



HAL
open science

Modélisation aux éléments finis du refroidissement d'un module photovoltaïque intégré au bâtiment à l'aide de matériau à changement de phase

Pierre Dupuis

► **To cite this version:**

Pierre Dupuis. Modélisation aux éléments finis du refroidissement d'un module photovoltaïque intégré au bâtiment à l'aide de matériau à changement de phase. Sciences de l'ingénieur [physics]. 2019. dumas-02497463

HAL Id: dumas-02497463

<https://dumas.ccsd.cnrs.fr/dumas-02497463>

Submitted on 3 Mar 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Copyright



Travail de fin d'études

pour le diplôme d'ingénieur de l'École nationale des travaux publics de l'État

Année 2018-2019

Voie d'approfondissement :
Génie Civil

Soutenu le 05/09/2019

Devant le jury composé de :

- Président du Jury : Antonin Fabbri
- Maître de TFE : Mohammed El Ganaoui
- Expert : Rashid Bennacer

Par

Pierre Dupuis

**Modélisation aux éléments finis du refroidissement
d'un module photovoltaïque intégré au bâtiment à
l'aide de matériau à changement de phase**

LERMAB

Notice analytique

AUTEUR			
Nom	Dupuis		
Prénom	Pierre		
ORGANISME D'ACCUEIL			
Nom de l'organisme et Localité	Université de Lorraine - LERMAB IUT Henry Poincaré Longwy		
Nom du Tuteur	Mohammed El Ganaoui		
ANALYSE DU TFE			
Titre (français)	Modélisation aux éléments finis d'un module photovoltaïque intégré au bâtiment à l'aide de matériau à changement de phase		
Titre (anglais)	Finite element modeling of a building integrated photovoltaic module using phase change material		
Résumé (français)	<p>Le rendement photoélectrique des cellules photovoltaïques à base de silicium augmente lorsque la température diminue. L'objectif est de capter la chaleur du panneau photovoltaïque lors du changement de phase d'un matériau placé à l'arrière du panneau. La méthode des éléments finis a été utilisée pour modéliser le comportement thermique du panneau photovoltaïque et du MCP. Les résultats numériques ont été comparés à des résultats expérimentaux. Un dimensionnement a pu être proposé pour un module exposé au climat du Nord Est de la France. Le LHTES proposé est composé d'une épaisseur de 6 cm de paraffine et d'ailettes en aluminium espacées de 8 mm. Il permet une augmentation du rendement photoélectrique de 3 % et une baisse de la température moyenne des cellules photovoltaïques en fonctionnement de 7,31 °C.</p>		
Résumé (anglais)	<p>The photoelectric efficiency of silicon-based photovoltaic cells increases as the temperature decreases. The objective is to capture the heat of the photovoltaic panel during the phase change of a material placed at the back of the panel. The finite element method was used to model the thermal behavior of the photovoltaic panel and the PCM. The numerical results were compared with experimental results. A dimensioning could be proposed for a module exposed to the climate of the North East of France. The proposed LHTES consists of 6 cm paraffin and 8 mm spaced aluminum fins. It allows an increase in the photoelectric yield of 3 % and a decrease in the mean temperature of the photovoltaic cells operating at 7,31 °C.</p>		
Mots-clés (français, 5 maxi)	Photovoltaïque, MCP, ailettes, photoélectrique		
Mots-clés (anglais, 5 maxi)	BIPV, PCM, phase change, LHTES		
Termes géographiques (français)	France, Nord Est, Longwy		
COLLATION			
	Nb de pages	Nb d'annexes (nb de pages)	Nb de réf. biblio.
	125	7	75

Remerciements

Je voulais remercier le professeur Mohammed El Ganaoui pour m'avoir permis de réaliser mon travail de fin d'études au sein de l'antenne du LERMAB de Longwy et pour m'avoir apporté son aide pendant la réalisation de ce travail.

Je remercie le professeur Rashid Bennacer pour avoir accepté de donner un avis d'expert sur mon rapport.

Je remercie aussi le docteur Mourad Rahim pour avoir répondu à mes questions et pour m'avoir apporté son aide.

Je remercie l'entreprise Smartroof et plus particulièrement Mr Loede Herreweghe pour avoir mis à disposition des tuiles photovoltaïques sur la plateforme écochalet de l'IUT de Longwy.

Je remercie toute l'équipe de l'IUT de Longwy pour leur accueil au sein de leur établissement.

Sommaire

Remerciements	1
Table des illustrations	4
Liste des tableaux	8
Introduction	9
1. Etat de l'art sur le fonctionnement des panneaux photovoltaïques et leurs efficacités	11
1.1. Le rayonnement solaire	11
1.2. La conversion photoélectrique	13
1.3. Les différents types de cellules photovoltaïques	16
1.3.1. Silicium polycristallin	17
1.3.2. Silicium monocristallin	17
1.3.3. Silicium amorphe en couche mince	18
1.3.4. Les cellules multi-jonctions	18
1.3.5. Les cellules non-silicium	19
1.4. Propriétés d'un panneau photovoltaïque	19
1.4.1. Présentation des caractéristiques de la tuile photovoltaïque NeoSol de Smartroof	19
1.4.2. Compositions et propriétés des panneaux photovoltaïques	23
1.5. L'influence de la température sur la conversion photoélectrique	26
2. Thermofluidique des panneaux photovoltaïques	29
2.1. Les principes des stockages par chaleur sensible et thermochimique	29
2.1.1. Le stockage sous forme de chaleur sensible	30
2.1.2. Le stockage par réaction thermochimique	31
2.2. Les systèmes de refroidissement et réutilisation de la chaleur fatale issue des panneaux photovoltaïques	32
2.2.1. Les panneaux photovoltaïques-thermiques	32
2.2.2. « Flat-plate PV/T systems »	34
2.2.3. Les ailettes de refroidissement	38
2.2.4. Comparaison de différents systèmes de refroidissement	41
3. Les propriétés des matériaux à changement de phase	43
3.1. La théorie du changement de phase	43
3.2. Le stockage de chaleur latente	45
3.3. Les matériaux à changement de phase	47
3.3.1. Définition et propriétés des matériaux à changement de phase	47
3.3.2. Les grandes catégories de MCP	50
3.4. « Latent Heat Thermal Energy Storage » (LHTS ou LHTEs)	53
3.4.1. Les LHTS à ailettes	54

3.4.2. Les LHTS avec encapsulation du MCP	58
3.4.3. Les LHTS avec des nanoparticules	60
3.5. Les applications au domaine du bâtiment	61
3.5.1. Climatisation passive	62
3.5.2. Un mur trombe	64
3.5.3. Panneaux muraux de MCP	66
3.6. Les applications au domaine du photovoltaïque	66
4. Validation de la modélisation à l'aide de données expérimentales	69
4.1. Protocoles	69
4.1.1. Protocole expérimental de Huang et al. (50)	69
4.1.2. Protocole mis en place pour la modélisation	71
4.2. Résultats et interprétations	74
4.2.1. Espacement des ailettes : 4 mm	75
4.2.2. Espacement des ailettes : 8 mm	76
4.2.3. Espacement des ailettes : 12 mm	78
4.2.4. Espacement des ailettes : 24 mm	79
4.2.5. Espacement des ailettes : 33 mm	80
4.2.6. Comparaison des températures des plaques ensoleillées	81
4.3. Conclusion	83
5. Modélisation du cas des tuiles photovoltaïques	84
5.1. Modélisation du panneau photovoltaïque seul	84
5.1.1. Définition des conditions limites appliquées au panneau	84
5.1.2. Cas avec convection à l'arrière du panneau photovoltaïque	95
5.1.3. Cas sans convection à l'arrière du panneau photovoltaïque	98
5.2. Modélisation panneau photovoltaïque et LHTS à ailettes	104
5.2.1. Détermination de l'écartement optimal des ailettes	104
5.2.2. Détermination de l'épaisseur optimale de MCP	108
5.3. Comparaison refroidissements MCP+convection et convection seul	113
5.3.1. Résultats et interprétations	113
5.3.2. Conclusion	118
Conclusion	119
Bibliographie	121
Annexe	126
Annexe 1 : Propriétés paraffine RT26	126
Annexe 2 : Présentation théorie de la thermique non linéaire	127
Annexe 3 : Discrétisation de l'équation de la chaleur	130

Table des illustrations

Figure 1 : Graphique représentant l'irradiance solaire en fonction de la longueur d'onde du rayon lumineux	11
Figure 2 : Schéma représentant les différents types de rayonnements composants le flux solaire incident sur une surface (Charane (58))	12
Figure 3 : Schéma représentant les différences d'énergie que peuvent prendre les électrons dans le cas d'un isolant, d'un semi-conducteur et d'un conducteur (75)	14
Figure 4 : Schémas représentant les dopages de types p et n dans un matériau semi-conducteur (exemple du Silicium)	14
Figure 5 : Schéma de principe de la conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique (Abada (52))	16
Figure 6 : Classification des cellules photovoltaïques selon Abada (52)	17
Figure 7 : Schéma représentant le fonctionnement d'une cellule multi-jonctions (Petibon (61))	18
Figure 8 : Schéma représentant les dimensions de la tuile photovoltaïque NeoSolPan de Smartroof	20
Figure 9 : Photo représentant les tuiles de ventilation en haut du toit	21
Figure 10 : Photo représentant un toit en cours de couverture avec des tuiles NeoSolPan	21
Figure 11 : Schéma représentant la capacité de production des tuiles photovoltaïques en fonction de l'inclinaison et de l'orientation du toit	22
Figure 12: Schéma représentant les différentes couches d'une cellule photovoltaïque	23
Figure 13 : Schéma représentant un panneau photovoltaïque vue en coupe	24
Figure 14 : Schéma représentant le panneau PV et le dispositif expérimental de Stropnik et Stritih (73)	25
Figure 15 : Schéma représentant le panneau photovoltaïque modélisé numériquement	26
Figure 16: Graphique représentant le ratio du rendement électrique à une température T sur le rendement électrique à une température de référence T_{ref} de plusieurs types de cellules photovoltaïque à base de Silicium (Skoplaki et Palyvos (5))	27
Figure 17 : Graphique représentant l'intensité du courant en sortie de cellules PV composées de différents semi-conducteurs (Dhass et al. (63))	28
Figure 18 : Schéma représentant les différents moyens de stocker de l'énergie	29
Figure 19 : Graphique représentant la densité de stockage en fonction de la température pour différents procédés de stockage (64)	31
Figure 20: Classification des panneaux PV/T d'après Jia et al. (40)	33
Figure 21: Schémas de 4 dispositifs de refroidissement de panneau PV à air (Hegazy (43))	35
Figure 22 : Schémas de coupes transversales de flat plate PV/T à air et eau (Jia et al. (40))	37
Figure 23: Schéma représentant le principe de fonctionnement du thermosiphon (31)	37
Figure 24 : Photo représentant le dispositif de Bayrack et al. (47)	39
Figure 25: Diagramme de phase représentant une transformation incluant un changement de phase à la température T_f et sous pression atmosphérique (D. David (53))	43

Figure 26: Schémas représentant la température et le flux de chaleur en fonction du temps lors de la transformation dans le sens liquide vers solide (D. David (53))	44
Figure 27: Schéma représentant les changements d'états et la libération/récupération d'énergie associée (Laaouatni (12))	45
Figure 28: Graphique représentant le stockage d'énergie par chaleur sensible et par chaleur latente (Laaouatni (12))	46
Figure 29: Principe de classification des matériaux à changements de phase selon le mode de stockage d'énergie	47
Figure 30: Graphique représentant la chaleur latente de changement d'état (solide-liquide) en fonction de la température de fusion pour plusieurs matériaux (Cabezaa (34))	49
Figure 31: Tableau composé des MCP les plus courants disponibles sur le marché (Buddhi (54))	49
Figure 32 : Tableau représentant la température de fusion et la chaleur latente de fusion de MCP organiques non-paraffiniques (Sharma et al. (60))	51
Figure 33 : Tableau représentant la chaleur latente de fusion, la température de fusion de certaines paraffines (=alcanes) en fonction du nombre de carbones (Sharma et al. (60))	52
Figure 34 : Schéma représentant le dispositif modélisé en deux dimensions par Khatra et al. (32)	55
Figure 35 : Classification des différents modes d'encapsulation de MCP (Nazir et al. (68))	59
Figure 36 : Schéma représentant le principe de la microencapsulation (Nazir et al. (68))	60
Figure 37 : Classification des systèmes de refroidissement des bâtiments par (Waqas et Din (59))	62
Figure 38 : Schéma représentant le principe de stockage/déstockage de froid du système de "free cooling" avec PCM d'après Waqas et al. (59)	64
Figure 39 : Schéma de fonctionnement général d'un mur trombe	65
Figure 40: Système de stockage-déstockage d'énergie à l'aide de MCP et de la chaleur fatale produite par des panneaux PV	66
Figure 41 : Photos représentant le LHTS étudié par Huang et al. (50)	69
Figure 42 : Tableau représentant les propriétés thermiques et physiques des paraffines RT26 (57, voir annexe 1) et RT27 (56)	70
Figure 43 : Schéma représentant le maillage étudié lors de la modélisation de l'expérience de Huang et al. (50)	71
Figure 44 : Graphique représentant le dispositif modélisé informatiquement	72
Figure 45 : Graphique représentant la température de la face aluminium ensoleillée et au milieu de la couche de MCP dans les cas où il y a modélisation de la convection à l'avant et à l'arrière du dispositif ou seulement à l'arrière (écartement ailettes de 4 mm)	73
Figure 46: Graphiques représentant les résultats expérimentaux obtenus par Huang et al. (50) (haut) et les résultats de la modélisation numérique (bas) pour une épaisseur de MCP de 4 cm et un espacement des ailettes de 4 mm	75
Figure 47: Graphiques représentant les résultats de Huang et al. (50) (haut) et ceux de la modélisation pour un écartement entre ailettes de 8 mm	77
Figure 48: Graphiques représentant les résultats de Huang et al. (50) (haut) et ceux du modèle (bas) pour un écartement des ailettes de 12 mm	78
Figure 49 : Graphique représentant les résultats de Huang et al. (50) et ceux de la modélisation pour un écartement entre ailettes de 24 mm	80

Figure 50 : Graphiques représentant les résultats de Huang et al. (50) et ceux de la modélisation pour un écartement des ailettes de 33 mm _____	81
Figure 51 : Graphiques représentant les températures des plaques ensoleillées pour plusieurs valeurs d'écartements des ailettes d'après les résultats expérimentaux de Huang et al. (50) (haut) et de la modélisation numérique (bas) _____	82
Figure 52 : Schéma représentant le panneau PV modélisé et les conditions aux limites appliquées _____	84
Figure 53 : Graphique représentant différentes données (source NOAA) climatiques concernant la ville de Longwy et notamment l'amplitude thermique quotidienne moyenne _____	86
Figure 54 : Schéma représentant l'inclinaison idéale d'un panneau photovoltaïque pour un point situé à une latitude de 49°N (52) _____	87
Figure 55 : Graphique représentant la température et le flux imposé à la surface extérieure du panneau photovoltaïque _____	88
Figure 56 : Schéma représentant les circulations d'air dans un bâtiment équipé d'une paroi double-peaux, en fonctionnement hiver (à gauche) et été (à droite) _____	90
Figure 57: Schéma représentant le dispositif de C. Daverat (26) _____	91
Figure 58: Evolution du Nusselt local en fonction du Rayleigh modifié local _____	93
Figure 59: Graphiques représentant les lois que suivent le Nusselt en fonction de la valeur du nombre de Rayleigh modifié _____	93
Figure 60 : Tableau représentant les valeurs de plusieurs paramètres physiques de l'air et de l'eau à 20°C _____	94
Figure 61 : Graphique représentant différentes températures au sein du panneau PV avec convection à l'arrière _____	96
Figure 62 : : Température et gradient de température en fonction de l'épaisseur dans le panneau PV, avec convection à l'arrière _____	97
Figure 63 : Graphique représentant la température en fonction du temps dans le panneau PV avec la face arrière adiabatique _____	98
Figure 64 : Graphique représentant la température au sein du panneau PV en fonction du temps lorsqu'il n'y a pas de convection à l'arrière _____	99
Figure 65 : Graphique représentant la température et le gradient de température en fonction de l'épaisseur dans le panneau pour les cas avec et sans convection arrière _____	100
Figure 66 : Graphique représentant la température des cellules PV avec ou sans convection à l'arrière en fonction du temps _____	101
Figure 67 : Pourcentage d'augmentation du rendement électrique et pourcentage de diminution de la température des cellules PV en fonction du temps _____	103
Figure 68 : Comparaison de l'influence de plusieurs écartements entre ailettes (4, 8 et 12 mm) sur la température des cellules PV _____	105
Figure 69 : Graphique représentant la température à différentes heures de la journée en fonction de la profondeur avec 8 cm de MCP et un écartement des ailettes de 8 mm _____	107
Figure 70 : Température des cellules PV en fonction du temps et de l'épaisseur de MCP _____	109
Figure 71 : Graphique représentant la température au milieu de la couche de MCP en fonction du temps et de l'épaisseur de paraffine _____	110
Figure 72 : Graphique représentant le pourcentage de diminution de la température des cellules PV par rapport à la température de celles-ci lorsqu'il y a un panneau PV seul avec convection arrière _____	114

Figure 73 : Graphique représentant le pourcentage de diminution de la température des cellules PV pendant la période de production d'électricité et en fonction de l'épaisseur de MCP _____ 115

Figure 74 : Graphique représentant le gain de rendement électrique des cellules PV en fonction du temps et de l'épaisseur de MCP _____ 116

Figure 75 : Graphique représentant le gain électrique (en %) divisé par le nombre de centimètres de MCP à l'arrière du panneau PV _____ 117

Liste des tableaux

<i>Tableau 1 : Tableau représentant différentes caractéristiques des cellules PV à base de silicium que l'on trouve sur le marché</i>	19
<i>Tableau 2 : Tableau représentant des paramètres du panneau PV utilisé par (Bayrak et al. (47))</i>	24
<i>Tableau 3 : Tableau représentant certaines caractéristiques physiques et thermiques des matériaux constituant le panneau PV modélisé</i>	25
<i>Tableau 4 : Tableau représentant des mélanges eutectiques courants (Zeinelabdein et al.(70))</i>	51
<i>Tableau 5 : Tableau représentant la température et la température moyenne des cellules PV dans les cas d'un panneau PV seul avec ou sans convection</i>	102
<i>Tableau 6 : Tableau représentant la réduction de la capacité de stockage de chaleur à l'arrière du panneau PV en fonction de l'écartement entre ailettes</i>	106
<i>Tableau 7 : Tableau représentant l'heure à laquelle la température maximale des cellules PV est atteinte en fonction de l'épaisseur de MCP</i>	111
<i>Tableau 8 : Tableau représentant la température moyenne et la température moyenne pendant la phase de production d'électricité des cellules PV en fonction de l'épaisseur de MCP</i>	112
<i>Tableau 9 : Tableau représentant le pourcentage de diminution de la température, le gain de rendement électrique global et par centimètre moyens entre 8h00 et 16h00</i>	118

Introduction

Afin de diminuer l'impact sur l'environnement de la production d'énergie, il y a deux solutions : la diminution de la production d'énergie ce qui signifie faire des économies en consommant moins dans tous les domaines et l'augmentation de l'efficacité des systèmes de production déjà existants afin de produire plus d'énergie avec moins de ressources. Cependant, les besoins en énergie des pays développés ne se stabilisent pas et sont encore en augmentation. Les pays en développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien ce développement. La deuxième solution est de produire de l'énergie avec une plus faible émission de gaz à effet de serre. Le nucléaire et les énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien et l'hydraulique sont des sources d'énergies peu carbonées qui sont donc des candidats idéals pour remplacer les énergies fossiles qui engendrent des émissions de gaz à effet de serre. De plus, l'épuisement à l'échelle mondiale, l'instabilité des prix et la dépendance de certains pays envers d'autres pour se fournir en pétrole, gaz ou charbon ont motivés les recherches pour le développement de systèmes de production d'énergie nouveaux. Ainsi, les solutions permettant de diminuer l'impact environnemental des activités humaines sont de diminuer la consommation des récepteurs d'énergies, augmenter l'efficacité des moyens de productions actuels et développer des moyens de productions toujours moins carbonés.

