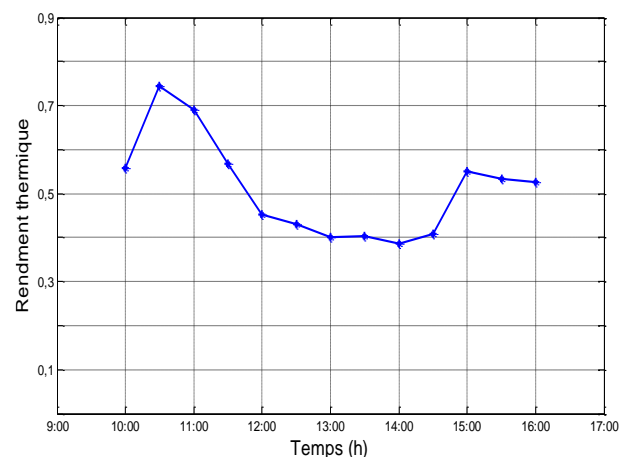


Figure IV.29. Évaluation horaire de l'efficacité thermique du nouveau capteur pendant la journée du test en extérieur

Comme décrit dans l'équation (III-46), seulement 38% de l'énergie thermique peut-être convertie en énergie électrique. Les rendements thermiques globaux équivalents des deux systèmes sont calculés et tracés (cf. Figure IV.30). Sur cette figure, on peut clairement observer que la valeur d'efficacité thermique globale du GPV sans système de refroidissement atteint 25%, sinon elle atteint 99% (pour le système avec refroidissement (PV/T)). Cela indique qu'il existe une quantité importante d'énergie thermique disponible dans la partie électrique au niveau de GPV et qu'elle peut être une autre source de chaleur à exploiter dans l'avenir.

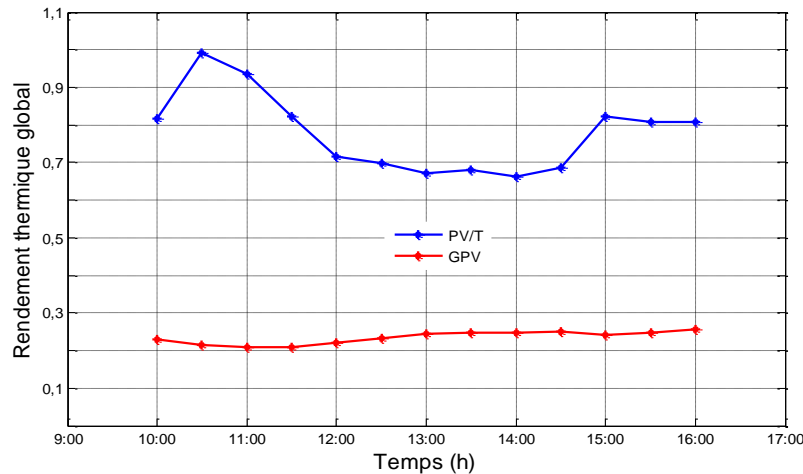


Figure IV.30. Évaluation horaire du rendement thermique global récupéré par le GPV témoin et le nouveau capteur pendant la journée du test en extérieur

La figure IV.31 présente les histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électrique, thermique et thermique global pour le GPV témoin et le nouveau capteur solaire hybride PV/T. Dans cette figure, on observe clairement que les valeurs utiles des rendements électrique, thermique et thermique global du GPV atteignent respectivement 7.93%, 0% et 25%, autrement ils atteignent 9,65%, 74.3% et 99% pour le nouveau prototype.

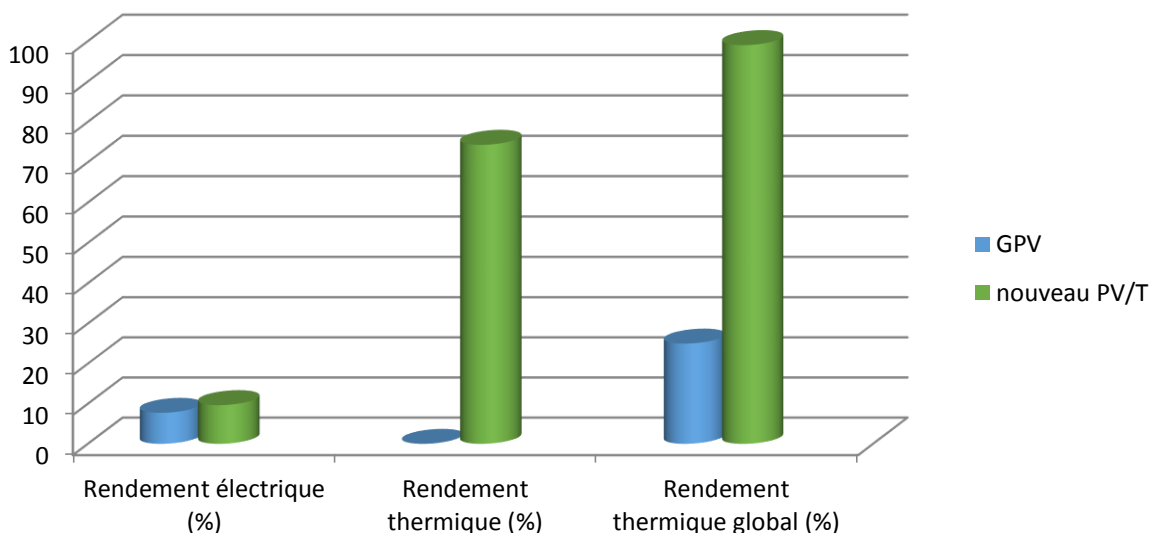


Figure IV.31. Histogrammes comparatifs quotidiens moyens des rendements électrique, thermique et thermique global pour le GPV témoin et le nouveau capteur hybride PV/T

La figure IV.32 présente les graphes circulaires du rendement global et des pertes énergétiques quotidiens pour le GPV témoin et le nouveau capteur. Dans cette figure, on observe clairement que les valeurs d'énergie utile en pourcentage pour le GPV et le nouveau capteur sont respectivement 7.73% et 84%, autrement les pertes énergétiques pour les mêmes systèmes atteignent respectivement 92.27% et 16%, donc il y a une amélioration importante du rendement global pour le nouveau capteur par rapport le système sans refroidissement ainsi par rapport le capteur PV/T classique étudié dans la première partie.

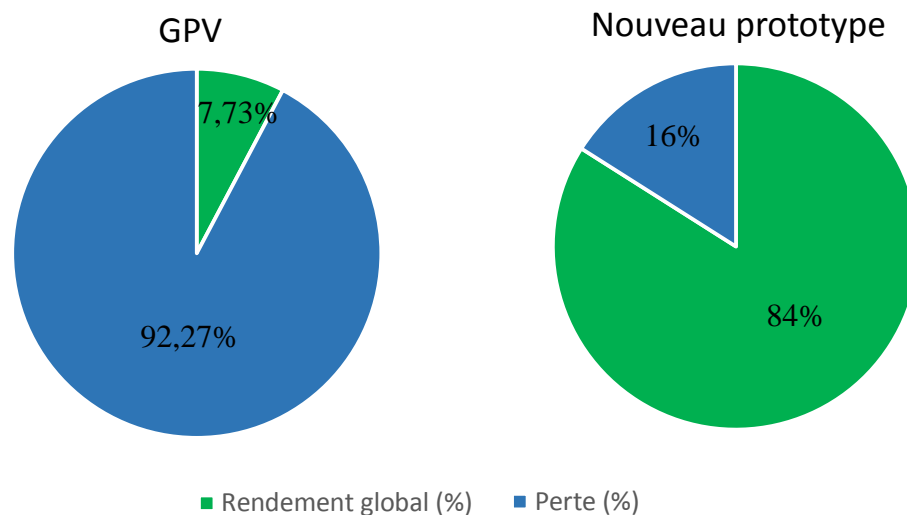


Figure IV.32. Graphiques circulaires du rendement global et des pertes énergétique quotidiens pour le GPV témoin et le nouveau capteur solaire hybride PV/T proposé

IV.3.2.5. Comparaison avec des travaux antérieurs

Enfin, pour pouvoir mettre en valeur la nouvelle configuration proposée, la comparaison des travaux actuels avec des différents résultats expérimentaux de certains travaux rapportés dans la littérature est présentée dans le tableau IV.6. La comparaison est basée sur les points évoqués ci-dessous :

- des articles récents disponibles dans la littérature décrivant l'état actuel des travaux expérimentaux sur le capteur d'eau PV/T ;
- des études menées à l'extérieur.
- l'amélioration des performances électriques due à l'application d'un système de refroidissement avec le GPV résultante de différentes expériences ;
- la quantité de chaleur extraite et transformée en énergie thermique utile ;
- l'utilisation de l'eau comme fluide caloporteur de base ;

Cependant, la performance du capteur solaire hybride dépend aussi d'autres paramètres surtout les paramètres météorologiques comme le rayonnement solaire et la température ambiante et ceux de fonctionnement comme l'angle d'inclinaison du capteur, le débit massique et la température d'entrée du fluide. En détail, la nouvelle conception du capteur PV/T fournit un gradient de température entre les cellules du GPV et celles du PV/T la plus élevée, le nouveau

PV/T fournit 9.65% (une augmentation du rendement électrique de 1,73%) avec 74,3% de rendement thermique sous un rayonnement solaire de 880W/m².

Globalement, le système proposé est capable d'obtenir des performances satisfaisantes par rapport aux autres résultats expérimentaux. Les résultats de cette recherche enrichiront l'état de l'art des capteurs PV/T avec un ensemble d'évaluations expérimentales, basées sur une nouvelle configuration d'échangeur.

Travaux	G (W/m ²)	T (°C)		η (%)			
		T _{GPV}	T _{PV/T}	η _{el,GPV}	η _{el,PV/T}	η _{th}	η _{ov}
Zondag et al. [45]	800	-	-	7.2	7.6	24	31.6
Alzaabi et al. [195]	899.7	-	-	-	11.5	58.8	70.3
Lateef Abdullah et al. [150]	1000	63.22	57.32	10.79	11.97	58.43	70.4
Ma et al. [174]	1000	52.7	36.8	13.10	14.20	43.9	58.1
Lämmle et al. [196]	1020	-	-	15	15	58	73
Pang et al. [197]	704.6	58.4	49.3	13.67	14.75	37.97	52.72
Prototype classique	1018	-	56.1	6.78	7	61	68
Nouveau prototype	880	61.1	41	7.93	9.65	74.3	83.95

Tableau IV.6. Comparaison de l'étude actuelle avec différentes expériences dans la littérature

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre, comme première partie, une étude expérimentale d'un capteur hybride classique avec un échangeur serpentin est présentée. Les tests expérimentaux ont été effectués sous les conditions climatiques de la ville de Ghardaïa et ont été utilisés pour la validation de l'étude théorique. Ensuite, afin de mieux profiter de l'énergie solaire dans les systèmes existants, un nouveau prototype d'un capteur solaire hybride PV/T avec une nouvelle configuration d'un système de refroidissement thermique est construit et testé sous les conditions climatiques de la ville d'Alger. Le but de ce travail est d'améliorer l'efficacité du capteur solaire hybride PV/T existant.

Il ressort de ce chapitre les points principaux suivants :

- L'étude théorique a donné une bonne approche du prototype expérimental classique, ce qui montre la fiabilité du modèle.
- les résultats obtenus montrent que le système de valorisation combinant les deux types d'énergies permet d'offrir de meilleure performance avec moins de perte énergétique par rapport le GPV.
- Selon les données analysées, nous avons constaté que l'électricité produite du nouveau prototype a augmenté presque de 2% ainsi que la température maximale des cellules diminuée de 20,1°C par rapport aux générateurs photovoltaïques sans refroidissement. De plus, la chaleur exploitée dans le nouveau capteur résulte une température d'eau à la sortie parfaitement adaptable au chauffage à basse température, le rendement thermique est passé à 74,3%. En conséquence, la perte d'énergie globale du même système est considérablement réduite pour atteindre 16%.

- les résultats obtenus pour le nouveau prototype montrent que le système proposé est plus performant que le système classique étudié ainsi que d'autres travaux cités dans la littérature, ce qui fait que l'investigation expérimentale de la configuration innovante, enrichissant ainsi la dernière technologie des capteurs PV/T.

Cette réalisation pourrait être un bon moyen d'adapter le système à des besoins réels (Ce type de capteur pourrait être utilisé pour répondre aux besoins énergétiques d'un logement individuel) et enrichir ainsi la dernière technologie de tel système.

**CONCLUSION
GENERALE &
PERSPECTIVES**

CONCLUSION GENERALE & PERSPECTIVES

Le présent projet rédigé dans ce manuscrit consiste en la conception, l'étude et la réalisation d'un nouveau prototype de capteur photovoltaïque thermique comme une source hybride produisant d'électricité et de la chaleur par le même système, pour but de minimiser l'énergie perdue et d'augmenter le rendement global par rapport aux autres capteurs existants.

Dans la première étape : nous avons entamé ce travail par une démonstration énergétique de la production, l'exportation de pétrole et de gaz naturel et la consommation de gaz et d'électricité en Algérie. Nous avons constaté que la consommation nationale de gaz et d'électricité a connu une hausse importante ces dernières années surtout dans le secteur résidentiel qui représente 45% de la consommation finale. Ensuite, nous avons présenté les différents modes du transfert thermique dans certains matériaux qui font partie de capteur solaire hybride PV/T.

Une étude bibliographique présentée ainsi nous a permis de situer le travail demandé dans le cadre des différents travaux menés en Algérie et à travers le monde notamment l'importance à accorder à certains aspects et à certains paramètres à prendre en compte dans le développement de notre projet.

Dans la deuxième étape : nous avons présenté le modèle mathématique du générateur photovoltaïque classique. Ainsi, nous avons étudié l'influence des paramètres météorologiques (température et éclairage) et des paramètres internes (résistances série et shunt) sur le comportement électrique des cellules photovoltaïques. Par ailleurs, nous avons constaté dans cette étude que l'influence de la variation des paramètres météorologiques sur les caractéristiques du générateur est plus importante que celui des paramètres internes.

Nous avons ainsi abordé la modélisation d'un étage d'adaptation avec une méthode de recherche du point puissance maximum (PPM) afin de transférer la puissance optimale générée de GPV à la charge. L'algorithme P&O utilisé suit assez fidèlement le mouvement du point de puissance maximale imposé par le changement des paramètres météorologiques, la puissance transférée est donc optimisée.

Dans la troisième étape : nous avons mis en place un programme numérique basé sur la méthode d'itération RANGE-KUTTA d'ordre 4 permettant d'étudier le comportement électrique et thermique du capteur hybride classique. Les résultats de la simulation numérique nous ont permis d'analyser la distribution de la température pour les différents composants du système, l'évolution de la puissance thermique et électrique, et les variations du rendement thermique et électrique. Afin d'optimiser le rendement électrique du système, plusieurs paramètres ont été examinés (paramètre météorologique, paramètre de fonctionnement).

Dans la quatrième étape : les résultats de la simulation ont été comparés et validés par des résultats expérimentaux dans les mêmes conditions de fonctionnement. Les résultats obtenus montrent l'évolution des paramètres thermiques et électriques au cours du jour d'essais, ainsi que les performances énergétiques du système. Le modèle théorique a donné une bonne approche du prototype expérimental classique réalisé.

Dans la cinquième étape : une étude comparative entre le GPV et le PV/T classique a été faite en matière de performance électrique, thermique et d'énergie globale. La comparaison a montré que le capteur solaire hybride photovoltaïque thermique est le plus performant.

À partir de cette étude comparative, nous avons conclu que :

- le rendement électrique du capteur solaire hybride PV/T est le plus élevé par rapport le GPV.
- comme prévu, en termes de production d'énergie thermique, le capteur solaire hybride est un élément productif en comparant avec le GPV.
- l'énergie dissipée sous forme de chaleur au niveau de GPV est la plus élevée par rapport au capteur solaire hybride PV/T.

Dans la dernière étape : nous nous sommes intéressés à la réalisation d'un nouveau prototype avec un nouvel échangeur pour but d'améliorer la performance du capteur PV/T existant. Le nouveau prototype a été mis en place, et des tests réels en extérieur ont été effectués. Ensuite, sa performance énergétique est évaluée et validée en premier lieu par rapport le capteur classique PV/T étudié dans les étapes précédentes et aussi par rapport d'autres travaux antérieurs présents dans la littérature.

Par ailleurs, selon les données analysées, nous avons constaté que l'électricité produite du nouveau prototype a augmenté presque de 2% ainsi que la température maximale des cellules diminuée de 20,1°C par rapport au générateur photovoltaïque conventionnel. De plus, la chaleur exploitée dans le nouveau capteur résulte une température d'eau à la sortie parfaitement adaptable au chauffage à basse température, le rendement thermique est passé à 74,3%. En conséquence, la perte d'énergie globale du même système est considérablement réduite pour atteindre 16%.

Ces résultats permettent de penser que :

- le système hybride photovoltaïque thermique constitue une bonne alternative aux capteurs photovoltaïques et aux capteurs thermiques séparément installés. On peut résumer les avantages de combiner un capteur thermique avec un GPV dans l'augmentation de l'efficacité totale de la conversion d'énergie solaire.
- le nouveau système proposé est capable d'obtenir des performances satisfaisantes par rapport aux autres résultats expérimentaux,
- la nouvelle réalisation pourrait être un bon moyen d'adapter le système à des besoins réels
- les résultats de cette recherche enrichiront l'état de l'art des capteurs PV/T avec un ensemble d'évaluations expérimentales, basées sur une nouvelle configuration.