Aujourd'hui nous disposons de ressources en énergies renouvelables inépuisables et nous sommes capables de les exploiter de plus en plus efficacement, facilement et de façon propre. Par exemple, l'énergie envoyée par le soleil à la Terre annuellement représente l'équivalent de plus de 10 000 fois la consommation d'énergie mondiale actuelle sous toute ses formes. Cependant, la conversion de ces énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, géothermie, ...) en énergies exploitables par les installations humaines (électricité, thermique notamment) a besoin d'être encore améliorée. En effet, les techniques d'extraction de la puissance de ces énergies doivent gagner en fiabilité (la constance dans le temps de l'apport énergétique de ces sources, réduction des aléas qui peuvent affecter la production d'énergie, ...), en compétitivité (les coûts des installations, de l'usage et du recyclage des matériaux peuvent être réduits) et en efficacité énergétique (l'augmentation des rendements énergétiques).

Au niveau mondial, 40 % de l'énergie consommée annuellement est utilisée dans le domaine du bâtiment et cette consommation d'énergie est responsable de l'émission d'un tiers des gaz à effet de serre. Une part importante de cette énergie est utilisée pour l'éclairage, le chauffage, la climatisation et l'air conditionné des bâtiments. Les solutions décrites précédemment peuvent s'appliquer au domaine du bâtiment. En effet, la réduction de la consommation des récepteurs d'énergie signifie, par exemple, améliorer l'isolation des bâtiments pour consommer moins d'énergie lors du chauffage et de la climatisation. L'augmentation de l'efficacité des moyens de production et particulièrement ceux qui dégagent peu de gaz à effet de serre peut se traduire par l'augmentation de l'efficacité de la production d'énergie thermique et électrique des panneaux solaire sur les bâtiments. La production d'énergie photovoltaïque est un bon exemple de production d'énergie peu carbonée car le temps de retour énergétique d'une installation photovoltaïque est compris entre 1,6 et 4,7 ans alors que des panneaux photovoltaïques peuvent fonctionner pendant plus de 20 ans.

De plus, le moyen le plus efficace pour un bâtiment isolé de produire l'énergie qui lui permettra de fonctionner est l'énergie solaire, qu'elle soit transformée en énergie électrique ou thermique.

Dans la suite, nous allons étudier une possibilité d'améliorer le rendement de panneaux photovoltaïques intégrés dans des tuiles de couverture de toit. L'efficacité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique diminue lorsque la température augmente et de nombreux travaux ont été réalisés afin d'étudier des systèmes permettant de diminuer la température de panneaux photovoltaïques.

Ici nous allons nous intéresser à un système de refroidissement faisant intervenir des matériaux à changements de phases (MCP). Les MCP sont déjà utilisés dans le domaine du bâtiment pour de nombreuses applications qui permettent le stockage et le déstockage de chaleur ou de froid. Depuis quelques années, leurs propriétés intéressent chercheurs et entreprises dans le refroidissement de panneaux photovoltaïques et ils viennent s'ajouter aux autres systèmes de refroidissement de panneaux PV déjà développés.

Problématique :

Dans quelles proportions un système de stockage de chaleur latente peut permettre de contrôler la température de cellules photovoltaïques d'un module solaire intégré dans un bâtiment ?

Pour cela nous nous intéresserons aux sujets suivants dans les différentes parties qui vont suivre :

- Dans la première partie, l'étude du fonctionnement des panneaux photovoltaïques est abordée, en passant par le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque ainsi que les différents types commercialisés et qui sont en cours de développement. Le rendement de conversion photoélectrique de ces cellules est aussi abordé ainsi que le lien avec la température.
- Dans la deuxième partie, nous étudierons les différents systèmes de refroidissement des panneaux photovoltaïques qui sont basés sur le stockage de chaleur sensible ou thermochimique.
- Dans la troisième partie, nous verrons les propriétés des matériaux à changements de phase ainsi que les différentes applications du stockage d'énergie thermique par chaleur latente dans le domaine du bâtiment et du photovoltaïque.
- La quatrième partie est la comparaison des résultats obtenus par la modélisation numérique développée dans cette étude et des résultats expérimentaux de la littérature. Cela permet de définir le domaine de validité du modèle. La modélisation a été réalisée à l'aide des logiciels GMSH pour le maillage et Code_Aster pour le calcul aux éléments finis.
- La cinquième partie contient l'étude du dimensionnement du LHTS à ailettes à appliquer à l'arrière des tuiles photovoltaïques sous le climat de Longwy afin d'avoir un refroidissement optimal.

1. Etat de l'art sur le fonctionnement des panneaux photovoltaïques et leurs efficacités

1.1. Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est composé de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultra-violet (0,2 μm) à l'infrarouge lointain (2,5 μm). Le flux solaire (aussi appelé éclairement solaire) est la quantité d'énergie solaire reçue par unité de temps et par unité de surface. Il est exprimé en W/m^2 . L'irradiation solaire est la quantité d'énergie solaire horaire fournie par le rayonnement incident par m^2 , elle est exprimée en J/m^2 .

Le rayonnement solaire reçu par la Terre est caractérisé par la constante solaire qui est communément prise égale à $1360 \text{ W}/\text{m}^2$. Cette constante représente la valeur du flux solaire à la surface de la portion d'atmosphère qui est perpendiculaire au Soleil. Cette portion n'est pas la même selon le moment de la journée et le jour de l'année en raison de l'inclinaison de la Terre et de sa rotation sur elle-même. En raison de l'absorption et de la diffusion de certains photons par les gaz de l'atmosphère (l'ozone et le dioxygène captent des photons qui ont une longueur d'onde se trouvant dans le domaine du visible et de l'ultra-violet, la vapeur d'eau et le dioxyde de carbone captent des photons avec une longueur d'onde plus grande (domaine de l'infrarouge)), cette valeur vaut $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ au niveau de la mer et le spectre est atténué et modifié.

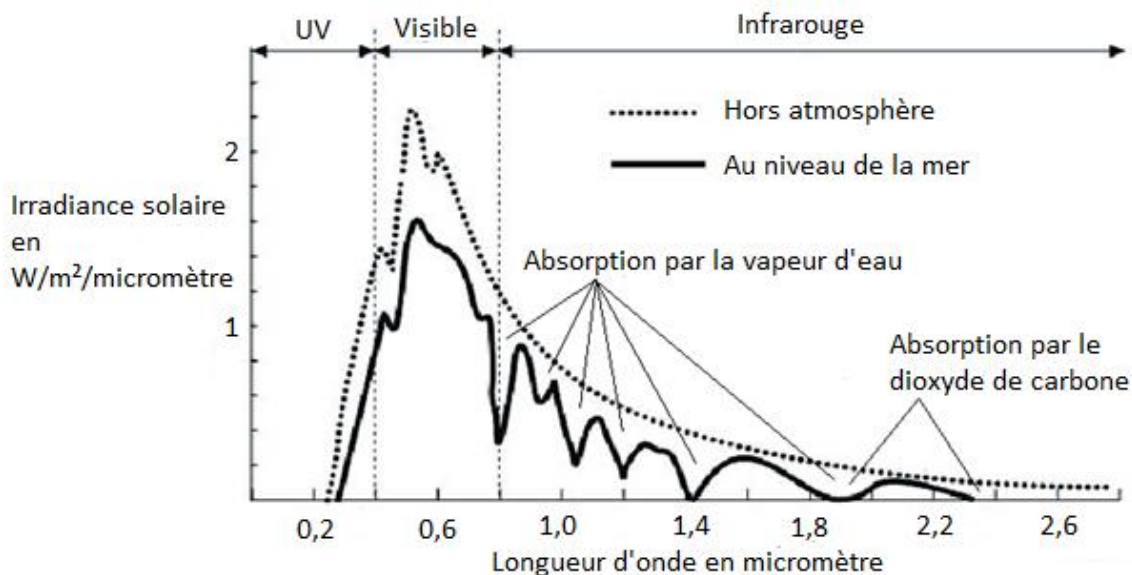


Figure 1 : Graphique représentant l'irradiance solaire en fonction de la longueur d'onde du rayon lumineux

Cependant, cette valeur de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ change en fonction de l'inclinaison des rayons du soleil par rapport au sol. Si l'angle de pénétration des rayons lumineux n'est pas 90° , la valeur de l'irradiation solaire est plus faible. Ainsi, plus l'angle de pénétration est faible, plus les rayons

lumineux auront une épaisseur d'atmosphère à traverser élevée et plus l'intensité du rayonnement arrivant au sol sera faible. Par exemple, si l'angle est de 48°, le flux solaire direct arrivant au sol est de 833 W/m² (61).

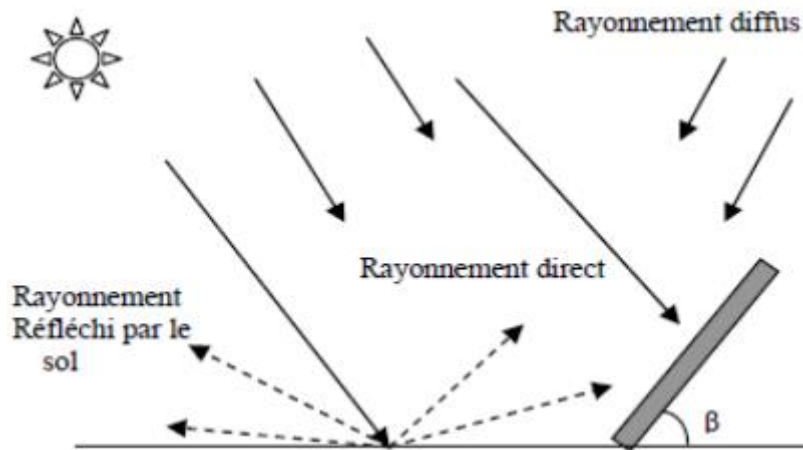


Figure 2 : Schéma représentant les différents types de rayonnements composant le flux solaire incident sur une surface (Charane (58))

Afin de connaître le rayonnement global reçu par une surface de sol, il faut ajouter le rayonnement diffus qui représente tous les rayons lumineux qui frappent une surface de sol et dont la trajectoire Soleil-sol n'est pas direct. Il représente tous les rayons réfléchis par l'atmosphère et le sol.

L'albédo est le pouvoir réfléchissant du sol et de l'atmosphère, il se calcule grâce au rapport énergie lumineuse réfléchie divisée par énergie lumineuse incidente. Il varie de 0 (où il n'y a pas de réflexion du tout, c'est un corps noir parfait) à 1 (où la réflexion est totale, c'est un miroir parfait). Une valeur de 0,2 correspond à un sol recouvert de végétaux.

L'énergie lumineuse fournie par le Soleil est portée par des porteurs de charges appelés photons. (51) Les électrons peuvent absorber l'énergie d'un photon dans certaines conditions. L'énergie transportée par un photon s'exprime par :

$$E = h * \nu = h * \frac{c}{\lambda}$$

Avec :

- E l'énergie du photon en J.
- ν la fréquence du photon
- c la célérité de la lumière en m/s
- λ la longueur d'onde du photon en m
- h la constante de Planck J.s

Ainsi plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande.

1.2. La conversion photoélectrique

La conversion photoélectrique est la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière.

Les électrons qui gravitent autour d'un noyau peuvent être des électrons de cœur, qui sont sûrs les couches d'électrons les plus proches du noyau et ne sont libérés qu'en mobilisant une grande quantité d'énergie. Les électrons sur les couches les plus externes sont appelés les électrons de valence et ce sont eux qui interviennent lors de l'établissement de liaisons chimiques entre les entités atomiques (atomes, ions, ...).

De plus, lorsqu'ils reçoivent une quantité d'énergie supérieure à un seuil, les électrons de valences peuvent devenir des électrons libres et ainsi ne plus être en orbite autour d'un noyau, ils sont arrachés. Les électrons libres sont ceux qui participent au courant au sein du matériau.

Dans un matériau isolant électrique parfait, tous les électrons sont de cœur ou de valence, il n'y a aucune circulation d'électrons au sein du matériau donc pas d'électrons libres. Dans un matériau conducteur d'électricité parfait, les électrons ont une plus grande énergie et sont quasiment libre de circuler dans tout le matériau entre les atomes.

Dans un matériau semi-conducteur, les électrons libres et les électrons de valences sont présents. Ce type de matériau a les mêmes caractéristiques électriques qu'un isolant mais la probabilité qu'un électron participe à un courant électrique est non négligeable (grâce à une élévation de température, l'application d'un champ magnétique ou à un choc photonique). Cependant, les propriétés des atomes composants ce matériau font que les électrons ne peuvent capter ou libérer qu'une quantité précise d'énergie pour passer de l'état de valence à celui de libre et inversement. Ainsi, les électrons de valences et les électrons libres sont séparés par un saut d'énergie appelé « gap ». C'est la taille de ce « gap » qui détermine à quelle catégorie appartient un matériau, plus il est grand, plus le matériau est un isolant électrique.

Le comportement des électrons au sein d'un matériau semi-conducteur est décrit par la théorie des bandes : les valeurs d'énergie que les électrons du matériau peuvent prendre sont comprises dans les bandes permises. Certaines valeurs d'énergies ne peuvent pas être prises par les électrons, ce sont les bandes d'énergies interdites. (Abada (52))

La bande de plus haute énergie qui est remplie d'électrons est la bande de valence. Les électrons de cette bande ne participent pas au phénomène de conduction.

La bande d'énergie permise suivante est appelée la bande de conduction. Cette bande est vide dans le cas d'un isolant et remplie à moitié dans le cas des métaux.

Ainsi les électrons libres (faisant partie de la bande de conduction) et les électrons de valence (faisant partie de la bande de valence) sont différenciés par leurs niveaux d'énergie. Les électrons libres ont un niveau d'énergie plus grand que les électrons de valence.

Un électron de valence devient un électron libre que si l'énergie qui lui est apportée est supérieure ou égale au « gap » (= bande d'énergie interdite entre la bande de valence et la bande de conduction). Dans le cas du photovoltaïque, cette énergie permettant de franchir le « gap » est apportée par un photon et l'énergie contenue dans le photon doit être supérieure ou égale à la différence entre l'énergie de la bande de conduction et de la bande de valence.

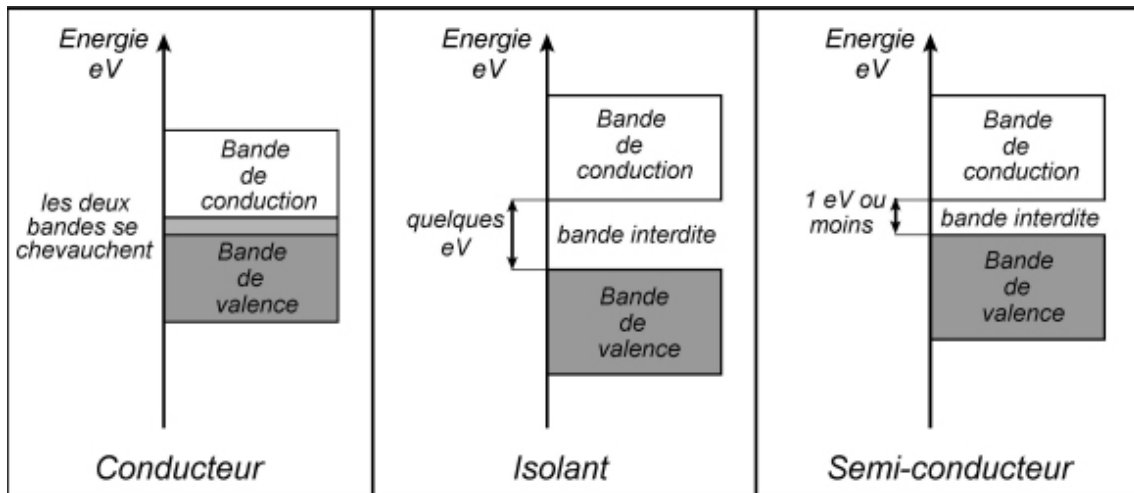


Figure 3 : Schéma représentant les différences d'énergie que peuvent prendre les électrons dans le cas d'un isolant, d'un semi-conducteur et d'un conducteur (75)

Lorsqu'un électron de valence capte assez d'énergie pour devenir un électron libre, il laisse un vide d'énergie dans la couche de valence quittée, ce phénomène s'appelle la création d'une paire « electron-hole ». Cependant, l'électron libre ainsi créé trouve rapidement un « trou » dans un semi-conducteur et l'énergie du photon est dissipée rapidement lorsque l'électron libre redevient un électron de valence. En effet, pour redevient un électron de valence, un électron libre dissipe une partie de son énergie pour franchir le « gap » dans l'autre sens. Dans une cellule photovoltaïque, le but est de séparer les trous et les électrons libres chacun à une extrémité du matériau, ce qui permettra la mise en place d'une tension entre deux pôles au sein du matériau.

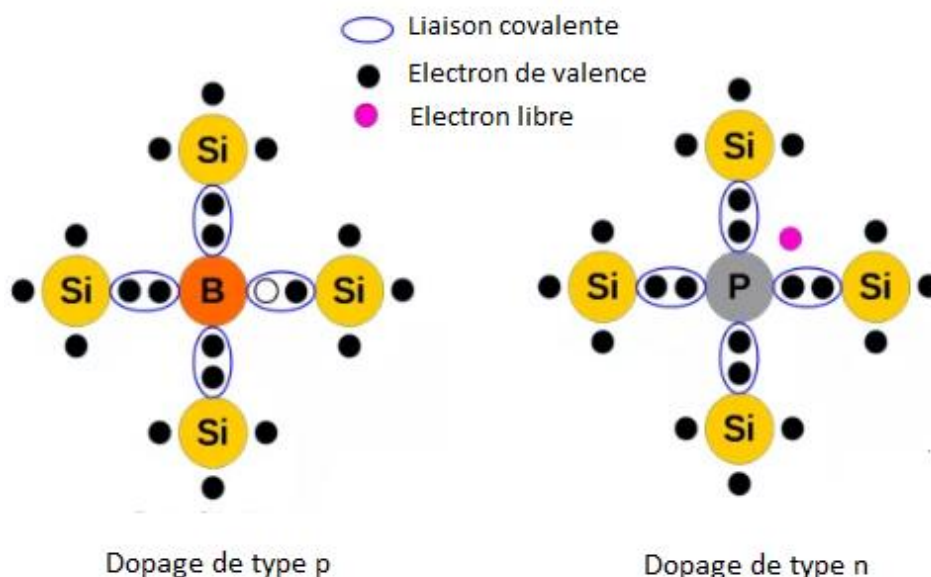


Figure 4 : Schémas représentant les dopages de types p et n dans un matériau semi-conducteur (exemple du Silicium)

Le matériau semi-conducteur le plus utilisé dans les panneaux photovoltaïques est le silicium car il est abondant, accessible (donc peu cher) et non toxique contrairement au cadmium et au sélénium. Il a 4 électrons de valence et peut donc former 4 liaisons.

Cependant, si une partie du Silicium est remplacée par du Bore qui a seulement 3 électrons de valence alors un des électrons du Silicium ne pourra pas réaliser de liaison, il y aura donc un « trou » au niveau de cet électron (matériau dopé de type p). Ainsi, il y a moins d'électrons libres que dans une couche de Si pure car tous les électrons sont de valences.

Ensuite, si une partie du Silicium n'est plus remplacé par du Bore mais par du Phosphore qui a 5 électrons de valence, alors il y aura un électron du phosphore qui ne pourra pas établir de liaison, cet électron fera partie des électrons libres (matériau dopé de type n). Dans ce volume de matériau, il y a plus d'électrons libres que dans une couche de Si pure.

Maintenant, si deux matériaux p et n sont mis en contact, on forme une jonction P-N. Sur la jonction P-N, il va se créer une zone où les électrons libres de la zone n vont se lier aux « trous » de la zone p, elle est appelée la zone d'épuisement. Dans cette zone il n'y a plus d'électron libre car ils sont tous dans un trou. Mais maintenant, il y a plus d'électrons que de protons dans la zone p car les électrons qui sont venus remplir les trous proviennent de la zone n. A contrario, il y a plus de protons que d'électrons dans la zone n. Ainsi, il y a un champ électrique qui s'établit entre la zone p et la zone n.

La zone n est chargée positivement et la zone p est chargée négativement. Ce champ fonctionne comme une diode, il n'autorise le passage des électrons et des trous que dans un sens. Les électrons se dirigent vers la zone chargée positivement donc ils ne peuvent se déplacer que de la zone p vers la zone n. Les trous se déplacent dans l'autre sens, de la zone n vers la zone p. La zone d'épuisement au niveau de la jonction P-N empêche les électrons et les trous d'aller dans le sens inverse à cause du champ électrique.

Lorsque cette structure est exposée à la lumière du soleil, les photons frappent les électrons et créent une paire d'électron-trou et sous l'effet de ce champ électrique, les deux entités se séparent, le trou migre vers la zone p et l'électron libre migre vers la zone n.