La poursuite de ces travaux devrait naturellement s'orienter vers les perspectives à moyen et long terme. Les études complémentaires devraient être envisagées en vue d'une contribution pour l'amélioration de nouveau prototype étudié et de permettre un approfondissement des divers constats effectués.

La connaissance du potentiel énergétique solaire de chaque région est un paramètre important pour les concepteurs des systèmes de l'énergie solaire. L'étude des modèles empiriques qui permet d'estimer les composantes du rayonnement solaire serait peut-être nécessaire pour valider le

système pour plusieurs villes algériennes (entre Alger et Ghardaïa). Prochainement et toujours dans ce même axe de recherche, on souhaite faire les mêmes tests expérimentaux pour le nouveau prototype sous les conditions climatiques de Ghardaïa. Il serait également intéressant de faire cette étude expérimentale pour les différentes conditions climatiques du pays.

Du point de vue du transfert d'énergie entre le GPV et la charge, l'étape d'adaptation avec une méthode de recherche du point puissance maximum (PPM) en utilisant l'algorithme P&O pourrait utiliser expérimentalement avec le prototype proposé pour que le test soit réel et pratique.

D'autres perspectives intéressantes concernent l'étude d'autres paramètres non considérés dans cette étude telle que l'inclinaison du capteur, ou la nature du fluide de refroidissement, on pourra également envisager l'exploitation des matériaux à changement de phase. Ce type de matériaux peut contribuer à l'amélioration de rendement électrique du générateur photovoltaïque. Une étude complémentaire du système de refroidissement avec des réflecteurs qui pourraient augmenter ses performances électrique et thermique lorsqu'il est recouvert serait aussi intéressante.

Enfin, il semble critique de continuer à améliorer la compétitivité du système solaire et spécialement le système PV/T. Les coûts de réalisation devront encore baisser pour atteindre des prix comparables à ceux de l'électricité et du gaz de ville. De cette manière, la nouvelle configuration proposée est prometteuse et mérite une étude plus approfondie.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1]. N. Benalouache, " L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : transition énergétique et jeux d'échelles", thèse de Doctorat, Université de Sfax, Aix-Marseille, 2017
- [2]. R. Garifullin, " Evolution récente et perspectives d'évolution de l'industrie pétrolière en fédération de Russie et plus spécialement dans la république du Bachkortostan, thèse de Doctorat, Université de Bourgogne, 2001.
- [3]. Z. Chabani, " La part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national à l'horizon 2030", mémoire de Magister, université de Boumerdès, 2014.
- [4]. <https://www.energy.gov.dz>
- [5]. Y.B. Assoa, "Performances de capteurs solaires PV/T hybrides bi-fluides intégrables à l'enveloppe des bâtiments. Etude expérimentale et modélisation adaptée", Université de Lyon, 2018.
- [6]. <https://www.bp.com>
- [7]. <https://www.aprue.org.dz>
- [8]. "Les hydrocarbures en Algérie : Chiffres clefs", Service économique régional d'Alger, 2013.
- [9]. H.H. Khoo, R.B.H. Tan, "Environmental impact evaluation of conventional fossil fuel production (Oil and Natural Gas) and enhanced resource recovery with Potential CO2 sequestration", Energy Fuels, American Chemical Society, Vol.20, n° 5, pp 1914–1924, 2006.
- [10]. H. Atmani, "La stratégie d'implantation des énergies renouvelables en Algérie", mémoire de Magister, Université d'Oran, Année 2015.
- [11]. "Programme indicatif des besoins En moyens de production d'électricité 2006-2015", Commission de régulation de l'électricité et du gaz CREG, Ministère de l'Energie et des Mines.
- [12]. "Potentiels des énergies renouvelables", Ministère de l'Energie, 2015.
- [13]. "Mémento sur l'énergie", Energie handbook, Institut de Technico-économie des Systèmes Energétiques, France, 2013.
- [14]. A. Khelifa, "Contribution à la conception et modélisation d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique PVT", thèse de Doctorat, Université de Batna, 2017.
- [15]. O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur", thèse de Doctorat, École Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [16]. <https://www.cder.dz>
- [17]. H.M. Ali, "Recent advancements in PV cooling and efficiency enhancement integrating phase change materials based systems – A comprehensive review", Solar Energy, 2020, vol. 197, pp. 163–198.

-
- [18]. A. Khelifa, "Etude numérique et modélisation d'un capteur solaire hybride PV/T", mémoire de Magister, Université de Batna, 2011.
- [19]. J.L. Battaglia, Andrzej Kusiak, Jean-Rodolphe Puiggali, "Introduction aux transferts thermique", Dunod, Paris, 2010.
- [20]. M. Akermi, "Contribution à l'étude d'un capteur solaire thermodynamique thermosiphon à eau et application aux sites de Tiaret et Adrar", mémoire de Magister, Université de Tlemcen, 2014.
- [21]. C. Long, N. Sayma, "Heat transfer", Chris long, 2009.
- [22]. F. Sahnoune, "Contribution à la modélisation et à l'expérimentation d'une installation solaire de production d'eau chaude équipée d'un système de télésurveillance", thèse de Doctorat, Université de Boumerdes, 2016.
- [23]. S. Agrawal, G.N. Tiwari, H.D. Pandey, "Indoor experimental analysis of glazed hybrid photovoltaic thermal tiles air collector connected in series", *Energy and Buildings*, 2012, vol. 53, pp. 145–151.
- [24]. F. Ghani, M. Duke, J.K. Carson, Effect of flow distribution on the photovoltaic performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPV/T) collector, *Solar Energy*, 2012, vol. 86, pp. 1518–1530.
- [25]. Tabet Ismail, Etude, "Réalisation et simulation d'un capteur solaire", thèse de Doctorat, Université de Constantine, 2016.
- [26]. M.A. Slimani, "Etude d'un séchoir solaire agricole muni d'un capteur solaire de type « PV-THERM ». Réalisation d'un prototype et caractérisation", thèse de Doctorat, USTHB, 2017.
- [27]. T.T. Chow, W. He, J. Ji, Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application, *Solar Energy*, 2006, vol. 80, pp. 298–306.
- [28]. O.Rejeb, "Contribution à l'étude d'un capteur Photovoltaïque Thermique", thèse de Doctorat, Université de Monastir, 2016.
- [29]. G. Faure, "Etude de défauts critiques des installations solaires thermiques de grande dimension : définition, modélisation et diagnostic", thèse de Doctorat, Université de Grenoble alpes, 2018.
- [30]. J. C. Dupont, "Impact des nuages de haute altitude sur le bilan radiatif à la surface de la terre : Quantification expérimentale et analyse", thèse de Doctorat, Ecole Polytechnique, France, 2008.
- [31]. M. Wolf, "Performance analysis of combined heating and photovoltaic power systems for residences", *Energy Conversion*, 1976, vol. 16, n° 1-2, pp.79-90.
- [32]. E. C. Kern, M.C. Russell, "Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems", In: *Proceeding of 13th IEEE Photovoltaic Specialists*, Washington DC, Etats-Unis, 5-8 June, 1978.
- [33]. P. Raghuraman, "Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/thermal, flat-plate collector performance", *Journal Solar Energy Engineering*, 1981, vol. 103, n° 4, pp. 291-298.
-

-
- [34]. C. H. Cox, P. Raghuraman, "Design considerations for flat-plate- photovoltaic/ thermal collectors", *Solar Energy*, 1985, vol. 35, n° 3, pp. 227-241.
- [35]. S. D. Hendrie, "Photovoltaic/thermal collector development program", Final Report, Etats-Unis, Massachusetts Institute of Technology, 1982.
- [36]. T. Fujisawa, T. Tani, "Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1997, vol. 47, n° 1-4, pp. 135-148.
- [37]. M. Sandberg, B. Moshfegh, "Ventilated-solar roof air flow and heat transfer investigation", *Renewable Energy*, 1998, vol. 15, n° 1-4, pp. 287-292.
- [38]. B. Moshfegh, M. Sandberg, "Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1998, vol. 2, n° 3, pp. 287-301.
- [39]. H. P. Garg, R. S. Adhikari, "System performance studies on a photovoltaic / thermal (PV/T) air heating collector", *Renewable Energy*, 1999, vol. 16, n° 1-4, pp. 725-730.
- [40]. A. A. Hegazy, "Comparative study of the performances of four photovoltaic / thermal solar air collectors", *Energy Conversion and management*, 2000, vol. 41, n° 8, pp. 861-881.
- [41]. K. Sopian, K.S. Yigit, H.T. Liu, S. Kakac, T.N. Veziroglu, "Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters", *Energy Conversion and Management*, 1996, vol. 37, n° 11, pp. 1657-1670.
- [42]. B. Sandnes, J. Rekstad, "A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with polymer absorber plate experimental study and analytical model", *Solar Energy*, 2002, vol. 72, n° 1, pp. 63-73.
- [43]. T.T. Chow, "Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model", *Solar Energy*, 2003, vol. 75, pp. 143-152.
- [44]. L. Mei, D. Infield, U. Eicker, V. Fux, "Thermal modeling of a building with an integrated ventilated PV façade", *Energy and buildings*, 2003, vol. 35, pp. 605-617.
- [45]. H.A. Zondag, D.W. de Vries, W.G.J. van Helden, R.J.C. van Zolingen, A.A. van Steenhoven, "The yield of different combined PV-thermal collector designs", *Solar Energy*, 2003, vol. 74, pp. 253–269.
- [46]. J. Ji, T.T. Chow, W. He, "Dynamic performance of hybrid photovoltaic/thermal collector wall in Hong Kong", *building and environment*, 2003, vol. 38, pp. 1327-1334.
- [47]. B.P. Cartmell, N. J. Shankland, D. Fiala, V. Hanby, "A multi-operational ventilated photovoltaic and solar air collector: application, simulation and initial monitoring feedback", *Solar Energy*, 2004, vol. 76, pp. 45-53.
- [48]. A. Tiwari, M. S. Sodha, A. Chandra, J.C. Joshi, "Performance evaluation of photovoltaic thermal solar air collector for composite climate of India", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2006, vol. 90, n° 2, pp. 175-189.
- [49]. K. Touafek, A. Malek, M. Haddadi, "Etude expérimentale du capteur hybride photovoltaïque thermique", *Revue des Energies Renouvelables*, 2006, Vol. 9, n°3, pp. 143 – 154.
- [50]. A. Tiwari, M. S. Sodha, "Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: Experimental validation of theoretical model", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2007, vol. 91, n° 1, pp. 17-28.
-

-
- [51]. A. S. Joshi, A. Tiwari, "Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) air collector", *Renewable Energy*, 2007, vol. 32, n° 13, pp. 2223-2241.
- [52]. M. Y. Othman, B. Yatim, K. Sopian, M.N. Abu bakar, "Performance studies on a finned double-pass photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector", *Desalination*, 2007, vol. 209, n° 1-3, pp. 43-49.
- [53]. J.K. Tonui, Y. Tripanagnostopoulos, "Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation", *Renewable Energy*, 2007, vol. 32, n° 4, pp. 623–637.
- [54]. K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek, "Experimental Study on a New Hybrid Photovoltaic Thermal Collector", *Applied Solar Energy*, 2009, vol. 45, n° 3, pp. 181–186.
- [55]. R.M. da Silva, J.L.M. Fernandes, "Hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) solar systems simulation with Simulink/Matlab", *Solar energy*, 2010, vol. 84, pp. 1985-1996.
- [56]. F. Sarhaddi, S. Farahat, H. Ajam, A. Behzadmehr, "Exergetic performance assessment of a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector", *Energy and Buildings*, 2010, vol. 42, pp. 2184–2199.
- [57]. A.S. Joshi, A. Tiwari, G.N. Tiwari, I. Dincer, B.V. Reddy, "Performance evaluation of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) (glass-to-glass) system", *International Journal of Thermal Sciences*, 2009, vol. 48, pp. 154–164.
- [58]. P. Dupeyrat, C. Ménézo, M. Rommel, H.M. Henning, "Efficient single glazed flat plate photovoltaic–thermal hybrid collector for domestic hot water system", *Solar Energy*, 2011, vol. 85, pp. 1457-1468.
- [59]. K. Touafek, A. Khelifa, "Etude paramétrique sur le capteur solaire hybride Photovoltaïque Thermique à tubes", 2ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, SIENR, Ghardaïa, Algeria, 15-17 Octobre, 2012.
- [60]. B.J. Fontenault, E. Gutierrez-Miravete, "Modeling a Combined Photovoltaic-Thermal Solar Panel", *COMSOL Conference*, Boston, États-Unis, 2012.
- [61]. M. Farshchimofared, J.I. Bilbao, A.B. Sproul, "Channel depth, air mass flow rate and air distribution duct diameter optimization of photovoltaic thermal (PV/T) air collectors linked to residential buildings", *Renewable Energy*, 2015, vol. 76, pp. 27–35.
- [62]. H.L. Tsai, "Design and Evaluation of a Photovoltaic/Thermal-Assisted Heat Pump Water Heating System", *Energies*, 2014, vol. 7, pp. 3319-3338.
- [63]. K.E. Amori, M.A. Abd-AllRaheem, "Field study of various air based photovoltaic/thermal hybrid solar collectors", *Renewable Energy*, 2014, vol. 63, pp. 402–414.
- [64]. O. Rejeb, H. Dhaou, A. Jemni, "Parameters effect analysis of a photovoltaic thermal collector: Case study for climatic conditions of Monastir, Tunisia", *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 89, pp. 409–419.
- [65]. N. Aste, F. Leonforte, C. Del Pero, "Design, modeling and performance monitoring of a photovoltaic–thermal (PVT) water collector", *Solar Energy*, 2015, vol. 112, pp. 85–99.
- [66]. J.I. Bilbao, A.B. Sproul, "Detailed PVT-water model for transient analysis using RC networks", *Solar Energy*, 2015, vol. 115, pp. 680–693.
-

-
- [67]. F. Hussain, M.Y.H. Othman, B. Yatim, H. Ruslan, K. Sopian, Z. Anuar, S. Khairuddin, "An improved design of photovoltaic/thermal solar collector", *Solar Energy*, 2015, vol. 122, pp. 885–891.
- [68]. H. Pierrick, C. Ménézo, G. Leon, P. Dupeyrat, "Dynamic numerical model of a high efficiency PV–T collector integrated into a domestic hot water system", *Solar Energy*, 2015, vol. 111, pp. 68–81.
- [69]. J. Yazdanpanahi, F. Sarhaddi, M.M. Adeli, "Experimental investigation of exergy efficiency of a solar photovoltaic thermal (PVT) water collector based on exergy losses", *Solar Energy*, 2015, vol. 118, pp. 197–208.
- [70]. H.U. Helvacı, Z.A. Khan, "Mathematical modelling and simulation of multiphase flow in a flat plate solar energy collector", *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 106, pp. 139–150.
- [71]. Y. Nougblega, J.C. Dupre, K. Atchonouglo, A. Germaneau, F. Hesser, M. Banna, K. Napo, J. Chaoufi, C. Vallee et A. Straboni, "Conception et réalisation des capteurs hybrides photovoltaïque-thermiques sous vide ou avec lame d'air confinée", *Afrique Science*, 2015, vol. 11, n° 2, pp. 12-23.
- [72]. K.K. Matrawy, A.-F. Mahrous, M.S. Youssef, "Energy management and parametric optimization of an integrated PV solar house", *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 96, pp. 377–383.
- [73]. M.Y. Othman, S.A. Hamid, M.A.S. Tabook, K. Sopian, M.H. Roslan, Z. Ibarahim, "Performance analysis of PV/T Combi with water and air heating system: An experimental study", *Renewable Energy*, 2016, vol. 86, pp. 716-722.
- [74]. O. Rejeb, M. Sardarabadi, C. Ménézo, M. Passandideh-Fard, M.H. Dhaou, A. Jemni, "Numerical and model validation of uncovered nanofluid sheet and tube type photovoltaic thermal solar system", *Energy Conversion and Management*, 2016, vol. 110, pp. 367–377.
- [75]. M. Lammle, T. Kroyer, S. Fortuin, M. Wiese, M. Hermann, "Development and modelling of highly-efficient PVT collectors with low-emissivity coatings", *Solar Energy*, 2016, vol. 130, pp. 161–173.
- [76]. E. Yandri, "The effect of Joule heating to thermal performance of hybrid PVT collector during electricity generation", *Renewable Energy*, 2017, vol. 111, pp. 344-352.
- [77]. N. Dimri, A. Tiwari, G.N. Tiwari, "Thermal modelling of semitransparent photovoltaic thermal (PVT) with thermoelectric cooler (TEC) collector", *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 146, pp. 68–77.
- [78]. D. Cabral, B.O. Karlsson, "Electrical and thermal performance evaluation of symmetric truncated C-PVT trough solar collectors with vertical bifacial receivers", *Solar Energy*, 2018, vol. 174, pp. 683–690.
- [79]. M. Herrando, A. Ramos, I. Zabalza, "Cost competitiveness of a novel PVT-based solar combined heating and power system: Influence of economic parameters and financial incentives", *Energy Conversion and Management*, 2018, vol. 166, pp. 758–770.