Ainsi, la zone n devient une zone chargée négativement car elle accueille les électrons qui migrent vers elle et la zone p est chargée positivement.

Les électrons libres et les trous parcourent le matériau dans des sens différents mais leurs déplacements s'arrêtent lorsqu'ils rencontrent leurs opposés (le trou pour l'électron et l'électron pour le trou). Le seul endroit où ils ne rencontrent pas leurs opposés, c'est au niveau de la zone d'épuisement. Donc un électron libre crée dans cette zone a de grande chance de pouvoir rejoindre la zone n sans rencontrer de trou alors qu'ailleurs dans le matériau, il a plus de chance de rencontrer un trou et se combiner avec lui.

Le rendement de la conversion photoélectrique est assez faible car la probabilité de rencontre entre un photon et un électron est faible et les photons dont l'énergie peut être transformée en énergie électrique sont peu nombreux. En effet, tous les photons qui ont une énergie inférieure au « gap » du matériau ne pourront pas arracher d'électrons donc leur énergie sera convertie en chaleur et non en électricité. Ensuite, plus le « gap » est grand, moins il y aura de photons exploitables pour la conversion photoélectrique mais plus la tension aux bornes de la cellule sera grande, rendant plus facile l'exploitation de l'énergie électrique. Inversement si le « gap »

est petit, il y aura beaucoup de photons qui pourront produire du courant mais une faible tension aux bornes de la cellule.

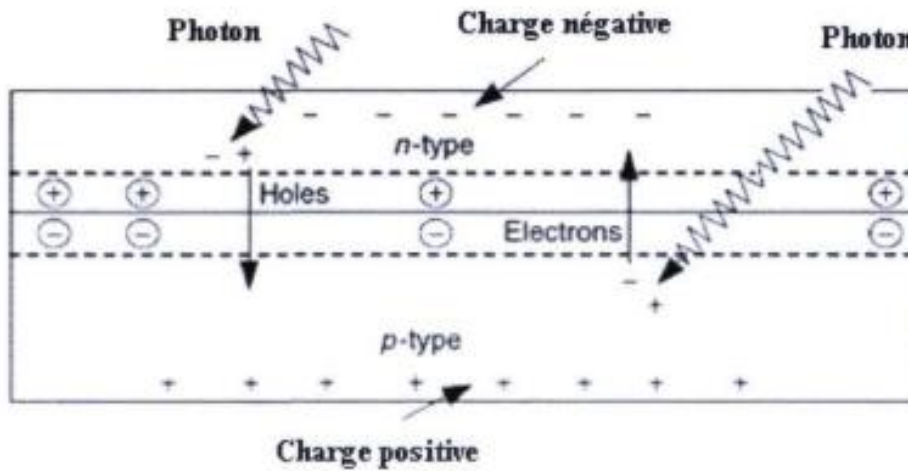


Figure 5 : Schéma de principe de la conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique (Abada (52))

En conclusion, il a été montré que le rendement maximal d'une cellule avec un seul matériau était de 31 % avec un « gap » de 1,4 eV (Petibon (61)). Le silicium a un « gap » de 1,12 eV et le rendement maximal théorique est de 29 %.

Afin de récupérer l'électricité générée dans la cellule, le dessus et le dessous de celle-ci doivent être recouvert de contacts métalliques.

1.3. Les différents types de cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs familles de cellules photovoltaïques, les plus répandues sont à base de silicium cristallin : silicium monocristallin, silicium polycristallin et silicium en couches minces. Les cellules à base de silicium cristallin représentent 90 % du marché mondial.

Les rendements des cellules renseignés dans ce paragraphe sont obtenus en prenant en compte le rayonnement direct et le rayonnement diffus à une altitude de 0 m et avec un angle de pénétration des rayons lumineux de 48° sous une température fixe de 25 °C. Le flux solaire reçu moyen pendant les tests est de 1000 W/m².

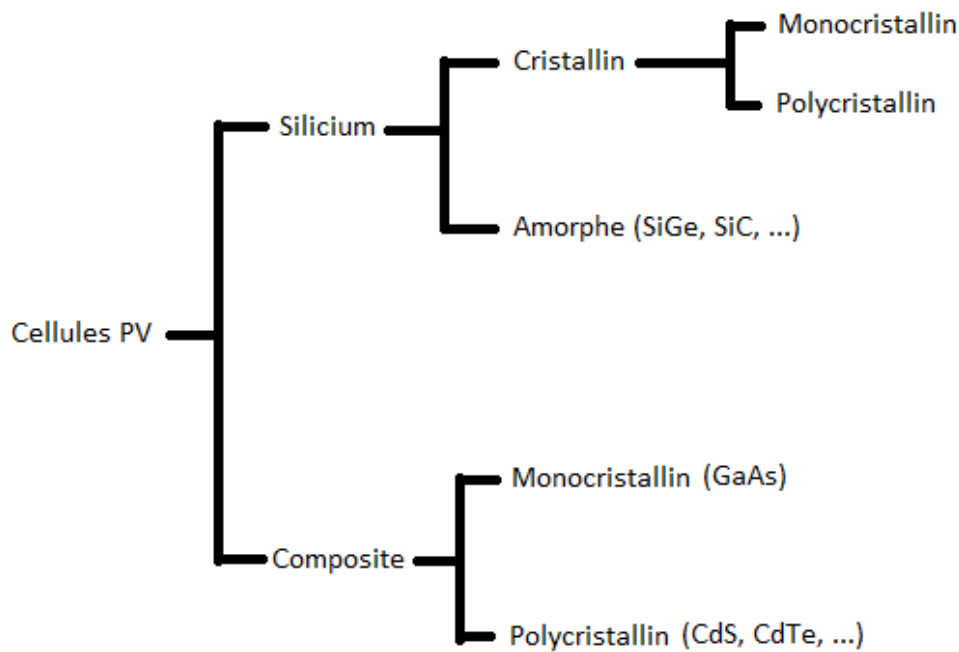


Figure 6 : Classification des cellules photovoltaïques selon Abada (52)

1.3.1. Silicium polycristallin

Lors du refroidissement du silicium, il y a formation de plusieurs cristaux qui seront ensuite découpés pour former des cellules photovoltaïques contenant plusieurs cristaux. C'est la cellule qui offre le meilleur rapport qualité/prix. L'efficacité électrique de ces cellules est en moyenne de 15 %. Le rendement record en laboratoire est de 19,8 %.

1.3.2. Silicium monocristallin

Lors de son refroidissement, le silicium forme un seul gros cristal qui sera ensuite découpé pour former des cellules photovoltaïques avec un seul gros cristal à l'intérieur. Afin d'obtenir un arrangement parfait des cristaux, un bloc de silicium précristallisé à la manière souhaitée est introduit dans le volume de silicium en fusion. Ensuite, le silicium va cristalliser autour de ce bloc en gardant le même arrangement cristallin (méthode de Czochralski). Ainsi, les atomes sont arrangés parfaitement au sein de la cellule. Ce qui lui confère une efficacité électrique un peu supérieure à celle des cellules polycristallines, elle est en moyenne de 19 % et les valeurs sont comprises entre 12 et 20 %. Le record en laboratoire est de 24,7 %. (Petibon (61))

Le prix de ces cellules est plus élevé que les polycristallines car le silicium doit être très pur et l'énergie nécessaire à leur fabrication est plus élevée.

Les cellules à base de silicium poly ou monocristallin ont une surface de 210 mm x 210 mm et une épaisseur de centaines de micromètres (en moyenne 200 micromètres).

1.3.3. Silicium amorphe en couche mince

Lorsque le silicium se transforme, il produit un gaz et ce gaz est projeté sur une feuille de verre et cela forme des cellules de silicium amorphe en couche mince. Les atomes sont organisés de façon aléatoire sur la surface, ce qui lui donne des propriétés semi-conductrices assez faibles. L'efficacité électrique de ces cellules est comprise entre 7 et 10 %.

L'épaisseur de ces cellules est de l'ordre du micromètre alors que l'épaisseur des cellules cristallines est de l'ordre d'une centaine de micromètres. Elles sont utilisées lorsque la puissance électrique demandée est faible, par exemple pour les montres ou les calculatrices solaires.

Les cellules en couches minces gardent une bonne efficacité électrique sous un rayonnement diffus (temps nuageux) alors que les cellules cristallines sont plus efficaces lorsqu'elles sont soumises à un rayonnement direct.

De plus, il existe d'autres types de cellules photovoltaïques à couches minces qui ne sont pas basées sur le silicium. Par exemple les cellules CIS (cuivre-indium-sélénium) sont composées de matériaux qui sont plus faciles à extraire que le silicium et l'efficacité électrique de ces cellules est légèrement supérieure : de 9 à 11 %.

1.3.4. Les cellules multi-jonctions

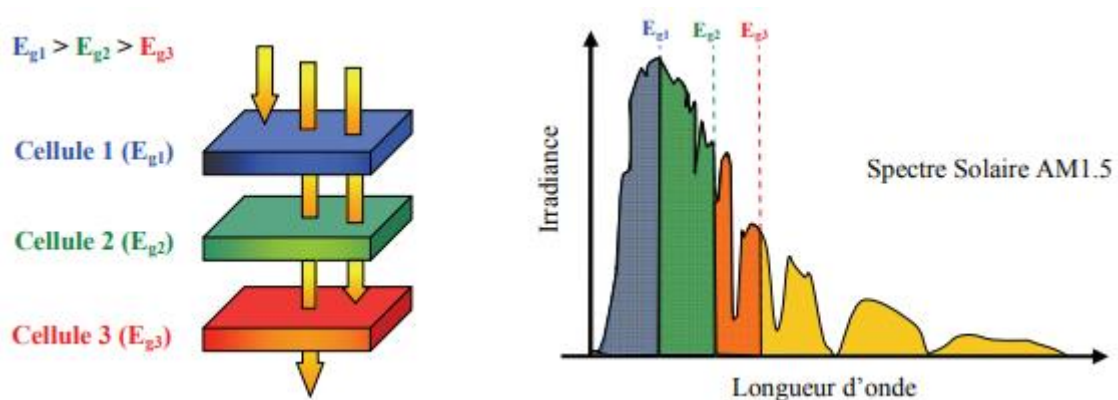


Figure 7 : Schéma représentant le fonctionnement d'une cellule multi-jonctions (Petibon (61))

Sur le schéma précédent, E_g représente l'énergie du « gap » des matériaux semi-conducteurs bleu, vert et rouge.

Une cellule multi-jonctions permet d'exploiter l'énergie d'un plus grand nombre de photons et de conserver une grande tension aux bornes de la cellule. Les photons doivent traverser en premier le matériau avec le plus grand « gap » puis des matériaux avec des « gaps » de plus en plus faibles. Ainsi, une plus grande partie du spectre solaire peut être exploitée et les rendements sont significativement supérieurs aux cellules à une seule jonction. Des rendements de plus de 40 % ont déjà été observés et une cellule à triple jonction peut atteindre des rendements de plus de 30 %.

Le frein au développement de ces cellules est pour l'instant leur coût très supérieur aux cellules à une seule jonction à base de silicium.

1.3.5. Les cellules non-silicium

Le tellure de cadmium et les alliages cuivre-indium / gallium-sélénium sont les matériaux semi-conducteurs les plus répandus après le silicium. Ils sont mieux adaptés que le silicium à l'application en couches minces et ils permettent d'obtenir des rendements de 19,9 % en laboratoire et de 12 % pour les modules commerciaux.

Pour conclure, les différentes cellules photovoltaïques vues précédemment ont des caractéristiques différentes et des rendements différents mais elles trouvent toutes leurs applications dans la production d'électricité. Cependant, nous pouvons relever une différence qui nous intéressera par la suite, les cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin ont une baisse de rendement de conversion de 0,45 % par augmentation de la température de 1°C (61). Alors que les cellules de silicium amorphe en couches minces ont une augmentation de 0,175 % de leur rendement par augmentation de la température de 1°C.

Technologie	Rendement de conversion	Influence température	Prix/Wc
monocristallin	19 % (12 à 20 %)	-0,442 % par °C	3,13 €/Wc
polycristallin	15%	-0,416 % par °C	2,95 €/Wc
amorphe	7 à 10 %	+ 0,175 % par °C	2,35 €/Wc

Tableau 1 : Tableau représentant différentes caractéristiques des cellules PV à base de silicium que l'on trouve sur le marché

1.4. Propriétés d'un panneau photovoltaïque

1.4.1. Présentation des caractéristiques de la tuile photovoltaïque NeoSol de Smartroof

Les tuiles sont fabriquées avec du polypropylène recyclé haute performance, il y en a une épaisseur de 62,7-5,5=57,2 mm dans chaque tuile et le panneau solaire (ou module BIPV (Building Integrated Photovoltaic)) a une épaisseur de 5,5 mm. La surface exposée aux rayons du soleil est de 312mm x 265mm. Il est recouvert par une plaque en verre trempé pour le protéger des chocs et de la grêle. Le panneau est équipé de cellules monocristallines de Silicium.

La puissance électrique produite par les panneaux photovoltaïques est de 125 Wc/m^2 . Les installations comportent $9,6 \text{ tuiles/m}^2$. De plus, une tuile pèse $1,6 \text{ kg}$ et la dimension totale de celle-ci est de $468 \text{ mm} \times 356 \text{ mm} \times 63 \text{ mm}$.

Ces tuiles, comme beaucoup de systèmes de production d'électricité par conversion photoélectrique, ont une durée de vie très longue. En effet, le constructeur garantit que sur 10 ans, la puissance électrique produite restera supérieure à 90 % de la puissance initiale et 80 % au bout de 20 ans.

De plus, les propriétés du panneau photovoltaïque ne sont pas altérées tant que la température extérieure reste dans une plage de température de service comprise entre $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ et $85 \text{ }^\circ\text{C}$. La plage de températures de fonctionnement des panneaux photovoltaïques est comprise entre $-20 \text{ }^\circ\text{C}$ et $40 \text{ }^\circ\text{C}$. Le taux d'hygrométrie doit être à 90 %.

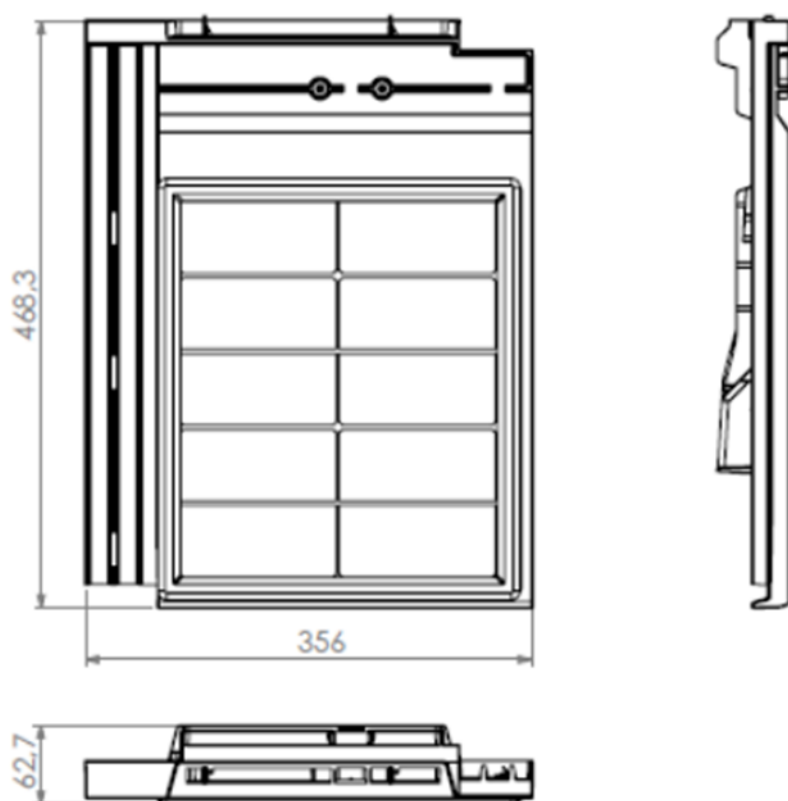


Figure 8 : Schéma représentant les dimensions de la tuile photovoltaïque NeoSolPan de Smartroof

On peut voir sur la figure 8 qu'un canal de ventilation est aménagé à l'arrière du panneau photovoltaïque, c'est un système de ventilation qui est basé sur la convection naturelle et le fait que l'air en se réchauffant devient moins dense. Ainsi l'air chaud a tendance à s'élever en altitude. L'air circule dans ce canal en entrant par le bas, à cet endroit l'air est froid et est ensuite

chauffé à l'arrière des tuiles puis évacué au niveau des tuiles de ventilation disposés tout en haut du toit, sur le faîte.



Figure 9 : Photo représentant les tuiles de ventilation en haut du toit

Cependant, on peut déjà voir un problème poindre avec ce système de refroidissement : la surface moyenne de tuiles photovoltaïques mise en place par l'entreprise Smartroof est de 30 m² par toit, ce qui fait en moyenne une longueur de tuiles de 4 mètres. Donc lorsque les tuiles qui sont situés en bas du toit vont chauffer l'air qui est derrière elles, cet air va s'élever et va passer derrière les tuiles qui sont situées plus haut. Ainsi, plus la tuile a une position haute dans le toit, plus l'air qui est en contact avec son dos est chaud et moins le refroidissement est efficace. De plus, si la température extérieure est très élevée, l'air qui va passer derrière les tuiles sera lui aussi très chaud et le refroidissement des panneaux solaires sera peu efficace.



Figure 10 : Photo représentant un toit en cours de couverture avec des tuiles NeoSolPan

Afin d'avoir une capacité de production la plus grande possible, Smartroof recommande de positionner ses tuiles sur un toit avec une pente minimale de 12° et orienté vers le Sud. D'après le schéma suivant qui est valable pour des latitudes allant du Nord Est de la France au Nord de la Belgique, la production maximale d'électricité est réalisée pour une inclinaison d'une trentaine de degrés et une orientation plein Sud. Cette valeur d'inclinaison prend en compte le fait que les rayons du soleil ne peuvent pas être perpendiculaire au panneau photovoltaïque toute l'année à cause de l'inclinaison de la Terre.

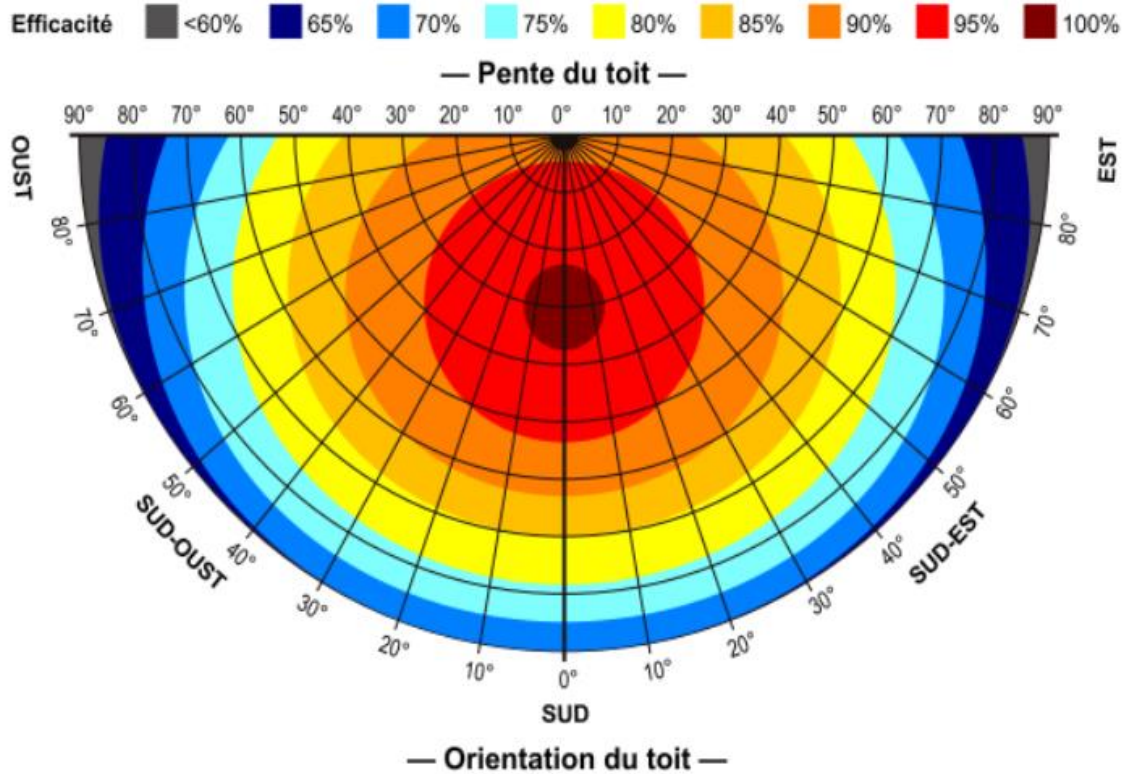


Figure 11 : Schéma représentant la capacité de production des tuiles photovoltaïques en fonction de l'inclinaison et de l'orientation du toit

Cependant, les tuiles photovoltaïques sont installées sur des toits qui n'ont pas forcément été pensés pour accueillir un système de conversion d'énergie photovoltaïque donc les tuiles s'adaptent au toit sur lequel elles sont posées et pas l'inverse.

1.4.2. Compositions et propriétés des panneaux photovoltaïques

Un panneau photovoltaïque est un assemblage de cellules photovoltaïques montées en série, pour augmenter la tension, et en parallèle, pour augmenter l'intensité du courant.

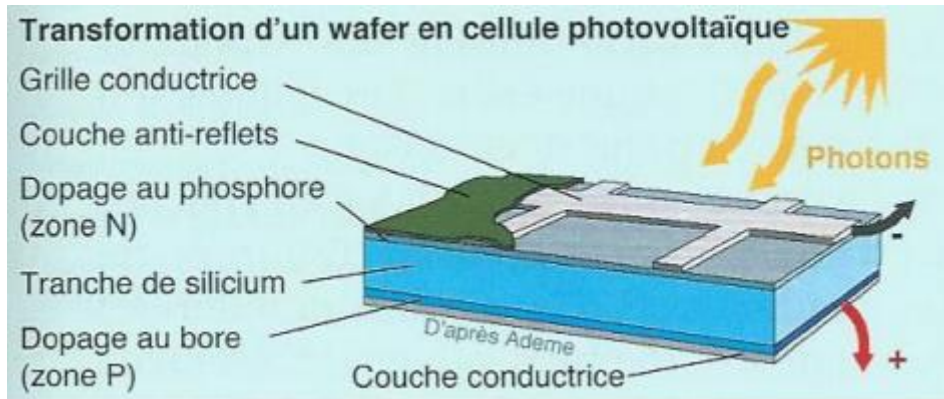


Figure 12: Schéma représentant les différentes couches d'une cellule photovoltaïque

La tranche de Silicium que l'on peut voir sur la figure 12 a une épaisseur d'environ 200 μm (21). Ensuite, les cellules photovoltaïques sont enrobées dans différents matériaux pour former des panneaux photovoltaïques :

- Une plaque de verre qui sert de protection mécanique et a une épaisseur d'en moyenne 3-4 mm.
- Une couche d'EVA (Ethyl Vinyl Acetate) qui va permettre d'augmenter le rendement des cellules photovoltaïques car cette couche blanche permet de réfléchir les photons qui n'ont pas été captés par les cellules lors de leur première arrivée. Cette couche est en réalité disposée de part et d'autre de la couche de cellules photovoltaïques, la couche d'EVA joue alors un rôle d'encapsulant et piège au maximum les photons à l'intérieur, c'est-à-dire au contact des cellules photovoltaïques. L'EVA est un polymère issu de la polymérisation de l'éthylène et de l'acétate de vinyl. (23)
- Un film de polymère qui peut être composé de polyester comme le polyéthylène téréphtalate ou encore le Tedlar qui est le matériau le plus répandu. C'est un film de polyvinyl de fluorure et dont les fibres sont orientées.
- Certains matériaux peuvent être rajoutés entre la dernière couche d'EVA et le film de polymère, par exemple des matériaux métalliques (aluminium) permettant d'empêcher le développement de mousse en faisant une barrière. Des couches de matériaux opacifiants peuvent aussi être installés derrière le film de polymère.

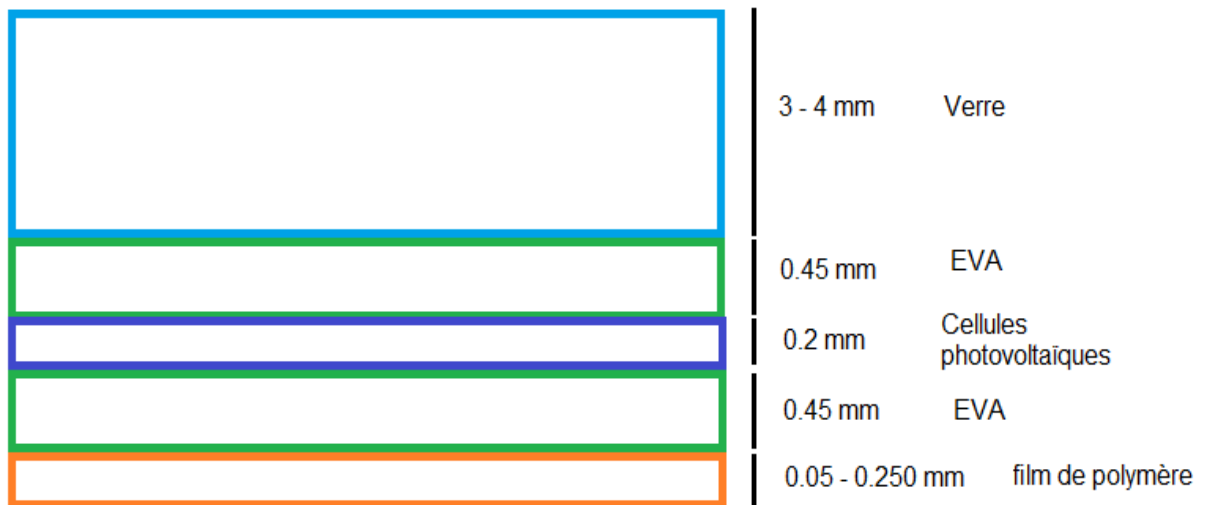


Figure 13 : Schéma représentant un panneau photovoltaïque vue en coupe

Exemple de composition d'un panneau PV trouvé dans la littérature avec des cellules à structure polycristalline de 75 W :

Paramètres	Valeurs	Conductivité thermique en W/(m.K)
Dimensions d'un module PV	770 x 670 x 25 mm	
Dimensions d'une cellule PV	156 x 78 mm	
Epaisseur du verre de protection	3,2 mm	1
Epaisseur de l'EVA	0,5 mm	0,36
Epaisseur des cellules PV	0,3 mm	102
Epaisseur du Tedlar	0,35 mm	0,04

Tableau 2 : Tableau représentant des paramètres du panneau PV utilisé par (Bayrak et al. (47))

Afin de modéliser un panneau photovoltaïque qui est le plus proche d'un panneau réel et d'en même temps avoir une composition proche du panneau photovoltaïque inclut dans les tuiles, on se basera sur les compositions des panneaux PV trouvées dans la littérature. Notamment celle qu'ont utilisé Stropnik et Stritih (73) dans leur étude (voir figure 14) car l'épaisseur de leur panneau est de 5 mm et l'épaisseur du panneau PV inclut dans les tuiles est de 5,5 mm. De plus, il est composé de cellules de silicium monocristalline comme dans les tuiles.

Exemple de panneau PV trouvé dans la littérature avec des cellules de silicium à structure monocristalline :

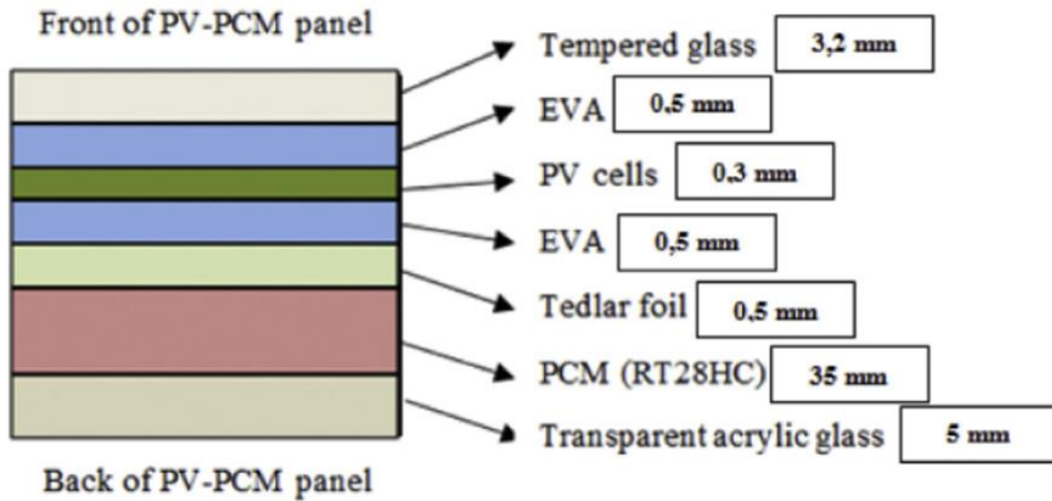


Figure 14 : Schéma représentant le panneau PV et le dispositif expérimental de Stropnik et Stritih (73)

Les propriétés des matériaux choisies pour la modélisation sont récapitulées dans le tableau suivant :

	Conductivité thermique (en W/(m.°C))	Masse volumique (en kg/m ³)	Capacité thermique massique (en J/(kg.°C))
Verre	1	2500	720
EVA	0,13	958	1413
Cellules PV	0,036	2300	650
Tedlar	0,04	1450	1050

Tableau 3 : Tableau représentant certaines caractéristiques physiques et thermiques des matériaux constituant le panneau PV modélisé

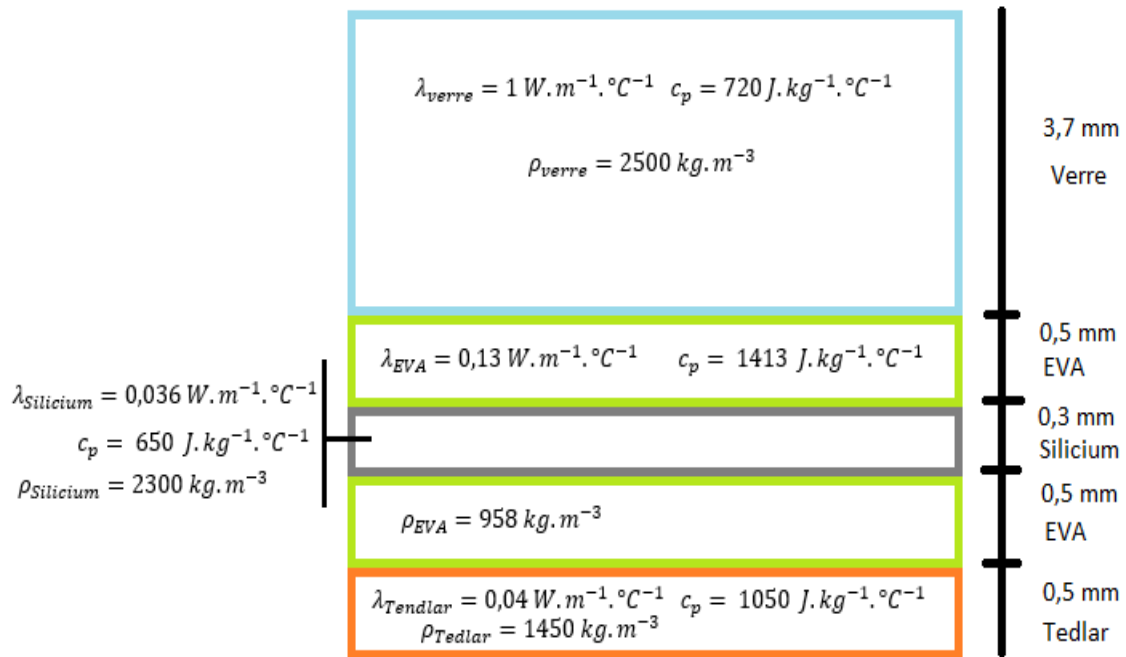


Figure 15 : Schéma représentant le panneau photovoltaïque modélisé numériquement

1.5. L'influence de la température sur la conversion photoélectrique

La température des cellules photovoltaïques joue un rôle central dans le processus de conversion photoélectrique. L'efficacité électrique et la puissance produite dépendent linéairement de la température des cellules, ils décroissent lorsqu'elle augmente. La puissance électrique peut diminuer de 0,2 à 0,5% par augmentation de 1°C de la température des cellules PV. (Salem et al. (37))

Les résultats présentés dans la figure 16 ont été obtenus avec des valeurs de $T_{ref}=25^\circ\text{C}$, $\beta_{ref}=0.0041^\circ\text{C}^{-1}$ et $\eta_{Tref}=0.15$ pour les panneaux solaires m-Si (ou mono-Si, ce sont des cellules de Silicium monocristalline). La figure 16 montre que plus la température des cellules photovoltaïques augmente plus le rendement électrique diminue, l'étude de Evans et Florschuetz (1977) a d'ailleurs montré que le rendement électrique pouvait être relié à la température grâce à la relation : $\eta_T = \eta_{Tref}(1 - \beta_{ref}(T - T_{ref}))$. Ainsi, on peut calculer que pour les cellules photovoltaïques mono-Si, le rendement électrique diminue de :

$$\frac{\eta_{Tref+1} - \eta_{Tref}}{\eta_{Tref}} = \frac{\eta_{Tref}(1 - \beta_{ref}((T_{ref} + 1) - T_{ref})) - \eta_{Tref}}{\eta_{Tref}} = -\beta_{ref}$$

Donc à chaque fois que la température augmente de 1°C, le rendement électrique diminue de $\beta_{ref} = \frac{1}{T_0 - T_{ref}}$ avec T_0 , la température à laquelle le rendement électrique vaut 0. Ici, le rendement des panneaux diminue de 0.41% à chaque fois que la température augmente d'1°C. En sachant que le rendement électrique d'un panneau photovoltaïque oscille entre 6 et 20 % (Dubey et al. (6)). Dans le cas de l'étude de Evans and Florschuetz (1977), le rendement électrique à 25°C était de 15%.

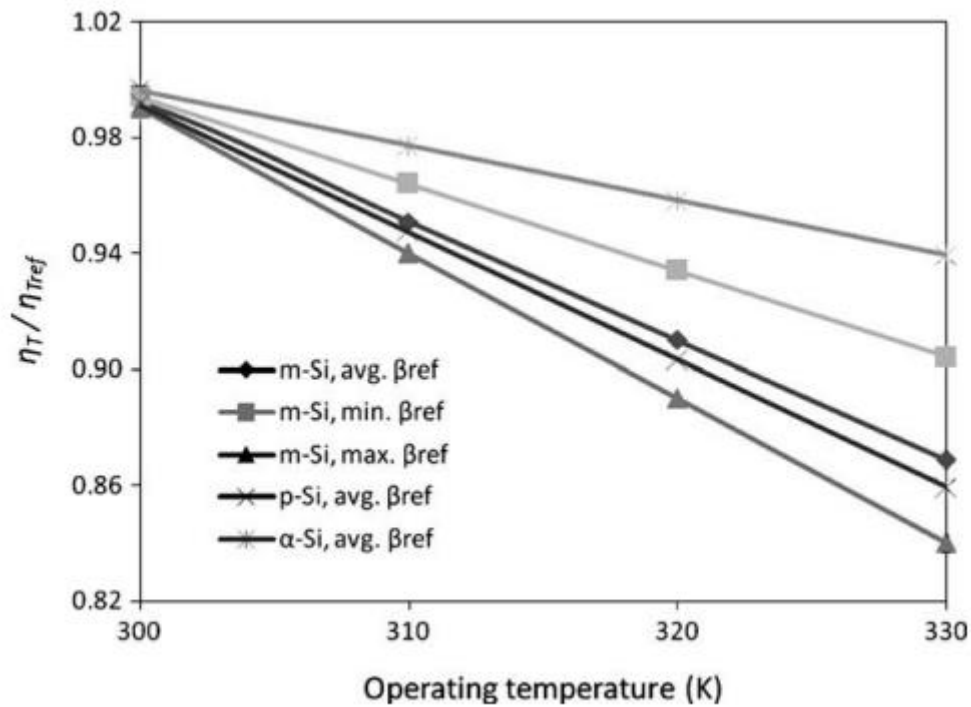


Figure 16: Graphique représentant le ratio du rendement électrique à une température T sur le rendement électrique à une température de référence T_{ref} de plusieurs types de cellules photovoltaïques à base de Silicium (Skoplaki et Palyvos (5))

La principale cause de l'augmentation de la température des cellules photovoltaïques est l'absorption du rayonnement solaire non converti en électricité. D'après Chow (41), une partie des rayons solaires incidents ne peuvent pas être convertis en électricité car les photons qui ont une très grande longueur d'onde ne peuvent dissiper leur énergie que sous forme de chaleur car leur énergie est inférieure au gap du matériau semi-conducteur des cellules PV. C'est pourquoi les cellules PV actuelles ne peuvent convertir en électricité que 4 à 17 % de l'énergie lumineuse reçue en énergie électrique. Une autre partie de l'énergie lumineuse incidente est réfléchiée par le panneau, il reste alors que plus de 50 % de l'énergie lumineuse reçue est convertie en chaleur. Ce qui peut conduire à une élévation de la température du panneau à plus de 50°C au-dessus de la température ambiante ; ce qui diminue l'efficacité électrique du panneau PV et peut causer des dommages structurels.

On peut voir sur la figure 17 que les cellules à base de silicium sont les seules qui présentent une diminution de l'intensité du courant lorsque la température augmente. Les autres matériaux semi-conducteurs testés par Dhass et al. (63) sont le germanium (Ge), l'arsenic de gallium (GaAs), le tellure de cadmium (CdTe) et le phosphore d'indium (InP).

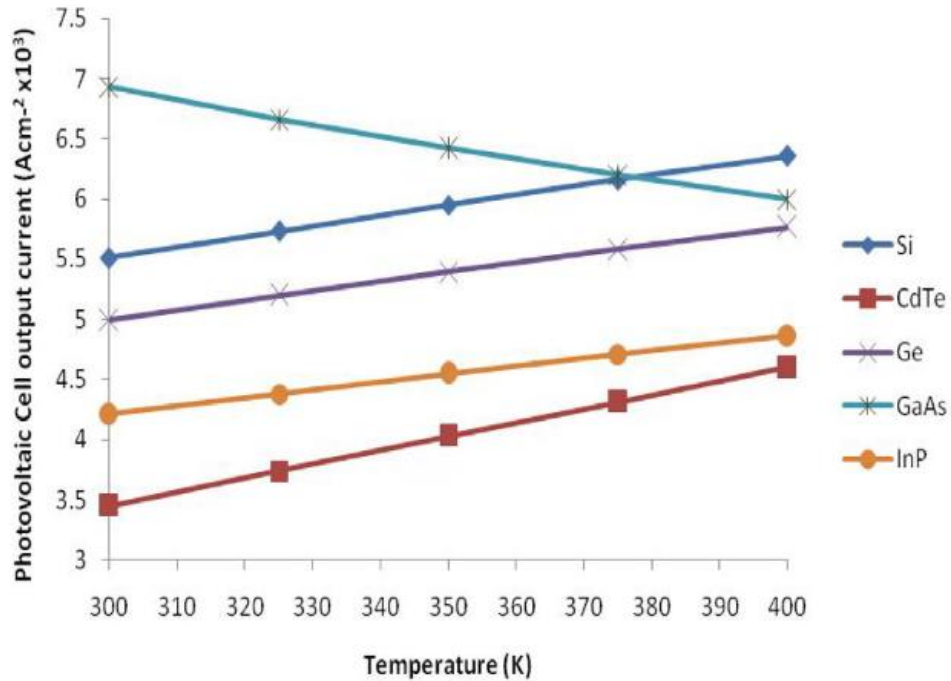


Figure 17 : Graphique représentant l'intensité du courant en sortie de cellules PV composées de différents semi-conducteurs (Dhass et al. (63))

Pour conclure, les cellules photovoltaïques sont très diverses, il existe même des cellules à base de matière organique au stade de développement. Cependant, celles qui sont les plus répandues sont les cellules à base de Silicium. Cependant, ces cellules photovoltaïques sont parmi les seules à avoir une diminution du rendement photoélectrique lorsque la température augmente. Cette diminution va de 0,4 à 0,5 % (0,41 à 0,45 % pour des cellules de silicium monocristalline) de baisse de rendement lorsque la température augmente d'1 °C. Ce n'est pas négligeable car les rendements de référence sont pris à 25 °C et il est fréquent de voir des panneaux photovoltaïques dans des environnements qui sont beaucoup plus chaud donc le rendement peut diminuer très rapidement. De plus, le rendement des cellules est assez faible, de l'ordre de 20 % au maximum.