-
- [80]. H. Fayaz, N.A. Rahim, M. Hasanuzzaman, R. Nasrin, A. Rivai, "Numerical and experimental investigation of the effect of operating conditions on performance of PVT and PVT-PCM", *Renewable Energy*, 2019, vol. 143, pp. 827-841.
- [81]. W. Pang, Y. Cui, Q. Zhang, H. Yu, X. Zhang, Y. Zhang, H. Yan, "Comparative investigation of performances for HIT-PV and PVT systems", *Solar Energy*, 2019, vol. 179, pp. 37–47.
- [82]. B. **Boumaaraf**, K. Touafek, M.S. Ait-cheikh, M.A. Slimani, "Comparison of electrical and thermal performance evaluation of a water glazed hybrid photovoltaic thermal collector and a classical PV generator", *Mathematics and computer in simulation*, 2020, vol. 167, pp. 176–193.
- [83]. B. **Boumaaraf**, M.S. Ait-cheikh, K. Touafek, H. Boumaaraf, "Thermal-electrical study with a model validation of hybrid PV/T collector using a PV module locally fabricated: Case of Ghardaïa, Algeria", 5th International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC'17. Tangier-Morocco.4-7th December, 2017.
- [84]. B. **Boumaaraf**, K. Touafek, M.S. Ait-cheikh, R. Lahlour, "Power Photovoltaic Generation System Interconnected to Grid for an apartment in Algiers City", 4th International Seminar on New and Renewable Energies, SIENR16, Ghardaïa – Algeria. 24 - 25 Octobre 2016.
- [85]. V.J. Chin, Z. Salam, K. Ishaque, "Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review", *Applied Energy*, 2015, vol. 154, pp. 500–519.
- [86]. M.A. Hasan, S.K. Parida, "An overview of solar photovoltaic panel modeling based on analytical and experimental viewpoint", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 60, pp. 75–83.
- [87]. A. Affam, Y.M. Buswig, A. Bin Hj Othman, N. Bin Julai, O. Qays, "A review of multiple input DC-DC converter topologies linked with hybrid electric vehicles and renewable energy systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, vol. 135, pp. 110186.
- [88]. N. Karami, N. Moubayed, R. Outbib, "General review and classification of different MPPT Techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 68, pp. 1–18.
- [89]. S. Motahhira, A. El Hammoumi, A. El Ghzizal, "The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm", *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 246, pp. 118983.
- [90]. A. Reinders, P. Verlinden, W.van Sark, A. Freundlich, *Photovoltaic Solar Energy*, 2016
- [91]. R. Messenger, J. Ventre, "Photovoltaic Systems Engineering", CRC Press, 2nd ed, USA, 2004.
- [92]. J. N. Roy, D. N. Bose, Kharagpur, "Photovoltaic Science and Technology", 2017.
- [93]. A. Rufer, P. Barrade, "Cours d'électronique de puissance : Conversion DC/DC", Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Suisse, 2001.
- [94]. H. Boumaaraf, "Modélisation et commande d'un système multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables", thèse de Doctorat, USTHB, 2015.
-

-
- [95]. B. Boumaaraf, K. Touafek, M.S. Ait-cheikh, R. Lahlour, "Theoretical Analysis of a Photovoltaic Panel MPPT using Fuzzy Logic Controller", 4th International Conference on Renewable Energy, ICREGA16, Belfort-France.8-10 February,2016.
- [96]. D. Yousri, S.B. Thanikanti, D. Allam , V.K. Ramachandaramurthy , M.B. Eteiba, "Fractional chaotic ensemble particle swarm optimizer for identifying the single, double, and three diode photovoltaic models' parameters", Energy, 2020, vol. 195, pp. 116979.
- [97]. A.M. Al-Sabounchi, S.A. Yalyali, H.A. Al-Thani, "Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions", Renewable Energy, 2013, vol. 53, pp. 71–78.
- [98]. S. Li, "A variable-weather-parameter MPPT control strategy based on MPPT constraint conditions of PV system with inverter", Energy Conversion and management, 2019, vol. 197, pp. 111873.
- [99]. M.S. Ismail, M. Moghavvemi, T.M.I. Mahlia, "Characterization of PV panel and global optimization of its model parameters using genetic algorithm", Energy Conversion and management, 2013, vol. 73, pp. 10–25.
- [100]. D. Jena, V.V. Ramana, "Modeling of photovoltaic system for uniform and non-uniform irradiance: A critical review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, vol. 52, pp. 400–417.
- [101]. E. Cuce, P.M. Cuce, I.H. Karakas, T. Bali, "An accurate model for photovoltaic (PV) modules to determine electrical characteristics and thermodynamic performance parameters", Energy Conversion and management, 2017, vol. 146, pp. 205–216.
- [102]. A.A. Elbaset, H. Ali, M.A. Sattar, "Novel seven-parameter model for photovoltaic modules", Solar Energy Materials & Solar Cells, 2014, vol. 130, pp. 442–455.
- [103]. H. Boumaaraf, A. Talha, N. Saidi, A. Habireche, "Experimental study of low-concentrator photovoltaic systems: electrical and thermal", Electrical Engineering, 2018, vol. 100, pp. 2569-2578.
- [104]. J.D. Bastidas-Rodriguez, G. Petrone, C.A. Ramos-Paja, G. Spagnuolo, "A genetic algorithm for identifying the single diode model parameters of a photovoltaic panel", Mathematics and computer in simulation, 2017, vol. 131, pp. 38–54.
- [105]. M.L. Orozco-Gutierrez, G. Spagnuolo, C.A. Ramos-Paja, J. Ramirez-Scarpetta, B. Ospina-Agudelo, "Enhanced simulation of total cross tied photovoltaic arrays", Mathematics and computer in simulation, 2019, vol. 158, pp. 49–64.
- [106]. J.P. Singh, A.G. Aberle, T.M. Walsh, "Electrical characterization method for bifacial photovoltaic modules", Solar Energy Materials & Solar Cells, 2014, vol. 127, pp. 136–142.
- [107]. M.G. Villalva, J.R. Gazoli, E. Ruppert Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays", IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, vol. 24, n° 5, pp. 1198–1208.
- [108]. W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance", Solar Energy, 2006, vol. 80, pp. 78–88.
-

-
- [109]. M. Zaibi, G. Champenois, X. Roboam, J. Belhadj, B. Sareni, "Smart power management of a hybrid photovoltaic/wind stand-alone system coupling battery storage and hydraulic network", *Mathematics and computer in simulation*, 2018, vol. 146, pp. 210–228.
- [110]. R. Sellami, M. Amirat, A. Mahrane, M.A. Slimani, A. Arbane, R. Chekrouni, "Experimental and numerical study of a PV/Thermal collector equipped with a PV-assisted air circulation system: Configuration suitable for building integration", *Energy & Buildings*, 2019, vol. 190, pp. 216–234.
- [111]. M.F.N. Tajuddin, S.M. Ayob, Z. Salam, M.S. Saad, "Evolutionary based maximum power point tracking technique using differential evolution algorithm", *Energy & Buildings*, 2013, vol. 67, pp. 245–252.
- [112]. J.K. Copper, A.B. Sproul, S. Jarnason, "Photovoltaic (PV) performance modelling in the absence of onsite measured plane of array irradiance (POA) and module temperature", *Renewable Energy*, 2016, vol. 86, pp. 760–769.
- [113]. L.H.I. Lim, Z. Ye, J. Ye, D. Yang, H. Du, "A Linear Identification of Diode Models from Single I– V Characteristics of PV Panels". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015, vol. 62, pp. 4181–4193.
- [114]. M.C. Alonso-García, J.L. Balenzategui, "Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations". *Renewable Energy*, 2004, vol. 29, pp. 1997–2010.
- [115]. Y. Du, C.J. Fell, B. Duck, D. Chen, K. Liffman, Y. Zhang, M. Gu, Y. Zhu, "Evaluation of photovoltaic panel temperature in realistic scenarios", *Energy Conversion and management*, 2016, vol. 108, pp. 60–67.
- [116]. F. Martinez-Moreno, J.M. Carrillo, E. Lorenzo. "Outdoors measurements of PV module efficiency and temperature coefficients", 31th European PV solar energy conference and exhibition. Hamburg- Germany, 2015. pp. 1–6.
- [117]. A. Goetzberger, V.U. Hoffmann, "Photovoltaic solar energy generation", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany, 2005.
- [118]. T. Markvart, L. Castafier, "Practical handbook of photovoltaics: Fundamentals and applications", Elsevier Science, 2003.
- [119]. H. Lund, "A Smart energy systems approach to the choice and modeling of 100% renewable solutions", *Renewable Energy Systems*, Elsevier, 2nd Edition, 2014.
- [120]. M.Q. Duong, G.N. Sava, G. Ionescu, H. Necula, S. Leva, M. Mussetta, "Optimal bypass diode configuration for PV arrays under shading influence", *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Milan-Italy. 6-9 June, 2017.
- [121]. L. Fialho, R. Melicio, V.M.F. Mendes, J. Figueiredo, M. Collares-Pereira, "Effect of Shading on Series Solar Modules: Simulation and Experimental Results", *Procedia Technology*, 2014, vol. 17, pp. 295-302.
- [122]. S. Silvestre, A. Boronat, A. Chouder, "Study of bypass diodes configuration on PV modules", *Applied Energy*, 2009, vol. 86, pp. 1632-1640.
-

-
- [123]. M.Z. Hossain, N.A. Rahim, J.a/l. Selvaraj, "Recent progress and development on power DC-DC converter topology, control, design and applications: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 81, pp. 205–230.
- [124]. F.Z. Peng; M.L. Gebben, B. Ge, "A compact nX DC-DC converter for photovoltaic power systems", in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, IEEE, Denver, CO, USA, pp.4780-4784, 15-19 Sept. 2013.
- [125]. K. Ishaque, Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 19, pp. 475–488.
- [126]. R. Bausière, F. Labrique, G. Séguier, "Power Electronic Converters".1993.
- [127]. H. Wu, P. Xu, H. Hu, Z. Zhou, Y. Xing, "Multiport Converters Based on Integration of Full-Bridge and Bidirectional DC– DC Topologies for Renewable Generation Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2014, vol. 61, n° 2, pp. 856-869.
- [128]. V.N.S.R. Jakka, A. Shukla, G.D. Demetriades, "Dual-Transformer-Based Asymmetrical Triple-Port Active Bridge (DT-ATAB) Isolated DC–DC Converter", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2017, vol. 64, n° 6, pp. 4549–4560.
- [129]. V.F. Pires, D. Foito, F.R.B. Baptista, J. Fernando Silva, "A photovoltaic generator system with a DC/DC converter based on an integrated Boost-Ćuk topology", *Solar Energy*, 2016, vol. 136, pp. 1-9.
- [130]. As. Amir, Aa. Amir, H.S. Che, A. El Khateb, N. abd Rahim," Comparative Analysis of High Voltage Gain DC-DC Converter Topologies for Photovoltaic Systems", *Renewable Energy*, 2019, vol. 136, pp. 1147–1163.
- [131]. J. Chen, D. Maksimovic, R. Erickson, "Buck-boost PWM converters having two independently controlled switches", 2001 IEEE 32nd Annual Power Electronics Specialists Conference Vancouver-BC-Canada. 17-21 June, 2001.
- [132]. H. Fathabadi, "Novel high efficiency DC/DC boost converter for using in photovoltaic systems", *Solar Energy*, 2016, vol. 125, pp. 22-31.
- [133]. A. Abusorrah, M.M. Al-Hindawi, Y. Al-Turki, K. Mandal, D. Giaouris, S. Banerjee, S. Voutetakis, S. Papadopoulou, "Stability of a boost converter fed from photovoltaic source", *Solar Energy*, 2013, vol. 98, pp. 458–471.
- [134]. B. **Boumaaraf**, S. Boukhalfa, A. Talha, "Elaboration de Deux Méthodes de Poursuite du Point de Puissance Maximum d'un Système Photovoltaïque avec stockage", *Deuxième Conférence Internationale sur la Maintenance, la Gestion, la Logistique et l'Electrotechnique, CIMGLE'2012*, Oran, Algérie, 19-21 Novembre, 2012.
- [135]. B. **Boumaaraf**, H. Boumaaraf, A. Talha, "Study of Maximum Power Point Tracking Techniques (MPPT) in a Solar Photovoltaic Array", *Fourth International Conference on Electrical Engineering, ICEE 2012*, Algiers, Algeria, 07-09 May, 2012, pp. 11-15.
- [136]. F. Bizzarri, A. Brambilla, L. Caretta, C. Guardini, "Monitoring performace and efficiency of photovoltaic parks", *Renewable Energy*, 2015, vol. 78, pp. 314–321.
-

-
- [137]. M.E.A. Slimani, M. Amirat., S. Bahria., I. Kurucz, M. Aouli, R. Sellami, "Study and modeling of energy performance of a hybrid photovoltaic/thermal solar collector: Configuration suitable for an indirect solar dryer", *Energy Conversion and Management*, 2016, vol. 125, pp. 209–221.
- [138]. M.E.A. Slimani, M. Amirat, I. Kurucz, S. Bahria, A. Hamidat, W.B. Chaouch, "A detailed thermal-electrical model of three photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module: comparative study under Algiers climatic conditions", *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 133, pp. 458–476.
- [139]. B. **Boumaaraf**, H. Boumaaraf, M.A. Slimani, S. Tchoketch-Kebir, M.S. Ait-cheikh, K. Touafek, "Performance evaluation of a locally modified PV module to a PVT solar collector under climatic conditions of semi-arid region", *Mathematics and computer in simulation*, 2020, vol. 167, pp. 135–154.
- [140]. A. Salari, A. Parcheforosh, A. Hakkaki-Fard, A. Amadeh, "A numerical study on a photovoltaic thermal system integrated with a thermoelectric generator module", *Renewable Energy*, 2020, vol. 153, pp. 1261-1271.
- [141]. S. Bhattarai, J.H. Oh, S.H. Euh, G.K Kafle, D.H. Kim, "Simulation and model validation of sheet and tube type photovoltaic thermal solar system and conventional solar collecting system in transient states", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2012, vol. 103, pp. 184–193.
- [142]. C.D. Corbin, Z.J. Zhai, "Experimental and numerical investigation on thermal and electrical performance of a building integrated photovoltaic–thermal collector system", *Energy and Buildings*, 2010, vol. 42, pp. 76–82.
- [143]. D.L. Evans, Simplified method for predicting PV array output, *Solar Energy*. 27(1981) 555–560.
- [144]. C.S. Rajoria, S. Agrawal, G.N.Tiwari, "Exergetic and enviroeconomic analysis of novel hybrid PVT array", *Solar Energy*, 2013, vol. 88, pp. 110–119.
- [145]. O. Rejeb, L. Gaillard, S. Giroux-Julien, C. Ghenai ,A. Jemni, M. Bettayeb, C. Menezo, "Novel solar PV/Thermal collector design for the enhancement of thermal and electrical performances", *Renewable Energy*, 2020, vol. 146, pp. 610-627.
- [146]. S. Tiwari, G.N. Tiwari, "Exergoeconomic analysis of photovoltaic-thermal (PVT) mixed mode greenhouse solar dryer", *Energy*, 2016, vol. 114, pp. 155-164.
- [147]. F. Sarhaddi, S. Farahat, H. Ajam, A. Behzadmehr, M. Mahdavi Adeli, "An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector", *Applied Solar Energy*, 2010, vol. 87, n° 7, pp. 2328–2339.
- [148]. S. Kalogirou, *Solar Energy Engineering*, first ed., Elsevier Inc, 2009.
- [149]. P.G. Charalambous, G.G. Maidment, S.A. Kalogirou, K. Yiakoumetti, "Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: A review", *Applied Thermal Engineering*, 2007, vol. 27, pp. 275–286.
- [150]. A.L. Abdullah, S. Misha, N. Tamaldin, M.A.M. Rosli, F. A. Sachit, "Theoretical study and indoor experimental validation of performance of the new photovoltaic thermal solar
-