2. Thermofluidique des panneaux photovoltaïques

Nous avons vu dans le chapitre précédent que l'augmentation de la température des cellules PV de 1 °C entraînait une diminution du rendement photoélectrique de 0,41 à 0,45 % pour des cellules monocristallines de Silicium. Or le rendement de ces cellules est de 19 % en moyenne, ce qui est déjà peu élevé donc il est important de garder cette valeur la plus élevée possible. C'est pourquoi de nombreuses recherches ont été menées pour développer des systèmes de refroidissement des panneaux photovoltaïques et de récupération de la chaleur. Nous nous intéresserons dans cette partie aux systèmes de stockage et de transferts d'énergie thermique par chaleur sensible et thermochimique. L'étude du stockage par chaleur latente sera abordée dans une partie ultérieure.

2.1. Les principes des stockages par chaleur sensible et thermochimique

Le schéma suivant montre les différents moyens de stocker de l'énergie thermique dans un ou plusieurs matériaux qui peut être sous sa phase solide, liquide ou gazeuse.

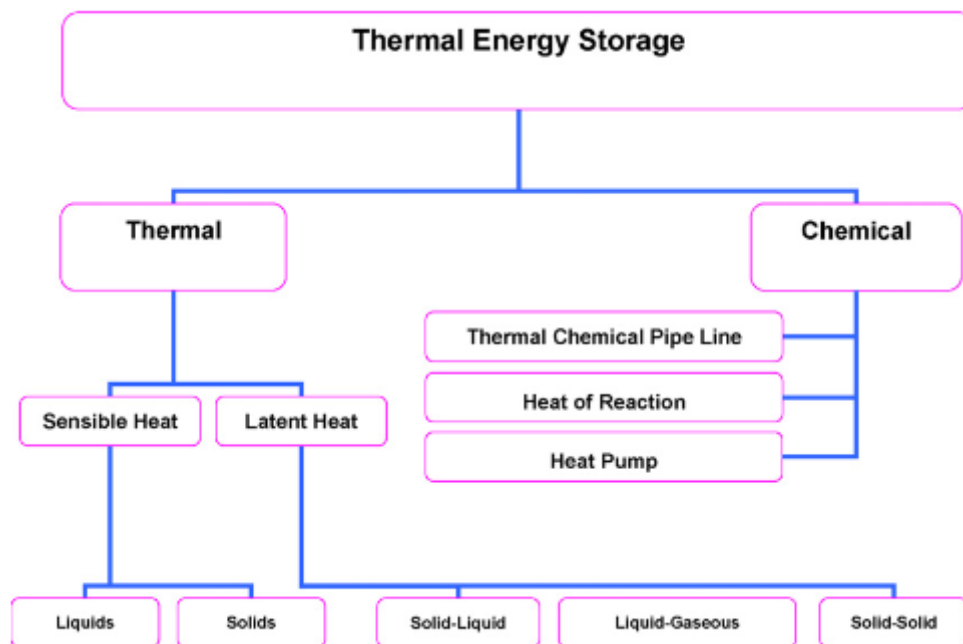


Figure 18 : Schéma représentant les différents moyens de stocker de l'énergie

2.1.1. Le stockage sous forme de chaleur sensible

Un stockage d'énergie sous forme de chaleur sensible provoque une variation de la température d'un matériau sans impliquer de changement d'état physique. La température du matériau augmente lorsque la quantité d'énergie stockée augmente. De manière générale, cela consiste à chauffer un milieu liquide ou un solide et celui-ci doit être choisi en fonction du niveau de température requis par l'application. Ainsi, un stockage sous forme de chaleur sensible peut être réalisé par un fluide caloporteur.

Ici la variation d'énergie interne du matériau (ou plus particulièrement du fluide) se fait suivant l'équation suivante :

$$\Delta H = \int_{T_1}^{T_2} C_p(T) dT$$

Si on se place à pression constante, on a $\Delta H_p = Q_p$, de plus on peut écrire $C_p(T) = mc_p(T)$ et si c_p ne dépend pas de la température, on peut alors écrire :

$$Q_p = m * c_p * \Delta T$$

Avec :

- c_p la capacité thermique massique du matériau en J/(kg.K)
- m la masse de matériau en kg
- ΔT la variation de température $T_2 - T_1$

Ainsi, ce mode de stockage d'énergie thermique est d'autant plus efficace que la masse de matériau de stockage est importante, que la capacité thermique massique est grande et que l'écart de température entre le milieu extérieur et le matériau est important.

Pour réaliser un stockage de chaleur sensible en dessous de 100°C, l'eau semble être le matériau le plus adapté car il est abondant, peu cher et a une grande capacité thermique massique ($c_p=4190$ J/(kg.K)).

Lorsque le besoin est de stocker puis de transporter de l'énergie d'un point vers un autre où il faut libérer l'énergie, les fluides caloporteurs sont couramment utilisés. Ils assurent le transport de la chaleur d'une source thermique vers un puit thermique. Les fluides caloporteurs les plus utilisés en association avec des panneaux photovoltaïques et/ou thermiques sont l'eau, l'air et les sels fondus. Ces fluides sont appréciés car ils ont une grande capacité thermique massique. (8)

Afin que les capacités de stockage et de transport de chaleur de ces fluides soient exploitées au maximum, le dimensionnement d'un système de stockage sous forme de chaleur sensible doit prendre en compte :

- La capacité thermique massique du milieu de stockage (fluide caloporteur)
- Le coefficient de transfert thermique entre le fluide caloporteur et le milieu de stockage
- La capacité volumique du système et les pertes thermiques associées
- La réversibilité totale du stockage/déstockage de chaleur après un grand nombre de cycles

2.1.2. Le stockage par réaction thermochimique

Les réactions chimiques peuvent être endothermiques, dans ce cas elles captent de la chaleur lorsqu'elles se produisent, ou exothermiques, dans ce cas elles libèrent de la chaleur. Au cours de réactions chimiques réversibles, des liaisons entre entités atomiques sont créées ou détruites, en même temps de l'énergie est emmagasinée dans les liaisons créées et relâchée lors de la rupture de liaisons.

Les systèmes de stockage de chaleur par réaction thermochimique ont souvent une grande capacité de stockage de chaleur car les quantités d'énergie emmagasinées par liaisons moléculaires sont très importantes. Cependant, la quantité de matière mise en jeu dans ces systèmes tient une part non négligeable dans la capacité de stockage d'énergie.

Une application courante du stockage par énergie thermochimique utilise le phénomène d'adsorption/désorption. Lors de l'adsorption, des molécules de gaz se fixent à la surface d'un solide, cette phase est exothermique. Lors du phénomène de désorption, les molécules de gaz sont détachées de la surface du solide, cette étape est endothermique. Il y a donc stockage puis relargage de l'énergie thermique.

Les autres types de stockage thermochimique sont basés sur des réactions réversibles. En général, elles se produisent entre un solide et un gaz, les plus courants sont à base de sels et d'eau.

En termes de densité énergétique, le stockage thermochimique permet de stocker une grande quantité d'énergie thermique par unité de volume. En effet, on peut s'attendre à stocker entre $3,6 \cdot 10^8$ et $1,8 \cdot 10^9$ J/m³. Alors que le stockage sous forme de chaleur latente permet de stocker entre $1,8 \cdot 10^8$ et $3,6 \cdot 10^8$ J/m³ et le stockage par chaleur sensible entre $5,4 \cdot 10^7$ et $2,16 \cdot 10^8$ J/m³.

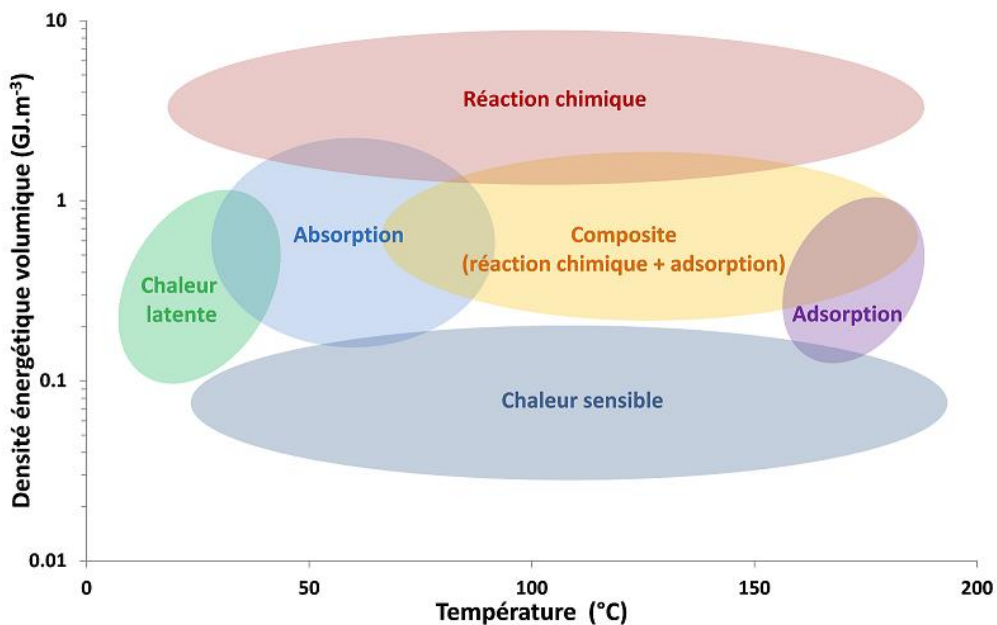


Figure 19 : Graphique représentant la densité de stockage en fonction de la température pour différents procédés de stockage (64)

2.2. Les systèmes de refroidissement et réutilisation de la chaleur fatale issue des panneaux photovoltaïques

Les systèmes de refroidissement des panneaux photovoltaïques les plus courants utilisent un stockage de chaleur sensible. La chaleur du panneau se propage à l'intérieur de celui-ci par conduction puis est transmise à un fluide caloporteur qui circule, de manière forcée ou naturelle, le long d'une ou plusieurs surfaces extérieures du panneau PV.

2.2.1. Les panneaux photovoltaïques-thermiques

Le premier système que l'on peut mentionner est le concept de panneau thermovoltaïque. Un panneau thermovoltaïque est un panneau photovoltaïque auquel est couplé un caisson étanche qui permet de récupérer la chaleur fatale (= chaleur produite par un système de production mais qui n'en est pas le but premier, c'est une chaleur qui dérive d'un site de production). Ainsi, un panneau thermovoltaïque produit de l'électricité et aussi de l'air chaud qui peut être utilisé dans un système de chauffage. Le panneau est composé de cellules photovoltaïques, d'un absorbeur et d'un système permettant la circulation d'un fluide caloporteur à proximité de l'absorbeur et des cellules PV, cela forme un échangeur thermique. (17)

Le but de cet échangeur thermique est de refroidir les cellules PV afin d'augmenter le rendement électrique mais aussi de produire de l'énergie thermique utilisable. Il y a donc un compromis à trouver entre les deux sources d'énergie pour ne pas en pénaliser une par rapport à l'autre (18). Ainsi, les performances électriques et thermiques d'un panneau PV-T sont plus faibles que des panneaux PV et thermiques pris séparément.

Cependant, les panneaux photovoltaïques-thermiques (PV-T) permettent la production d'énergie électrique ainsi que la production et la collecte d'énergie thermique dans le même temps. Ainsi, la production énergétique globale et l'efficacité énergétique globale du système sont plus grandes que celles des panneaux solaires photovoltaïques seuls et des panneaux solaires thermiques seuls. De plus, la production d'énergie par unité de surface est augmentée. (Jia et al. (40))

Le principe de fonctionnement est le suivant : les cellules PV produisent de l'électricité lorsqu'elles sont frappées par les rayons solaires, dans le même temps, de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur car les photons avec une énergie inférieure au gap et frappant le matériau ne peuvent dissiper leur énergie que sous forme de chaleur. Un système placé dans l'environnement proche des cellules photovoltaïques permet de récupérer cette chaleur, on appelle ce matériau l'absorbeur, ensuite la chaleur est transmise au fluide caloporteur et elle sera transportée jusqu'à un système de stockage ou utilisée directement pour réaliser un travail.

D'après Chow (41), l'efficacité thermique et l'efficacité électrique d'un système PV/T sont définies de la manière suivante :

$$\eta_t = \frac{\dot{m}c(T_{\text{sortie}} - T_{\text{entrée}})}{G * A} = \frac{\dot{m}c}{A} * T_{\text{réduite}}$$
$$\eta_{\text{elec}} = \frac{V_{\text{max}}I_{\text{max}}}{G * A}$$

Avec :

- A la surface d'échange entre le panneau PV et le fluide en m^2
- \dot{m} le débit massique du fluide dans le canal de refroidissement kg/s
- G la radiation solaire incidente totale $W.m^{-2}$
- C la capacité thermique massique du fluide $J.K^{-1}.kg^{-1}$
- $T_{entrée}$ la température du fluide avant contact avec le panneau PV en K
- T_{sortie} la température du fluide récupéré après passage au contact du panneau PV en K

Et :

- V_{max} la tension maximale atteinte au moment de la plus grande production d'électricité en volts.
- I_{max} le courant maximal recueilli au moment de la plus grande production d'électricité en ampère.
- $V_{max}I_{max}$ est l'exergie électrique du système

L'efficacité électrique est souvent utilisée comme une fonction de la température réduite où la température du fluide à l'entrée (ou sortie) du système $T_{entrée}$ (ou T_{sortie}) est prise égale à la température ambiante.

Certains modèles calculent différemment ces deux efficacités, ils prennent en compte les propriétés des matériaux qui composent les panneaux PV comme la transmittance par exemple. De plus l'efficacité totale du système est représentée par la somme de l'efficacité thermique et électrique.

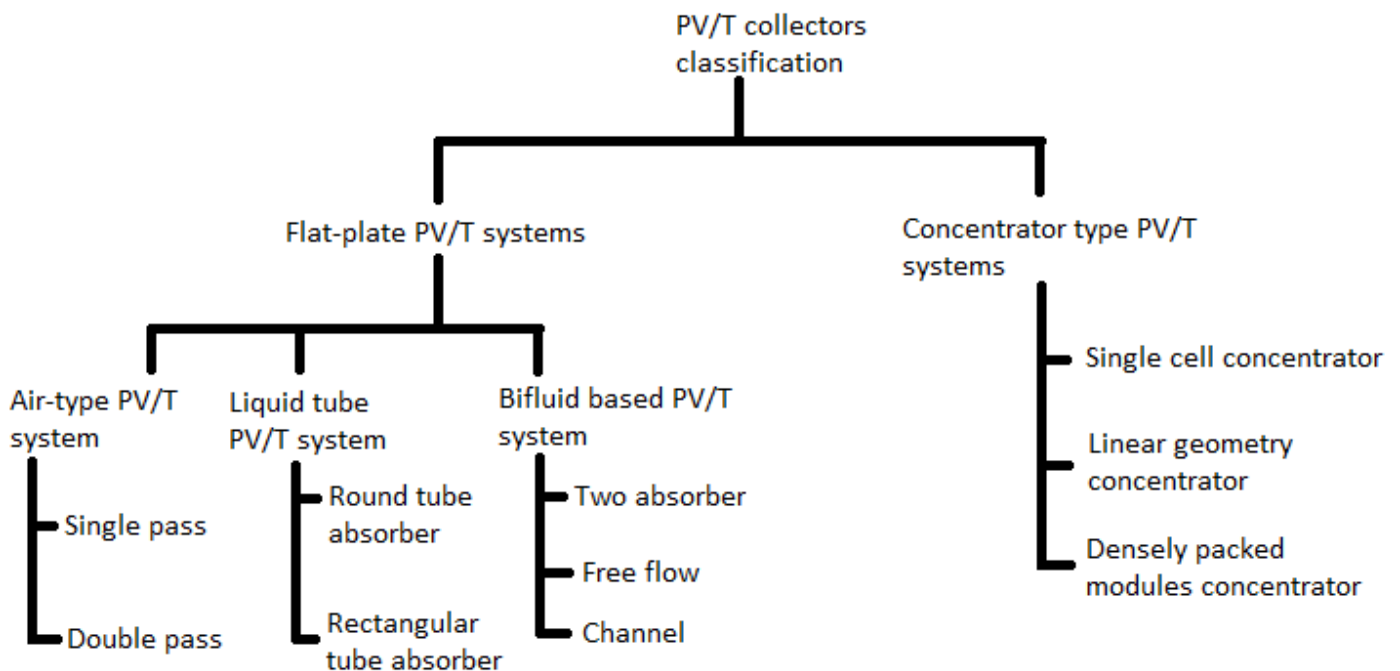


Figure 20: Classification des panneaux PV/T d'après Jia et al. (40)

Comme on peut le voir sur la figure précédente, les systèmes PV/T peuvent être classés en plusieurs catégories : ils peuvent être des « flat-plate » ou à concentration, à air ou à eau.

Les systèmes PV/T à concentration utilisent des matériaux avec un albedo élevé pour diriger les rayons du soleil vers les cellules PV ainsi des économies peuvent être réalisées au niveau du nombre de cellules PV. De plus, un fluide circule à l'arrière des cellules PV pour récupérer la chaleur produite.

Les systèmes de refroidissement les plus répandus sont les « flat-plate systems ». En français, on peut appeler ces dispositifs des « panneaux solaires hybrides ».

2.2.2. « Flat-plate PV/T systems »

Comme leur nom l'indique, les « Flat-plate PV/T system » conserve la géométrie plane des panneaux PV, le système de refroidissement vient se plaquer au plus près des cellules PV et est parallèle à celles-ci. Dans ce cas, le système de stockage et de transport de la chaleur est un fluide. Il peut être gazeux ou liquide. Ils ressemblent beaucoup aux collecteurs thermiques solaires conventionnels.

Dans le cas d'un fluide gazeux, dans la majorité des dispositifs c'est l'air ambiant qui est utilisé. La circulation de l'air au contact des cellules PV peut se faire de plusieurs façons :

- 1) Au-dessus des cellules PV, le canal est situé au-dessus de la face ensoleillée du panneau. D'après Hegazy (43), ce modèle de collecteur de chaleur est celui qui permet le plus petit gain d'efficacité chez les cellules PV.
- 2) Au-dessous du panneau PV, au contact des couches de polymères.
- 3) Une circulation d'air est imposée au-dessus et au-dessous des cellules PV avec le même débit et la même direction. Hegazy a montré que c'était ce dispositif qui nécessitait le moins d'énergie pour faire circuler l'air à l'intérieur du canal, suivi par le modèle 2 puis 4.
- 4) La circulation d'air s'effectue tout d'abord au-dessus des cellules PV puis au-dessous.

Sous les cellules photovoltaïques, il y a une couche de matériau appelé l'absorbeur. Il a un fort pouvoir absorbant, il s'échauffe en captant les rayons lumineux puis il transmet une partie de cette chaleur au fluide caloporteur et une autre partie est réémise sous forme de rayonnement infrarouge. De plus, la vitre qui est placée au-dessus des cellules photovoltaïques laisse passer les rayonnements visibles mais elle est opaque aux infrarouges ; donc les infrarouges sont renvoyés vers l'absorbeur, ils sont donc piégés entre l'absorbeur et la vitre, ce qui augmente la température de l'absorbeur (Charane (58)). Mais cela augmente aussi la température des cellules ou au moins limite leur refroidissement par le fluide.