- collector (PVT) based water system, Case Studies in "Thermal Engineering, 2020, vol. 18, pp. 100595.
- [151]. F. Sarhaddi,, S. Farahat,, H. Ajam,, A. Behzadmehr, "Exergetic performance assessment of a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector", Energy and Building, , 2010, vol. 42, n° 11, pp. 2184–2199.
- [152]. M. Sardarabadi,M. Passandideh-Fard, "Experimental and numerical study of metal-oxides/water nanofluids as coolant in photovoltaic thermal systems (PVT) ", Solar Energy Materials & Solar Cells, 2016, vol. 157, pp. 533–542.
- [153]. B. Yu, X. Liu, N. Li, S. Liu, J. Ji, "The performance analysis of a purified PV/T-Trombe wall based on thermal catalytic oxidation process in winter", Energy Conversion and Management, 2020, vol. 203, pp. 112262.
- [154]. S.L. Swinbank, Long-wave radiation from clear skies, Quarter J. Royal Meteorol. Soc. 89 (1963) 339-348.
- [155]. N. Aste, C. Del Pero, F. Leonforte, M. Manfren, "Performance monitoring and modeling of an uncovered photovoltaic-thermal (PVT) water collector", Solar energy, 2016, vol. 135, pp. 551–568.
- [156]. J.C. Sánchez Barroso, N. Barth,, J.P.M. Correia,, S. Ahzi,, M.A. Khaleel, "A computational analysis of coupled thermal and electrical behavior of PV panels", Solar Energy Materials and Solar Cells, 2016, vol. 148, pp. 73–86.
- [157]. P. Berdahl, R. Fromberg. "The Thermal Radiance of Clear Skies", Solar Energy 1982, 29: 299-314.
- [158]. K.E. Amori, H.M. Taqi Al-Najjar, "Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq", Applied Energy, 2012, vol. 98, pp. 384-395.
- [159]. Duffie JA, Beckman WA. Solar engineering of thermal processes. 4th ed. New York: John Wiley; 1991.
- [160]. M. Ammous, M. Chaabene, "Multi criteria sizing approach for Photovoltaic Thermal collectors supplying desalination plant", Energy Conversion and Management, 2015, vol. 94, pp. 365–376.
- [161]. A. Fudholi, K. Sopian, M.H. Yazdi, M.H. Ruslan, A. Ibrahim, H.A. Kazem, "Performance analysis of photovoltaic thermal (PVT) water collectors", Energy Conversion and Management, 2014, vol. 78, pp. 641–651.
- [162]. W.H. McAdams, "Heat Transmission", second ed. McGraw-Hill, New York and London, 1942.
- [163]. V. Tomar, G.N. Tiwari, T.S. Bhatti, B. Norton, "Thermal modeling and experimental evaluation of five different photovoltaic modules integrated on prototype test cells with and without water flow", Energy Conversion and Management, 2018, vol. 165, pp. 219–235.
- [164]. W.H. McAdams, "Heat transmission". 3rd ed. New York: McGraw-Hill, 1954.
- [165]. S. Kumar , V.B. Sharma, T.C. Kandpal, S.C. Mullick, "Wind induced heat losses from outer cover of solar collectors", Renewable Energy, 1997, vol. 10, n° 4, pp. 613-616.

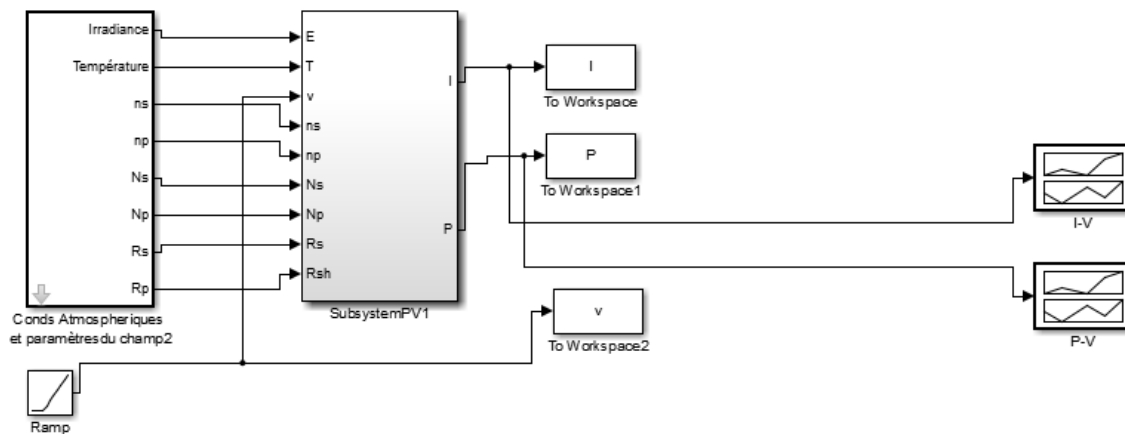
-
- [166]. J.H.Watmuff, W.W.S. Charters, D. Proctor, "Solar and wind induced external coefficients solar collectors", *Revue Internationale d'Heliotechnique*, 2nd Quarter, 1997, p. 56.
- [167]. J. Antonanzas, A. del Amo, A. Martinez-Gracia, A.A. Bayod-Rujula, F. Antonanzas-Torres, "Towards the optimization of convective losses in photovoltaic–thermal panels", *Solar energy*, 2015, vol. 116, pp. 323–336.
- [168]. S.R. Maadi, A.Kolahan, M. Passandideh-Fard, M. Sardarabadi, R. Moloudi, "Characterization of PVT systems equipped with nanofluids-based collector from entropy generation", *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 150, pp. 515–531.
- [169]. M.S. Buker, B. Mempoou, S.B. Riffat, "Experimental investigation of a building integrated photovoltaic/thermal roof collector combined with a liquid desiccant enhanced indirect evaporative cooling system", *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 101, pp. 239–254.
- [170]. S. Khanmohammadi, A. Shahsavari, "Energy analysis and multi-objective optimization of a novel exhaust air heat recovery system consisting of an air-based building integrated photovoltaic/thermal system and a thermal wheel", *Energy Conversion and Management*, 2018, vol. 172, pp. 595–610.
- [171]. A. Fudholi, M. Zohri, N.S.B. Rukman, N.S.Nazri, M. Mustapha, C.H. Yen, M. Mohammad, K. Sopian, "Exergy and sustainability index of photovoltaic thermal (PVT) air collector: A theoretical and experimental study", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, vol. 100, pp. 44–51.
- [172]. J.P. Holman, "Heat transfer", Metric ed., McGraw Hill, Singapore, 1989.
- [173]. A. Bejan, "Convection heat transfer". John Wiley & sons; 2013.
- [174]. T. Ma, M. Li, A. Kazemian, "Photovoltaic thermal module and solar thermal collector connected in series to produce electricity and high-grade heat simultaneously", *Applied Energy*, 2020, vol. 261, pp. 114380.
- [175]. M. Hissouf, M. Feddaoui, M. Najim, A. Charef, "Numerical study of a covered Photovoltaic-Thermal Collector (PVT) enhancement using nanofluids", *Solar Energy*, 2020, vol. 199, pp. 115–127.
- [176]. M. Li, D. Zhong, T. Ma, A. Kazemian, W. Gu, "Photovoltaic thermal module and solar thermal collector connected in series: Energy and exergy analysis", *Energy Conversion and Management*, 2020, vol. 206, pp. 112479.
- [177]. J.A. Duffie, W.A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, Wiley, 2006.
- [178]. K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek, "Design and modeling of a photovoltaic thermal collector for domestic air heating and electricity production", *Energy and Building*, 2013, vol. 59, pp. 21–28.
- [179]. F. Huide, Z. Xuxin, M. Lei, Z. Tao, W. Qixing, S. Hongyuan, "A comparative study on three types of solar utilization technologies for buildings: photovoltaics, solar thermal and hybrid photovoltaic/thermal systems", *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 140, pp. 1–13.
-

-
- [180]. M. Ahmed, A. Radwan, "Performance evaluation of new modified low-concentrator polycrystalline silicon photovoltaic/thermal systems", *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 149, pp. 593–607.
- [181]. O. Touaba, M.S. Ait Cheikh, M.A. Slimani, A. Bouraiou, A. Ziane, A. Necaibia, A. Harmim, "Experimental investigation of solar water heater equipped with a solar collector using waste oil as absorber and working fluid", *Solar Energy*, 2020, vol. 199, pp. 630–644.
- [182]. M.A. Dahmane, A. Malek, T. Zitoun, "Design and analysis of a BIPV/T system with two applications controlled by an air handling unit", *Energy Conversion and Management*, 2018, vol. 175, pp. 49–66.
- [183]. I. Guarracino, J. Freeman, A. Ramos, S.A. Kalogirou, N.J. Ekins-Daukes, C.N. Markides, "Systematic testing of hybrid PV-thermal (PVT) solar collectors in steady-state and dynamic outdoor conditions", *Applied Energy*, 2019, vol. 240, pp. 1014–1030.
- [184]. A. Fantoni, M. Vieira, R. Martins, "Simulation of hydrogenated amorphous and microcrystalline silicon optoelectronic devices", *Mathematics and computer in simulation*, 1999, vol. 49, pp. 381–401.
- [185]. Z. Liu, Y. Zhang, L. Zhang, Y. Luo, Z. Wu, J. Wu, Y. Yin, G. Hou, "Modeling and simulation of a photovoltaic thermal-compound thermoelectric ventilator system", *Applied Energy*, 2018, vol. 228, pp. 1887–1900.
- [186]. G.N. Tiwari, S. Dubey, *Fundamentals of photovoltaic Modules and Their applications*, Royal Society of Chemistry, Cambridge, 2010.
- [187]. L. Sahota, G.N. Tiwari, "Review on series connected photovoltaic thermal (PVT) systems: Analytical and experimental studies", *Solar Energy*, 2017, vol. 150, pp. 96–127.
- [188]. G.N. Tiwari, Md. Meraj, M.E. Khan, "Exergy analysis of N-photovoltaic thermal-compound parabolic concentrator (N-PVT-CPC) collector for constant collection temperature for vapor absorption refrigeration (VAR) system", *Solar Energy*, 2018, vol. 173, pp. 1032–1042.
- [189]. J. Wang, Y. Chen, N. Lior, W. Li, "Energy, exergy and environmental analysis of a hybrid combined cooling heating and power system integrated with compound parabolic concentrated-photovoltaic thermal solar collectors", *Energy*, 2019, vol. 185, pp. 463–476.
- [190]. A. Fudholi, N.F.M. Razali, M.H. Yazdi, A. Ibrahim, M.H. Ruslan, M.Y. Othman, K. Sopian, "TiO₂/water-based photovoltaic thermal (PVT) collector: Novel theoretical approach", *Energy*, 2019, vol. 183, pp. 305–314.
- [191]. E. Yandri, "Development and experiment on the performance of polymeric hybrid Photovoltaic Thermal (PVT) collector with halogen solar simulator", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2019, vol. 201, pp. 110066.
- [192]. <http://www.solar-med-atlas.org>.
- [193]. H. Jarimi, M. Nazari Abu Bakar, M. Othman, M. Hjdin, "Bi-fluid photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector: Experimental validation of a 2-D theoretical model", *Renewable Energy*, 2016, vol. 85, pp. 1052–1067.
-