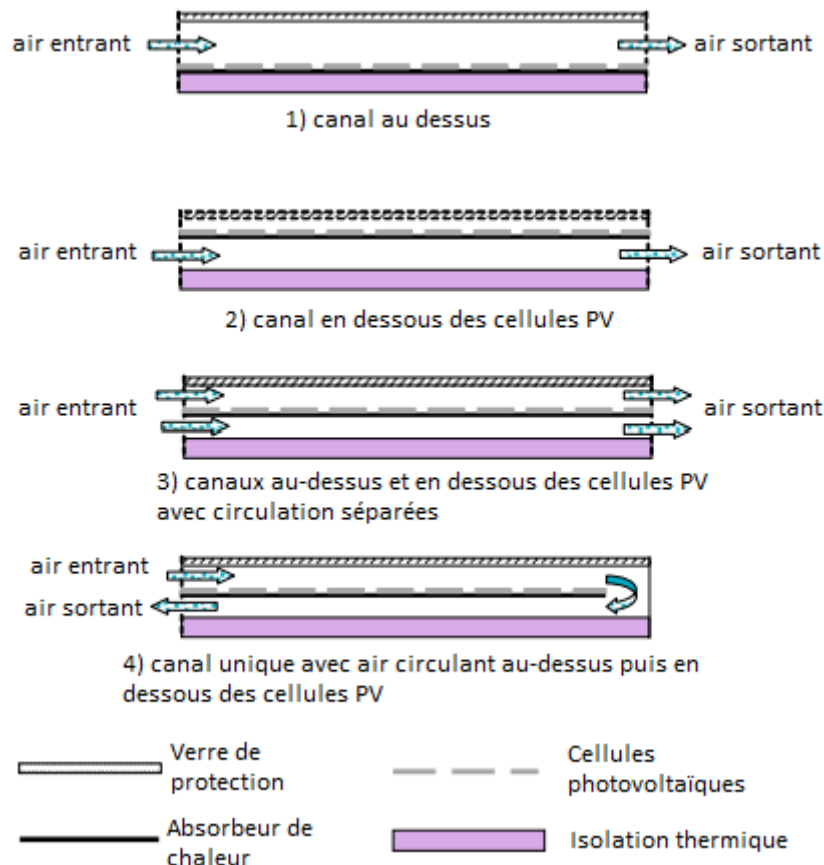


Figure 21: Schémas de 4 dispositifs de refroidissement de panneau PV à air (Hegazy (43))

L'épaisseur des canaux de ventilation choisi par Hegazy (43) satisfait un critère qu'il a lui-même mis au point dans une étude précédente et qui est valable pour des systèmes utilisant des convections forcées :

$$(D/L)_{optimum} = 2.5 * 10^{-3}$$

Avec :

- D l'épaisseur du canal de ventilation
- L la longueur du canal de ventilation de l'entrée de l'air à sa sortie

Pour les modèles 1 à 3, l'épaisseur des canaux étaient de 25 mm.

Ooshaksaraei et al. (45) ont montré que le modèle 3 (avec une double circulation d'air) apporte le meilleur gain de performances si la récupération d'énergie thermique est le but recherché. Alors que le système avec un flux simple est celui qui augmente le plus l'efficacité électrique. Ils étudiaient des panneaux PV/T à doubles faces.

De plus, lorsque ces canaux de ventilation sont placés à la verticale, l'efficacité de ces systèmes est encore améliorée car du fait de la convection naturelle qui se met en place dans le canal, l'énergie utilisée pour faire fonctionner les ventilateurs est réduite. C'est pourquoi ce mode de refroidissement peut être facilement intégré aux façades de bâtiments.

Gan (44) a cherché à déterminer l'épaisseur optimal du canal de ventilation à laisser à l'arrière des panneaux ainsi que l'angle d'inclinaison optimal du toit sur lequel sont fixés des panneaux PV de 50 mm d'épaisseur et de 1 mètre de longueur. Gan (44) a montré que la vitesse de l'air à l'arrière les panneaux (sous un flux solaire constant) augmentait avec l'angle d'inclinaison du toit. Les déplacements d'air étaient principalement dû à la convection naturelle. Cependant, si l'on prend en compte la variation de flux solaire surfacique en fonction de l'angle d'inclinaison (le flux solaire diminue lorsque la surface étudiée n'est plus perpendiculaire aux rayons lumineux) alors la vitesse du flux d'air à l'arrière du panneau photovoltaïque atteint un maximum lorsque l'angle vaut 60°.

De plus, les températures moyenne et maximale des panneaux diminuent lorsque l'épaisseur du canal de ventilation augmente et quand l'angle d'inclinaison augmente. Pour des épaisseurs de canal de ventilation supérieure à 8 cm, la température moyenne diminue lorsque la longueur des panneaux augmente alors que la température maximale augmente.

Sans une ventilation suffisante, Gan (44) a observé des points chauds apparaître sur la partie haute des panneaux PV pouvant atteindre une température supérieure de 80°C à la température ambiante. Les vitesses moyennes observées à l'arrière des panneaux PV, dû à la convection naturelle sont comprises entre 0,3 et 0,6 pour une épaisseur de 15 cm du canal de ventilation.

Gan (44) a fait varier l'épaisseur de l'espace derrière les panneaux de 5 cm à 20 cm. Les résultats ont montré qu'entre 5 cm et 12,5 cm, la température moyenne et maximale observée dans le panneau diminuait fortement avec l'augmentation de l'épaisseur de l'espace panneau-toit et la vitesse de l'air dans l'espace arrière augmentait significativement. Cependant, entre 12,5 cm et 20 cm les températures et vitesses varient peu lorsque la taille de l'espace panneau-toit augmente.

Bambrook et Sproul (46) ont étudié un dispositif PV/T à air avec une convection forcée dans le canal. Celui-ci a été pris avec une épaisseur de 10 cm et le débit massique par unité de surface dans le canal était compris entre 0 et 0,10 kg.s⁻¹.m². Les canaux à l'arrière ont été choisis volontairement de grande taille, ce qui diminue la surface d'échange, mais ils ont augmenté le débit massique d'air dans le canal de refroidissement. Ils ont ainsi pu observer que plus le débit massique augmentait, plus l'efficacité électrique du panneau PV augmentait.

Bambrook et Sproul (46) ont remarqué que dans les systèmes PV/T à air avec convection forcée, pour assurer le mouvement de l'air dans le canal, le travail fourni par le(s) ventilateur(s) doit être égale à :

$$W = \dot{V}(\Delta P_{cinétique} + \Delta P_{friction})$$

Avec :

- \dot{V} le débit volumique en m³/s
- $\Delta P_{cinétique}$ la pression nécessaire pour mettre en mouvement le fluide
- $\Delta P_{friction}$ la pression nécessaire pour compenser les pertes par friction

Ainsi, une augmentation de la surface d'échange en diminuant la taille des canaux et en augmentant leur nombre permet d'augmenter le flux thermique entre le panneau PV et l'air du canal. Cependant, l'augmentation de la surface d'échange, augmente aussi les pertes par friction et diminue ainsi l'efficacité globale du système. Bambrook et Sproul (46) ont donc fait le choix de ne pas trop pénaliser leur système en faisant attention de ne pas trop augmenter $\Delta P_{friction}$.

Le troisième type de « Flat-plate PV/T system » est composé des systèmes basés sur l'utilisation de plusieurs fluides (Jia et al. (40)). De manière générale, les deux fluides les plus utilisés sont encore l'air et l'eau (liquide et/ou sous forme de vapeur). La forme des canaux dans lesquels circulent ces fluides sont assez similaires à ceux présentés dans le cas des PV/T à air. Les fluides peuvent être mélangés dans le même canal ou circuler dans des canaux différents.

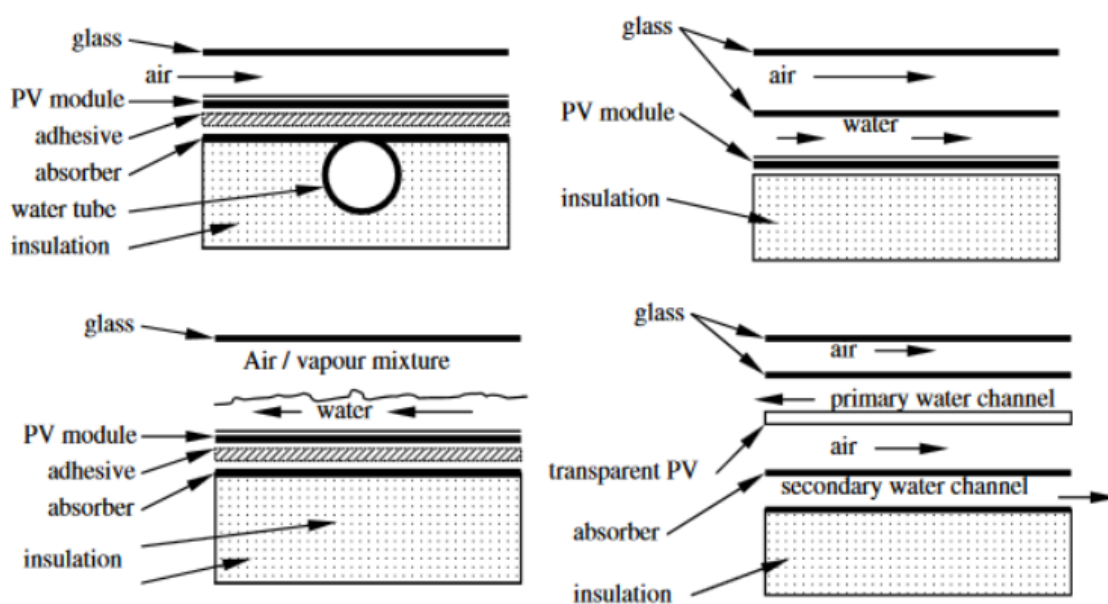


Figure 22 : Schémas de coupes transversales de flat plate PV/T à air et eau (Jia et al. (40))

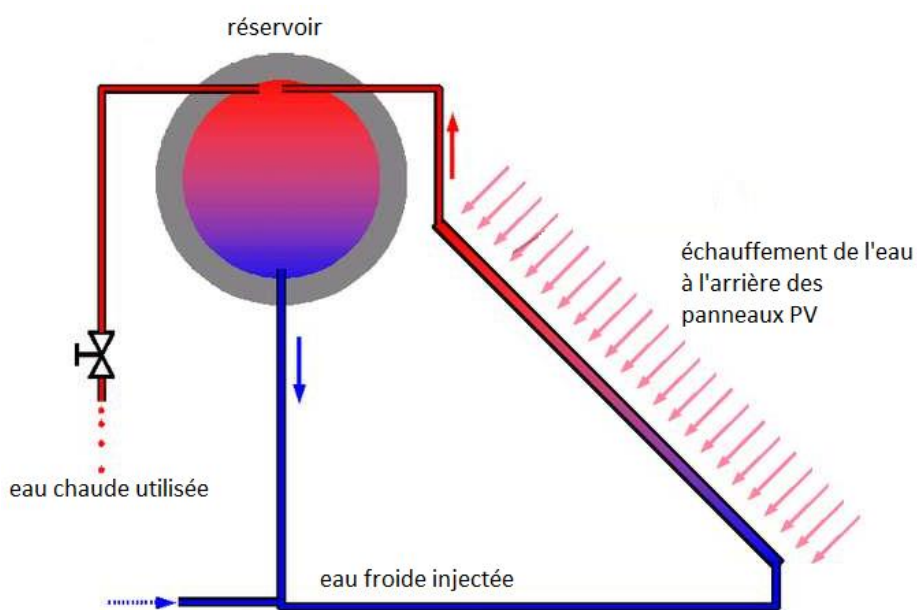


Figure 23: Schéma représentant le principe de fonctionnement du thermosiphon (31)

Puis, toujours basé sur un échange de chaleur avec un fluide caloporteur, un autre système de refroidissement des panneaux photovoltaïques est le thermosiphon. Le principe de fonctionnement est le suivant : l'eau circule à l'arrière des panneaux photovoltaïques, l'eau froide est en bas des panneaux, est ensuite réchauffée par ceux-ci. Puis l'eau chaude s'élève dans le conduit derrière les panneaux PV jusqu'à un réservoir en hauteur, ici l'eau chaude peut être utilisée dans un système de chauffage par exemple alors que l'eau froide en bas du réservoir repars vers le bas des panneaux PV pour effectuer un nouveau cycle. La convection mise en jeu dans ce système est naturelle, il n'y a pas besoin d'apport électrique extérieur. C'est un système de refroidissement basé sur la convection naturelle de l'eau. (31)

Les performances des panneaux PV/T sont conditionnés par les valeurs de plusieurs paramètres :

- La présence d'une vitre au-dessus des cellules photovoltaïques et de l'absorbeur permet de réduire les pertes thermiques qui serait dissipée vers le milieu extérieur mais la réflexion des rayons sur le verre réduit l'énergie absorbée par le collecteur. De plus, la présence de la vitre réduit la production d'électricité car la température des cellules (ce sont des cellules de silicium monocristalline qui sont étudiées) est plus grande et l'irradiance arrivant jusqu'aux cellules PV est diminuée à cause du phénomène de réflexion du verre.
- L'augmentation du débit massique (ou volumique) du fluide augmente le refroidissement des cellules PV et augmente les transferts thermiques vers le fluide caloporteur. Ainsi, les efficacités thermique et électrique sont augmentées dans le même temps. Les valeurs de débit massique optimales, pour une circulation d'eau, relevées dans la littérature sont comprises entre 0,001 et 0,008 kg/(s.m²).
- La distance entre les tubes et le diamètre des tubes dans lesquels circule le fluide.
- Le design des canaux de refroidissement : sous forme de canaux, de tuyaux, ... (Charalambous et al. (65))

2.2.3. Les ailettes de refroidissement

Bayrack et al. (47) ont étudié expérimentalement l'influence de plusieurs dimensions d'ailettes, leurs nombres, leurs écartements ainsi que leurs dispositions, sur la face arrière du panneau PV, sur la puissance électrique produite par le panneau, la température (notamment celle des cellules) et l'efficacité électrique de celui-ci.

Ils ont utilisé des ailettes en aluminium qu'ils ont placé selon 10 configurations différentes. La hauteur des ailettes était de 7 ou 12 cm. Leur longueur était de 60 cm ou 20 cm. Elles étaient disposées selon la verticale ou l'horizontale. L'écartement entre les ailettes étaient de 66 mm, 74,4 mm, 77 mm ou 132 mm. Toutes les ailettes ont la même épaisseur.

Le panneau PV est incliné de 40° par rapport à l'horizontale, la face arrière est laissée libre et la circulation de l'air entre les ailettes est uniquement dû à la convection naturelle.

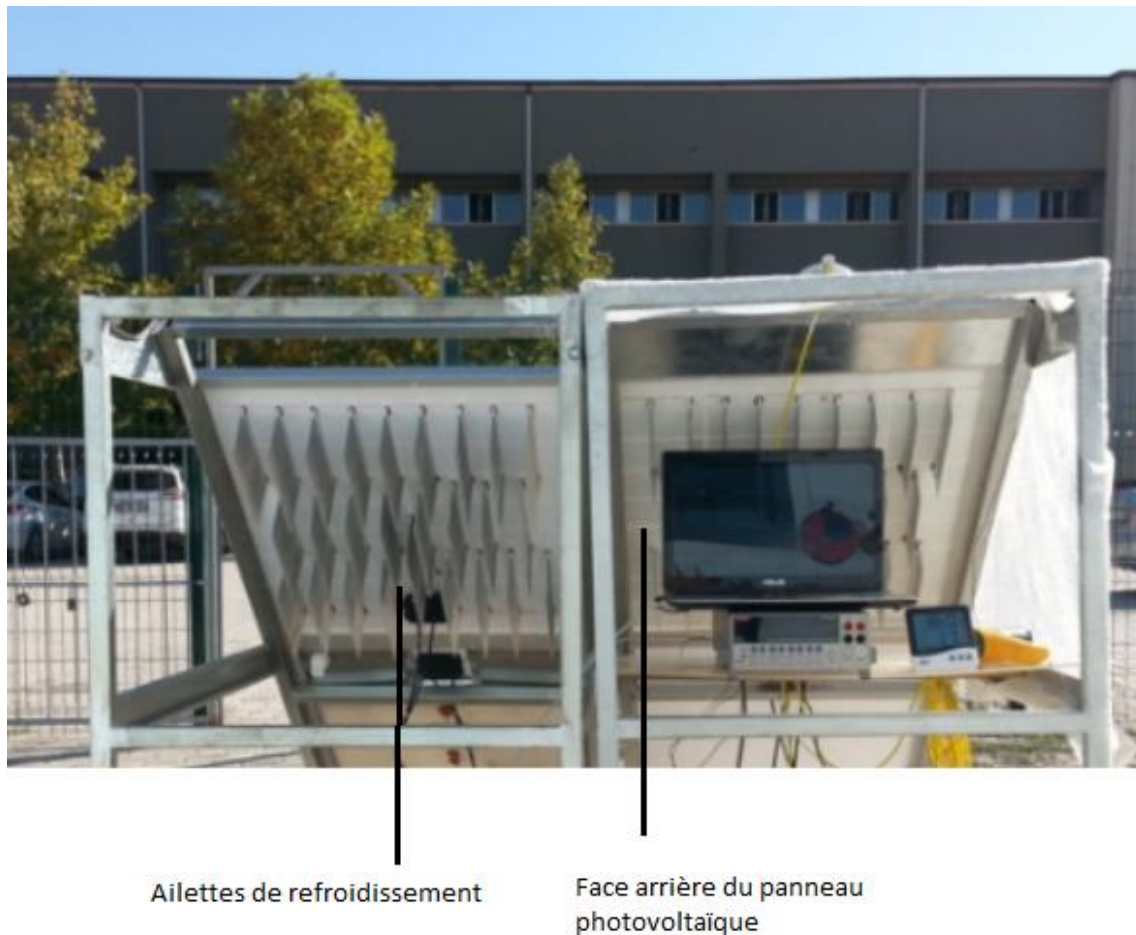


Figure 24 : Photo représentant le dispositif de Bayrack et al. (47)

Enfin Bayrack et al. (47) ont conclu que le dispositif apportant le meilleur gain d'efficacité électrique est le cas où les ailettes font 20 cm de long, sont disposées selon la verticale, espacées de 66 mm et ayant une longueur de 7 cm. Ce dispositif n'est pas celui avec la plus grande surface d'échange. En général, la dimension des ailettes de 7 cm x 20 cm donne les meilleurs gains d'efficacité électrique. L'efficacité électrique maximale relevée avec ailettes de refroidissement est de 11,55 % avec des ailettes en quinconces. Pour des ailettes horizontales, l'efficacité est de 9,30 %. Sans ailettes, l'efficacité électrique du système est de 8,73 %. Ainsi, les ailettes permettent un gain de $11,55 - 8,73 = 2,82$ %.

El Mays et al. (66) ont collé une plaque en aluminium à l'arrière d'un panneau PV avec des ailettes de 4 cm de hauteur afin de comparer ses performances avec un panneau PV normal. Ils ont montré que la température de la surface du panneau PV pouvait être diminuée de 6 °C en moyenne. L'efficacité électrique du panneau seul est d'en moyenne 15,9 % alors que celle du panneau PV avec ailettes est de 17,7 % donc la présence des ailettes permet d'augmenter l'efficacité électrique de 1,77 %.

Cruey et al. (48) ont réalisé un modèle numérique permettant d'étudier le refroidissement de panneaux PV à l'aide d'ailettes avec un écoulement d'air entre celles-ci. Ils ont montré qu'induire un écoulement turbulent à l'arrière des panneaux permet d'augmenter le flux thermique entre les panneaux et l'air. L'efficacité électrique et la puissance électrique produite

augmentent lorsque l'épaisseur des ailettes augmente jusqu'à 1 cm, au-delà le gain est très faible. La conductivité thermique des ailettes a peu d'influence sur l'efficacité et la puissance électrique du panneau PV tant que celle-ci reste supérieure à 150 W/(m.K).

Cruey et al. (48) ont fait varier plusieurs paramètres et ils ont tiré les conclusions suivantes :

- Ils ont fait varier l'espace entre les ailettes de 5 à 30 cm, ils ont observé que plus la distance entre ailettes était faible, plus la température des cellules diminuait et l'efficacité électrique augmentait.
- Plus la hauteur des ailettes est grande, plus l'efficacité électrique augmente et plus la température des cellules PV diminue. Ceci est valable pour des valeurs comprises entre 0 et 50 cm.
- Pour des valeurs inférieures à 9 m/s, plus la vitesse du fluide est importante, plus l'efficacité augmente.

De tous les paramètres cités précédemment, l'épaisseur des ailettes est celui qui a le moins d'influence sur la température et l'efficacité électrique des cellules PV.

Elsafi et Gandhidasan (49) ont réalisé un modèle permettant d'étudier le refroidissement et le gain d'efficacité électrique et thermique de modules PV/T-air avec un canal où l'air passe au-dessus puis en dessous des cellules PV. Ils ont observé que, pour des valeurs comprises entre 2 et 3,5 cm, plus l'épaisseur du canal de ventilation inférieur est grande, plus l'efficacité électrique diminue. Cela est dû au fait que le coefficient de transfert convectif diminue lorsque l'épaisseur augmente. Cette réduction du coefficient de transfert convectif diminue les transferts thermiques entre les cellules PV et le flux d'air.

Ils ont inclus des ailettes de refroidissement dans les canaux d'air et ont observé que l'efficacité thermique des panneaux CPC-PV/T (ce sont des panneaux sur lesquels sont rajoutés des systèmes de concentration des rayons lumineux vers les cellules PV, ce qui permet d'augmenter le flux solaire incident et d'ainsi augmenter l'efficacité thermique des panneaux PV) a augmenté de 5 % alors que celle des PV/T a augmenté de seulement 1 %. Cette différence d'accroissement s'explique par le fait que les panneaux CPC-PV/T opère à une plus grande température que les PV/T donc la différence de température entre panneau PV et air est plus grande, ce qui conduit à un flux thermique plus important du panneau vers l'air des canaux. Ainsi, l'amélioration des performances électriques des panneaux par l'ajout d'ailettes était d'autant plus importante que l'irradiation solaire était grande.

De plus, d'après Elsafi et Gandhidasan (49), les ailettes de forme rectangulaire assurent un meilleur refroidissement que les ailettes de formes triangulaires et paraboliques. Les ailettes en aluminium ou en cuivre refroidissent mieux les cellules que celles en nickel ou en laiton.

2.2.4. Comparaison de différents systèmes de refroidissement

Abdolzaeh et Ameri ont étudié l'influence de la pulvérisation d'eau liquide sur la surface ensoleillée des panneaux PV. Ils ont montré que l'efficacité électrique était améliorée de 3,26 %.

Teo et al. (38) ont montré que lorsque de l'air circule à l'arrière des panneaux dans des conduits parallèles entre eux, l'efficacité électrique est passée à des valeurs comprises entre 12 et 14 %. Sans refroidissement à l'arrière du panneau PV, l'efficacité électrique du panneau plafonnait à 8-9%. Afin d'accroître les transferts thermiques, des ailettes de refroidissement ont été installées à l'arrière du panneau formant ainsi plusieurs canaux de ventilations. L'air utilisé pour refroidir les panneaux était à la température ambiante, il n'était refroidi préalablement par aucun système. Il était propulsé à l'intérieur des canaux par une pompe donc c'est une convection forcée.

D'après Tripanagnostopoulos et al. (39), le choix du fluide caloporteur permettant d'extraire l'énergie à l'arrière du panneau PV doit se faire en fonction de l'environnement et plus particulièrement de l'intensité lumineuse incidente et des valeurs de températures ambiantes, ainsi :

- Pour des régions où l'ensoleillement est faible et où les valeurs de températures ambiantes sont faibles, le fluide caloporteur le plus adapté est l'air.
- Pour des régions où l'ensoleillement est élevé et où les valeurs de températures ambiantes sont élevées, le fluide caloporteur le plus adapté est un liquide.

Afin de comparer les systèmes avec eau ou air, Tripanagnostopoulos et al. (39) ont utilisé dans les deux cas des cellules pc-Si (silicium polycristallin) et ils les ont soumis aux mêmes conditions climatiques. Ils ont remarqué que l'efficacité thermique du système photovoltaïque-thermique est plus faible lorsque le fluide utilisé est de l'air et non de l'eau (si l'on prend une géométrie du canal à l'arrière identique pour l'eau et pour l'air ; des aménagements auraient pu être fait pour améliorer les transferts entre le panneau et l'air du canal), il y a une différence de 15% entre les deux courbes d'efficacité thermique en fonction de la température. Cependant, l'efficacité électrique est quasiment la même pour les deux systèmes (air et eau), elle est un peu supérieure dans le cas de l'eau, il y a moins d'1% de différence entre les deux courbes d'efficacité électrique en fonction de la température.

Cependant, la température de l'eau utilisée est inférieure à la température de l'air ambiant utilisé. Ainsi, un système à refroidissement par eau permet de diminuer la température du panneau PV de 3°C de plus par rapport à un système à air. Cependant, ils ont conclu que la diminution de température dû au refroidissement par air ou eau n'est pas une diminution significative par rapport à la température du panneau PV avec les deux faces libres. En effet, la diminution de température n'est que de 2 °C pour le refroidissement à air et 5 °C pour le refroidissement à eau.

L'efficacité électrique des systèmes avec refroidissement est supérieure à celle d'un panneau PV à faces libres de 3,2 % pour le refroidissement à eau et 1,6 % pour le refroidissement à air. Ensuite, plus la température ambiante moyenne est importante, plus le gain d'efficacité électrique entre systèmes à refroidissement et systèmes à faces libres est grand.

Enfin, Tripanagnostopoulos et al. (39) considèrent que le gain d'électricité qu'engendre les systèmes de refroidissement ne sont pas assez significatifs pour les privilégier à un système à faces libres. Ils estiment que le plus grand intérêt est la valorisation de l'énergie thermique récupérée par le fluide caloporteur.

Tonui et Tripanagnostopoulos (42) ont cherché à améliorer l'extraction de chaleur des systèmes PV/T à air en augmentant la surface d'échange par l'intermédiaire de tôles métalliques suspendues à l'arrière des panneaux PV ou en soudant des ailettes métalliques à l'arrière. Ils ont conclu que ces améliorations étaient efficaces pour de petites hauteurs de panneaux PV (inférieure à 6 mètres) et que ces solutions pouvaient être mises en place dans des systèmes PV/T intégrés aux bâtiments (BiPV/T).

En conclusion, nous avons pu voir dans ce chapitre que le refroidissement des cellules PV à base de Silicium a déjà été étudié à de nombreuses reprises. A la suite de ces études, des systèmes de refroidissement ont été développés. La plupart sont basés sur un stockage de la chaleur des panneaux PV sous forme sensible dans un fluide caloporteur. L'efficacité de ces échanges de chaleur est conditionnée par la capacité thermique massique du fluide, les conductivités thermiques des matériaux, le débit massique du fluide, ... Parmi les systèmes de refroidissement développés, les panneaux hybrides photovoltaïques-thermiques permettent une production d'énergie par m² la plus élevée. Il existe aussi les canaux de ventilation placés à l'arrière du panneau PV qui ont une épaisseur comprise entre 5 et 20 cm (Gan (44)) et qui peuvent facilement être intégrés dans des modules BIPV. Les ailettes de refroidissement métallique placées sur la face arrière des panneaux PV permettent des gains de rendements électriques de 2,82 % (Bayrack et al. (47)) ou 1,77 % (El Mays et al. (66)) et c'est un dispositif peu coûteux à mettre en place. Depuis plusieurs années, des recherches ont été effectuées sur un stockage de la chaleur des panneaux PV sous forme de chaleur latente, pour cela on utilise des matériaux à changement de phase qui sont intégrés dans des LHTS (« Latent heat Thermal Energy Storage »).

3. Les propriétés des matériaux à changement de phase

Dans ce chapitre, nous étudierons les propriétés des matériaux à changement de phase (MCP) et la théorie du changement de phase qui permet un stockage de chaleur par unité de volume élevé. Afin d'améliorer le stockage de chaleur dans les MCP, des dispositifs ont été développés pour accroître les transferts thermiques entre l'environnement extérieur et le matériau à changement de phase, ce sont des LHTS. Les avantages de ces dispositifs et plus largement des MCP sont déjà bien connus et leurs propriétés sont utilisées dans le domaine du bâtiment, notamment pour réaliser de la climatisation passive. Leur utilisation commence à être étudiée dans le domaine du refroidissement des panneaux photovoltaïques.

3.1. La théorie du changement de phase

Si l'on étudie le changement de phase d'un corps pur idéal, on peut considérer que ce corps peut se trouver selon plusieurs états et les plus répandus sont : solide, liquide et gaz. L'état dans lequel se trouve ce corps dépend de trois grandeurs : le volume, la pression et la température. Si l'on considère que l'on peut fixer le volume de ce corps, on peut alors représenter les états de la matière et leurs frontières en fonction de la pression et de la température dans un diagramme de phases. De plus, on peut considérer que les phases du corps peuvent être réduites aux états de la matière.

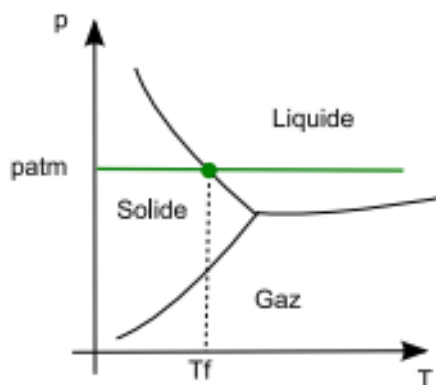


Figure 25: Diagramme de phase représentant une transformation incluant un changement de phase à la température T_f et sous pression atmosphérique (D. David (53))

Ainsi on peut voir que lors de la transformation à pression constante tracée en vert, si le matériau à une température inférieure à T_f alors il est dans la phase solide, si elle est supérieure à T_f le corps est dans la phase liquide. Si la température est égale à T_f alors le corps est en train de changer de phase.

Lors de cette transformation, le corps et le milieu extérieur vont échanger de l'énergie sous forme de chaleur (ici on ne considère pas de travail). Maintenant, si cette transformation s'opère dans le sens liquide vers solide, on peut tracer la température en fonction du temps et le flux de chaleur en fonction du temps.

Sur la figure 26, on peut voir que l'on part du corps pur sous sa phase liquide à la température T_a supérieure à la température T_f (la température de fusion du corps). On lui impose une température constante $T_z < T_a$ et on observe l'évolution de la température et du flux thermique échangé avec le milieu extérieur en fonction du temps.

On peut découper le comportement du corps pur en trois phases :

- étape 1, $T > T_f$: la température du corps pur sous forme liquide diminue sous l'effet de la température extérieure qui est inférieure à sa température initiale. La température va diminuer jusqu'à atteindre la température de changement de phase T_f . On peut voir que le flux est toujours positif donc le matériau libère de l'énergie vers le milieu extérieur. La chaleur sensible libérée pendant toute cette phase est l'aire sous la courbe de flux et elle vaut :

$$h_l = m * c_{p,l} * (T_a - T_f)$$

Avec $c_{p,l}$ la capacité thermique massique du corps pur en phase liquide et h_l l'enthalpie massique libérée par le corps pur lors du passage de T_a à T_f .

- étape 2, $T = T_f$: la température reste constante. Dans le cas d'un corps pur réel, la température décroîtrait avec une pente très faible. La chaleur libérée est la chaleur latente de fusion :

$$m * L_f$$

- étape 3, $T < T_f$: le corps pur est sous sa phase solide, il libère de la chaleur sensible pour se refroidir et atteindre la température finale T_z . La chaleur libérée pendant cette phase vaut :

$$h_s = m * c_{p,s} * (T_f - T_z)$$

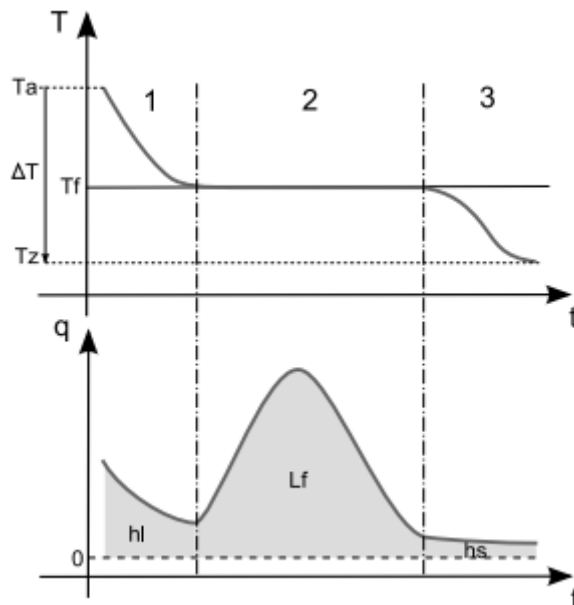


Figure 26: Schémas représentant la température et le flux de chaleur en fonction du temps lors de la transformation dans le sens liquide vers solide (D. David (53))

On peut voir sur la figure 27 que les changements de phases peuvent être classés en deux catégories selon la libération ou le stockage de chaleur. Lorsque la matière passe d'un état où le désordre est important vers un état plus ordonné, elle libère/perd de l'énergie. Alors que lorsque la matière capte de l'énergie, elle passe d'un état ordonné vers un état avec plus de désordre.

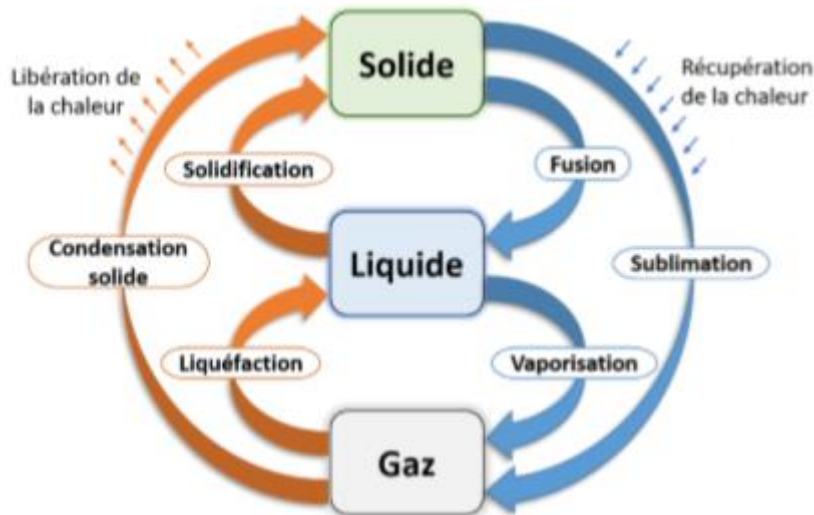


Figure 27: Schéma représentant les changements d'états et la libération/récupération d'énergie associée (Laaouatni (12))

Il existe d'autres changements de phases qui ne sont pas représentés sur le schéma précédent. Il existe par exemple le changement de phase solide-solide, le matériau passe d'un arrangement cristallin à un autre (Sharma et al. (60)). Cette transition a en général une chaleur latente plus faible que le changement solide-liquide. Cependant, elle a aussi une variation volumique plus faible, ce qui est un avantage en termes de design des containers. Ce changement de phase pourrait être exploité dans le domaine des murs trombes de grandes hauteurs par exemple.

A l'opposé, les changements de phases liquide-gaz et solide-gaz sont ceux qui ont la chaleur latente la plus élevée mais la variation de volume est très importante. De plus, les fuites de matériau lorsque celui-ci est sous sa forme gazeuse sont très probables et limitent fortement les applications de ces changements de phase.

Maintenant, le changement de phase solide-liquide a une variation de volume de l'ordre de 10 % en moyenne, ce qui est plus faible que les changements faisant intervenir une phase gazeuse mais leur chaleur latente est aussi plus faible. Cependant, le changement solide-liquide est celui qui est le plus largement utilisé.

3.2. Le stockage de chaleur latente

La chaleur latente de changement d'état, qui est maintenant appelée enthalpie de changement d'état, est la variation d'enthalpie ayant lieu pendant le changement d'état par quantité de matière (nombre de moles, masse, ...) d'un corps pur. La chaleur latente peut être dégagée ou stockée par un corps lors du changement d'état.

Le changement d'état s'accompagne d'un échange de chaleur entre le corps qui change de phase et le milieu qui l'entoure. Si l'on considère un corps pur passant de la phase 1 à la phase 2, de manière réversible ; ce changement d'état se fait de manière isobare alors on a :

$$Q_{1 \rightarrow 2} = \Delta_{1 \rightarrow 2} H = m \Delta_{1 \rightarrow 2} h = m * T * \Delta_{1 \rightarrow 2} s$$

Ici, la température est constante car la pression est constante (transformation isobare) et la pression est fonction de la température.

La chaleur latente étant la quantité de chaleur qu'il faut fournir, par unité de masse, à un corps pur pour passer de la phase 1 à la phase 2, on a :

$$L_{1 \rightarrow 2} = \Delta_{1 \rightarrow 2} h = T * \Delta_{1 \rightarrow 2} s$$

On peut alors écrire : $Q_{1 \rightarrow 2} = m * L_{1 \rightarrow 2}$

Ainsi, lorsque la chaleur latente est positive, le changement de phase emmagasine de l'énergie car $Q_{1 \rightarrow 2} \geq 0$. Au contraire, lorsque la chaleur latente est négative, le changement de phase libère de l'énergie dans le milieu extérieur car $Q_{1 \rightarrow 2} \leq 0$.

Grâce à la relation précédente, on constate que lorsqu'il y a augmentation de l'entropie lors du changement de phase, la chaleur latente est positive. Donc lorsque la transition s'effectue d'une phase ordonnée vers une phase moins ordonnée, le matériau va emmagasiner de l'énergie. Le matériau en libérera lors d'un changement de phase inverse. C'est pourquoi, lorsqu'un matériau à changement de phases passe de l'état solide à l'état liquide (la fusion), il stocke de l'énergie ; à l'inverse lors de la solidification, il libère de l'énergie ; ce sont ces deux transformations qui nous intéressent pour la suite.

Le stockage par chaleur latente est plus avantageux que le stockage d'énergie par chaleur sensible car il permet une plus grande densité d'énergie stockée c'est-à-dire de stocker plus d'énergie latente par unité de volume ou de masse de matériau que d'énergie sensible. De plus, le stockage d'énergie latente a l'autre avantage de garder le matériau à une température relativement constante alors que le stockage de chaleur sensible est basé sur une différence de température entre le début et la fin de la transformation.

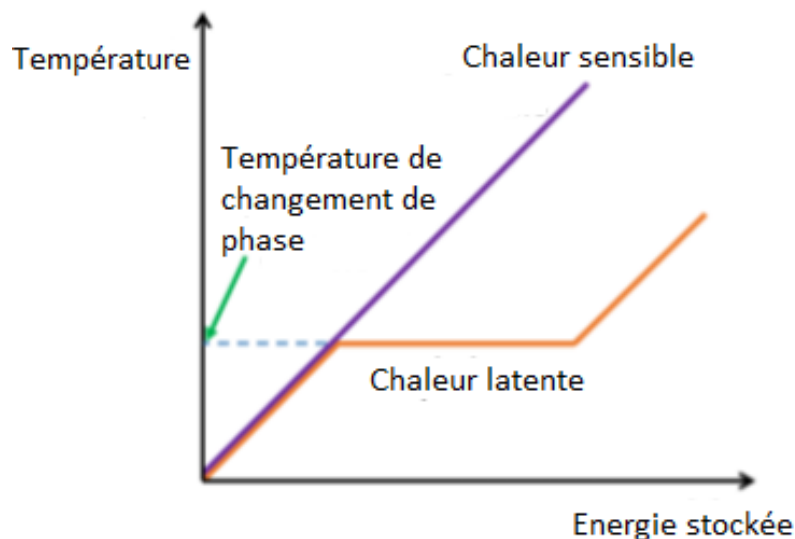


Figure 28: Graphique représentant le stockage d'énergie par chaleur sensible et par chaleur latente (Laaouatni (12))

Ainsi, si l'on considère la transformation d'un corps pur allant d'une température $T_i < T_m$ à une température $T_f > T_m$. Avec T_m la température de changement de phase de ce corps, la chaleur stockée dans le matériau est de :

$$Q = \int_{T_i}^{T_m} m * c_{p,s} dT + m * \Delta h_{s \rightarrow l} + \int_{T_m}^{T_f} m * c_{p,l} dT$$

Avec :

- m la masse de matériau en kg
- $c_{p,s}$ et $c_{p,l}$ les capacités thermiques massiques du corps respectivement sous sa phase solide et liquide en J/(kg.K)

$\Delta h_{s \rightarrow l}$ l'enthalpie massique de changement d'état ou chaleur latente massique de fusion en J/kg.

3.3. Les matériaux à changement de phase

3.3.1. Définition et propriétés des matériaux à changement de phase

Les matériaux à changement de phases sont capables d'emmagasiner de l'énergie ou de restituer de l'énergie lors du changement d'état de la matière. Ce qui caractérise un MCP est sa température de changement de phase qui varie selon le matériau. De plus, les MCP peuvent être de différentes natures : organiques comme les paraffines, inorganiques comme les sels hydratés ou des sels eutectiques ($\text{CaCl}_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$).