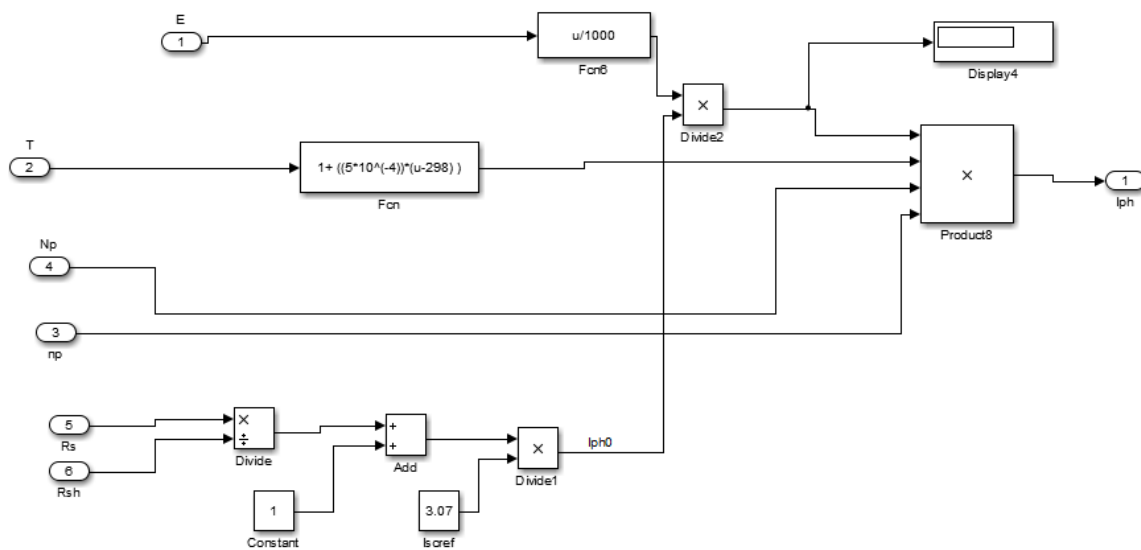
- [194]. B. Xiang, Y. Yuan, Y. Ji, X. Cao, J. Zhou, "Thermal and electrical performance of a novel photovoltaic-thermal road", *Solar Energy*, 2020, vol. 199, pp. 1-18.
- [195]. A.A. Alzaabi, N.K. Badawiyeh, H.O. Hantoush, A. K. Hamid, "Electrical/thermal performance of hybrid PV/T system in Sharjah, UAE", *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 2014, vol. 3, pp. 385-389.
- [196]. M. Lämmle, A. Oliva, M. Hermann, K. Kramer, W. Kramer, "PVT collector technologies in solar thermal systems: A systematic assessment of electrical and thermal yields with the novel characteristic temperature approach", *Solar Energy*, 2017, vol. 155, pp. 867–879.
- [197]. W. Pang, Q. Zhang, Y. Cui, L. Zhang, H. Yu, X. Zhang, Y. Zhang, H. Yan, "Numerical simulation and experimental validation of a photovoltaic/ thermal system based on a roll-bond aluminum collector", *Energy*, 2019, vol. 187, pp. 115990.

ANNEXES

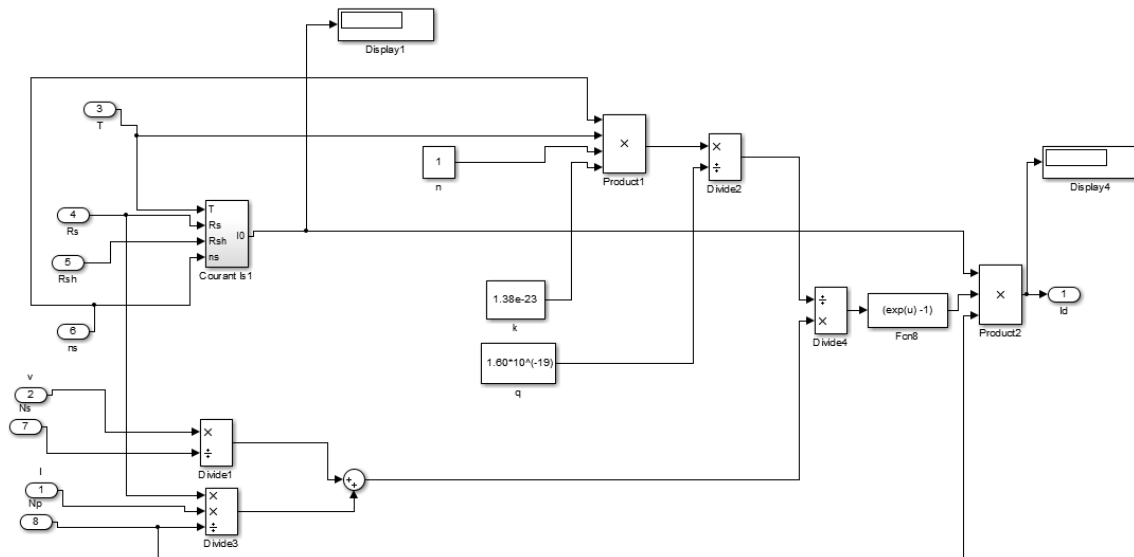
ANNEXES



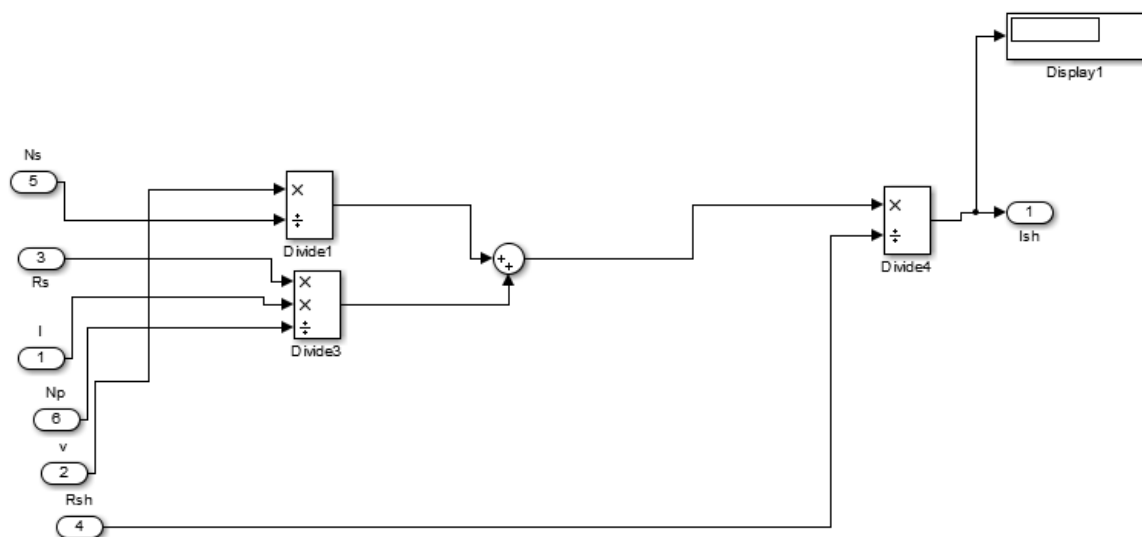
Annexe.1. Interface général du schéma électrique de calcul des caractéristiques I-V & P-V du GPV dans l'environnement MATLAB/Simulink



Annexe.2. Schéma électrique traduisant l'équation mathématique du courant photo-généré (I_{ph}) de la caractéristique I-V



Annexe.3. Schéma électrique traduisant l'équation mathématique du courant photo-généré (I_d) de la caractéristique I-V



Annexe.4. Schéma électrique traduisant l'équation mathématique du courant photo-généré (I_{sh}) de la caractéristique I-V