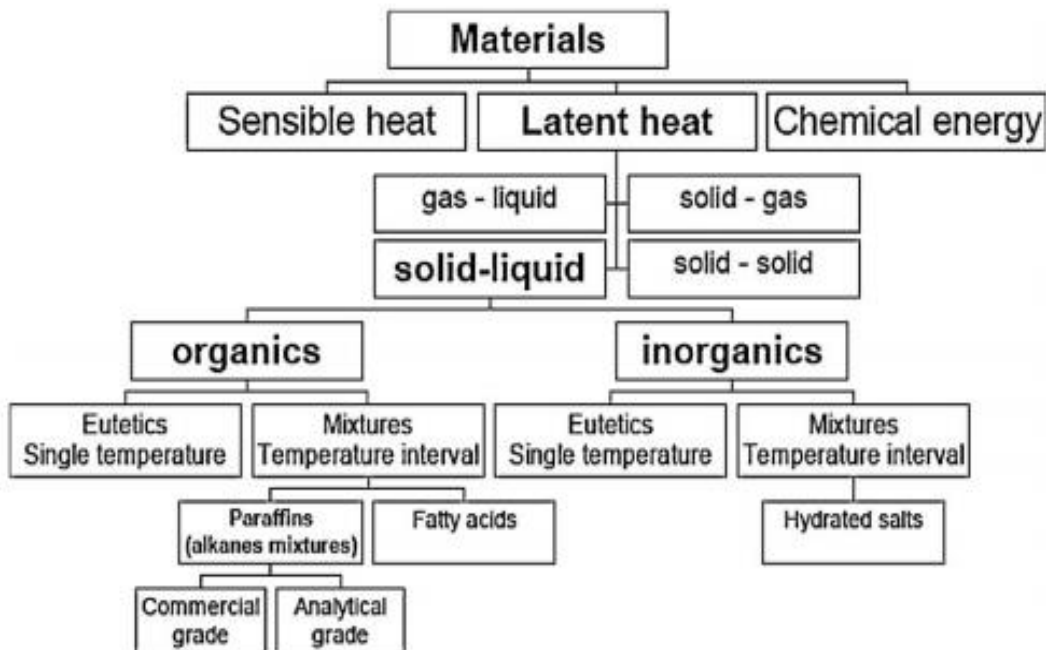


Figure 29: Principe de classification des matériaux à changements de phase selon le mode de stockage d'énergie

D'après Cabezaa et al. (34) et Buddhi (54), pour pouvoir être utilisé dans le domaine du bâtiment et pouvoir être commercialisé sous ce nom, un matériau à changement de phase doit présenter les caractéristiques suivantes :

Propriétés thermophysiques :

- Une grande capacité thermique massique, c'est-à-dire qu'il doit pouvoir stocker beaucoup d'énergie par unité de masse, il doit avoir une densité de stockage d'énergie élevée.
- Une grande conductivité thermique.
- Une température de changement d'état qui fait partie du domaine de température couramment rencontré dans le secteur du bâtiment.
- Une faible variation du volume lors du changement d'état.
- Avoir une fusion congruente c'est-à-dire que le liquide produit lors de la fusion du matériau doit avoir la même composition chimique que le solide. Cela permet de conserver la capacité de stockage thermique du matériau tout au long des cycles de fusion/solidification.

Propriétés cinétiques :

- Fondre avec pas ou peu de sous-refroidissement. C'est le fait que certains composés peuvent être à l'état liquide alors que leur température est sous leur température de fusion. Pour éviter au maximum l'effet de sous-refroidissement, le MCP doit avoir un taux de nucléation élevé c'est-à-dire une capacité élevée à former des nucléis. Les nucléis sont des microcristaux qui se forment au début de la solidification, qui se propagent dans le matériau liquide et autour duquel le matériau va cristalliser.
- Avoir un taux de croissance des cristaux élevé.

Propriétés chimiques :

- Être stable chimiquement et thermiquement, non toxique et non corrosif (notamment avec le matériau dans lequel le MCP est enfermé).
- Avoir des cycles de fusion/solidification complètement réversibles.
- Avoir des propriétés stables même après un grand nombre de cycles de fusion/solidification.

De plus, afin qu'ils soient utilisables dans le domaine du bâtiment, les MCP doivent être disponibles en grandes quantités et avoir un coût faible.

Cependant beaucoup de matériaux considérés comme des MCP ne satisfont pas tous ces critères. Par exemple, les sels hydratés sont instables chimiquement lorsqu'ils sont fondus, en effet ils perdent de l'eau à chaque cycle de changement de phase.

On peut voir sur la figure 30 que les MCP qui peuvent être utilisés pour des applications de stockage d'énergie solaire sont ceux qui ont une température de fusion proche de la température ambiante donc comprise entre 0 et 40 °C. Les MCP qui satisfont ce critère sont : les paraffines, les acides gras, les sels hydratés et les mélanges de sels hydratés et les sels eutectiques. Dans une moindre mesure les sucres, les alcools et les solutions aqueuses de sels qui ont des températures de fusion aux limites de l'intervalle 0-40°C.

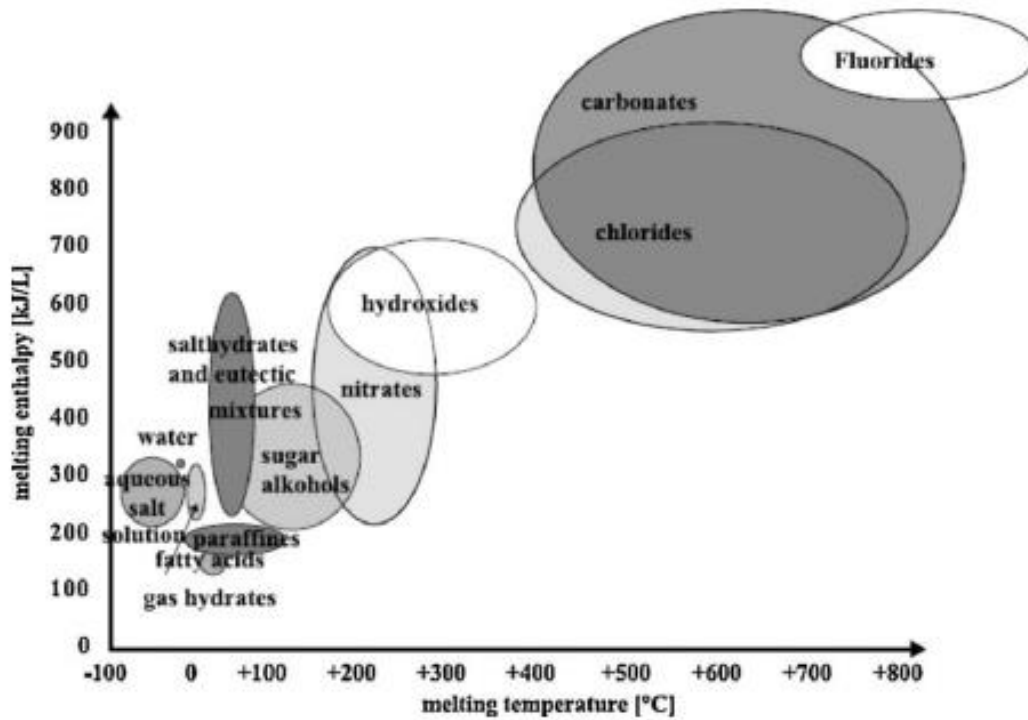


Figure 30: Graphique représentant la chaleur latente de changement d'état (solide-liquide) en fonction de la température de fusion pour plusieurs matériaux (Cabezaa (34))

D'après Vineet Veer Tyagi et D. Buddhi (54), la température de fusion des MCP qui peuvent être utilisés pour stocker de la chaleur solaire afin de refroidir/réchauffer un bâtiment doit être comprise entre 20 et 32°C.

PCM name	Type of product	Melting point (°C)	Heat of fusion (kJ/kg)
RT 20	Paraffin	22	172
Climsel C23	Salt hydrate	23	148
ClimselC24	Salt hydrate	24	216
RT 26	Paraffin	25	131
RT 25	Paraffin	26	232
STL 27	Salt hydrate	27	213
S27	Salt hydrate	27	207
RT 30	Paraffin	28	206
RT 27	Paraffin	28	179
TH 29	Salt hydrate	29	188
Climsel C32	Salt hydrate	32	212
RT32	Paraffin	31	130

Figure 31: Tableau composé des MCP les plus courants disponibles sur le marché (Buddhi (54))

Lorsqu'ils sont utilisés dans le bâtiment, les MCP permettent de lisser les fluctuations de la température en diminuant l'intensité des pics de chaleur et en réalisant un déphasage du cycle de température du matériau par rapport au cycle de température ambiante. Lorsqu'ils sont placés dans des parois verticales, les matériaux à changements de phases qui sont sous formes solide vont entrer en fusion lorsque la température extérieure (en journée) va dépasser leur température de fusion, ils vont alors emmagasiner de l'énergie sous forme de chaleur latente. Puis lorsque la température extérieure va redescendre en dessous de leur température de fusion (la nuit), ils vont libérer l'énergie emmagasinée pendant la journée. Ils vont ainsi transmettre l'énergie au milieu extérieur.

3.3.2. Les grandes catégories de MCP

3.3.2.1. Les MCP inorganiques

Les MCP inorganiques les plus utilisés sont l'eau (température de fusion de 0°C), les solutions aqueuses de sels avec une température de fusion inférieure à 0°C, les sels hydratés (température de fusion entre 5 et 130 °C), des mélanges de sels et des mélanges de métaux (avec une température de fusion supérieure à 150°C). Les températures de fusion de ces matériaux vont de -100 °C à +1000 °C. (Reteri et Fentrouci (7))

Les avantages de ces matériaux sont qu'ils ont des conductivités thermiques et des chaleurs latentes élevées. Ils ont une plage de fusion étroite, ils sont non-inflammables et leur coût n'est pas élevé. Cependant, pendant la solidification, certains de ces matériaux présentent un phénomène de ségrégation. Ils ont un taux de nucléation faible, ce qui provoque le phénomène de surfusion (=sous-refroidissement). Pour les utiliser il faut donc leur ajouter des agents de nucléation pour qu'il ne soit pas présent à l'état liquide à une température en deçà de leur température de fusion. Ils sont parfois corrosifs ce qui limite les choix pour les récipients possibles pour ces matériaux. (Ango (67))

Par exemple, on peut citer l'eau avec une température de fusion de 0 °C et une enthalpie de fusion de 333,6 kJ/kg. Le stéarate de butyle avec une température de fusion de 19 °C et une enthalpie de fusion de 140 kJ/kg. Enfin, l'acide caprique-laurique avec une température de fusion de 21 °C et une enthalpie de fusion de 143 kJ/kg.

3.3.2.2. Les MCP eutectiques

Les MCP eutectiques sont composés d'un mélange d'au moins deux MCP différents. Les mélanges peuvent être des mélanges de MCP organique-organique, organique-inorganique ou inorganique-inorganique. La fusion et la solidification de ces mélanges sont congruentes afin d'avoir un mélange des cristaux des différents composants dans une même phase solide.

Ils ont pour avantage d'avoir une plage de fusion restreinte similaire à une substance pure et la chaleur latente massique des MCP eutectiques est supérieure à celle des composés purs. De plus, la température de fusion des mélanges eutectiques peut être changée facilement en modifiant les proportions des différents composants.

PCM Compound	Melting temp. (°C)	Heat of fusion (kJ/kg)
65.5% Capric + 34.5% Lauric acid	18–19.5	140.8
61.5% Capric acid + 38.5% Lauric acid	19.1	132
45% Capric + 55% Lauric acid	21	143
75.2% Capric acid + 24.8% Palmitic acid	22.1	153
26.5% Myristic acid + 73.5% Capric acid	22.4	152
34% C14H28O2 + 66% C10H20O2	24	147.7
50% CaCl2 + 50% MgCl2 6H2O	25	95
66.6% CaCl2·6H2O + 33.3% MgCl2·6H2O	25	127
Octadecane + docosane	25.5–27	203.8
Octadecane + heneicosane	25.8–26	173.93
13.4% Stearic acid + 86.6% Capric acid	26.8	160
48% CaCl2 + 4.3% NaCl + 0.4% KCl + 47.3% H2O	26.8	188
50% CH3CONH2 + 50% NH2CONH2	27	163
Triethylolethane + urea	29.8	218
47% Ca(NO3)2·4H2O + 53% Mg(NO3)2·6H2O	30	136
60% Na(CH3COO)·3H2O + 40% CO(NH2)2	30	200.5

Tableau 4 : Tableau représentant des mélanges eutectiques courants (Zeinelabdein et al.(70))

3.3.2.3. Les acides gras et autres MCP non-paraffines

Les acides gras sont des MCP organiques issus des matières grasses végétales et animales. Ils sont de formule générale : $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{2n}\text{COOH}$. L'acide palmitique et butyl stéarate sont deux acides gras utilisés lors de l'impression de panneaux de gypses par exemple.

Material	Melting point (°C)	Latent heat (kJ/kg)	Group ^a
Formic acid	7.8	247	III
Caprilic acid	16.3	149	–
Glycerin	17.9	198.7	III
D-Lactic acid	26	184	I
Methyl palmitate	29	205	II
Camphenilone	39	205	II
Docasyl bromide	40	201	II
Caprylone	40	259	II
Phenol	41	120	III
Heptadecanone	41	201	II
1-Cyclohexyloctadecane	41	218	II
4-Heptadecanone	41	197	II
p-Joluidine	43.3	167	–
Cyanamide	44	209	II
Methyl eicosanate	45	230	II

Figure 32 : Tableau représentant la température de fusion et la chaleur latente de fusion de MCP organiques non-paraffiniques (Sharma et al. (60))

Les acides gras ont des cycles solidification/fusion reproductibles un très grand nombre de fois, ils ont des chaleurs latentes de fusion élevées comparables à celles des paraffines et ils ne présentent pas de phénomènes de surfusion lors de la solidification. Cependant, ils sont deux à deux fois et demi plus cher que les paraffines avec une température de fusion équivalente.

On peut aussi ranger dans ce groupe des esters et des alcools qui peuvent servir comme MCP.

3.3.2.4. Les paraffines

Les paraffines sont des MCP organiques composés d'alcane de formule générale C_nH_{2n+2} . La cristallisation des chaînes de carbones libère une grande quantité de chaleur.

Comme on peut le voir sur le tableau suivant, la température de fusion et la chaleur latente de fusion des paraffines augmente avec le nombre de carbones. Elles sont inertes chimiquement et stable en-dessous de 500°C ; elles ont une pression de vapeur saturante très faible dans la phase liquide.

La plupart des paraffines du commerce sont des mélanges de paraffines, elles ne sont pas pures. La fusion des paraffines est congruente, il n'y a donc pas de ségrégation de phases, et elles ont un taux de nucléation assez fort. Cependant, les paraffines sont inflammables et elles sont incompatibles avec des containers en plastique. Ces défauts peuvent être surmontés en modifiant un peu la composition de la cire ou le design du container.

No. of carbon atoms	Melting point (°C)	Latent heat of fusion (kJ/kg)	Group ^a
14	5.5	228	I
15	10	205	II
16	16.7	237.1	I
17	21.7	213	II
18	28.0	244	I
19	32.0	222	II
20	36.7	246	I
21	40.2	200	II
22	44.0	249	II
23	47.5	232	II
24	50.6	255	II
25	49.4	238	II
26	56.3	256	II
27	58.8	236	II
28	61.6	253	II
29	63.4	240	II
30	65.4	251	II
31	68.0	242	II
32	69.5	170	II
33	73.9	268	II
34	75.9	269	II

Figure 33 : Tableau représentant la chaleur latente de fusion, la température de fusion de certaines paraffines (=alcane) en fonction du nombre de carbones (Sharma et al. (60))

PS : les groupes I, II, III sont des groupes représentant la pertinence de l'utilisation d'un matériau comme MCP ainsi le groupe I est composé de matériaux ayant des propriétés intéressantes pour devenir des MCP et le groupe III regroupe les matériaux ayant le moins de potentiel.

Les paraffines occupent un volume plus élevé lorsqu'elles sont sous forme liquide. Cela peut poser des problèmes de contact entre le MCP et la surface d'échange thermique lorsque le matériau est sous forme solide. En effet, si les échanges de chaleur s'effectuent via une paroi au-dessus du volume de paraffine et lorsque celle-ci est solide, il peut y avoir un espace entre la surface haute du volume de paraffine et la paroi où se réalise les échanges. Ainsi, les échanges thermiques sont considérablement ralentis. (voir dispositif de (50)). Ce phénomène a été mis en évidence par Huang et al. (50), ils ont réalisé un LHTS à ailettes horizontales et ont observé que pendant la phase de solidification, des espaces se formaient en dessous des ailettes horizontales. De plus, les ailettes horizontales bloquent le mouvement de remontée de bulles qui se forment pendant la phase de fusion.

Les paraffines ont des conductivités thermiques assez faible (de l'ordre de $0,2 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$). Pour améliorer les transferts de chaleur au sein de celles-ci et plus généralement au sein des MCP avec une conductivité thermique faible, il existe des systèmes permettant d'accélérer les échanges thermiques avec le milieu extérieur.

3.4. « Latent Heat Thermal Energy Storage » (LHTS ou LHTES)

Certains matériaux à changement de phase ont une conductivité thermique très faible ce qui réduit les transferts thermiques pendant le processus de changement de phase. Or cette faible conductivité thermique peut s'avérer handicapant si le volume de MCP est important et que la surface d'échange avec le milieu extérieur est faible par rapport au volume. Afin de compenser ce problème, ces MCP sont utilisés dans des LHTS (Latent Heat Thermal Energy Storage) qui permettent de stocker de l'énergie en utilisant la capacité des matériaux à changer de phase et qui augmentent la vitesse des échanges thermiques. Au sein de ces systèmes, si les transferts thermiques ne sont pas assez rapides, on peut voir apparaître un saut de température au sein du matériau dû à sa faible conductivité thermique. C'est pourquoi différentes techniques ont été étudiées pour accélérer les transferts thermiques au sein des MCP et ainsi accélérer la solidification ou la fusion du matériau :

- Utiliser plusieurs types de MCP dans un même LHTS, ces MCP ont des températures de fusion différentes.
- Intégrer dans le MCP un matériau poreux ou intégrer directement des pores dans le MCP en réalisant une émulsion.
- Disperser au sein du MCP des particules de matériau avec une grande conductivité thermique.
- Faire un mélange de matériaux avec de grandes conductivités thermiques et des matériaux de faible densité.
- Microencapsuler le MCP avec un matériau de grande conductivité thermique pour augmenter la taille de la surface d'échange.
- Placer des éléments en métal au sein du MCP (ailettes, ...) pour augmenter la conductivité et la surface d'échange au sein du volume de MCP.

- Augmenter la surface d'échange entre le volume de MCP et le milieu extérieur.

3.4.1. Les LHTS à ailettes

L'augmentation de la taille de la surface d'échange qui permet d'augmenter le flux thermique échangé entre le MCP et le milieu extérieur peut être réalisée de deux manières différentes :

- Les échanges peuvent se faire avec un fluide caloporteur qui est en contact avec le MCP, ce système est couramment utilisé pour récupérer de la chaleur fatale issu d'une production d'énergie quelconque. Par exemple, l'air circulant derrière des panneaux solaires peut être mis en contact avec un LHTS pour récupérer l'énergie ; le fluide caloporteur peut aussi être réchauffé par une activité industrielle, un réacteur nucléaire, de la géothermie, ... Dans ce cas, les ailettes de refroidissement sont placées du côté du fluide caloporteur (eau, air, ...).
- Les échanges peuvent se réaliser par conduction entre le MCP et une surface qui a une haute/basse température et dans ce cas les ailettes métalliques sont placées dans la couche de MCP. Ce type de LHTS est notamment utilisé pour contrôler la température des composants électroniques.

Pendant la phase de fusion, les transferts thermiques se réalisent d'abord uniquement par convection puis ils sont accélérés lorsque la convection naturelle se met en place. La phase solide s'écarte de la surface de transfert de chaleur puisque la phase liquide apparaît d'abord à cet endroit, puis l'épaisseur de la phase liquide augmente et des cellules convectives se mettent en place. Les échanges par conduction deviennent alors négligeables par rapport aux échanges par convection naturelle. Donc lors du passage de la phase solide vers la phase liquide, les ailettes ne sont importantes qu'à l'initiation du changement de phase. La convection est un transfert de chaleur tellement efficace que la taille de la surface d'échange devient moins importante pour maintenir l'intensité des transferts thermiques.

Néanmoins, nous verrons plus tard que la convection naturelle au sein du MCP ne se met en place que si le volume de celui-ci est supérieur à un seuil. En effet, s'il est petit par rapport à la surface d'échange ou si la géométrie du volume de MCP est complexe alors les échanges par convection ne se mettent pas en place et le changement de phase s'effectue grâce aux échanges par conduction du début jusqu'à la fin.

Cependant d'après Jegadheeswaran et al. (33), l'importance de la convection dans le changement de phase dépend de la direction avec laquelle le flux thermique est imposé. Par exemple, si la surface d'échange thermique est la surface haute du volume alors les échanges par conduction domineront les échanges par convection pendant deux fois plus de temps que quand la surface d'échange était en bas du système. Les isothermes resteront parallèles à la surface d'échange pendant une plus longue période. En revanche, dans le cas où la surface basse du système n'est pas adiabatique et que la surface haute est chauffée alors des cellules convectives peuvent être observées.

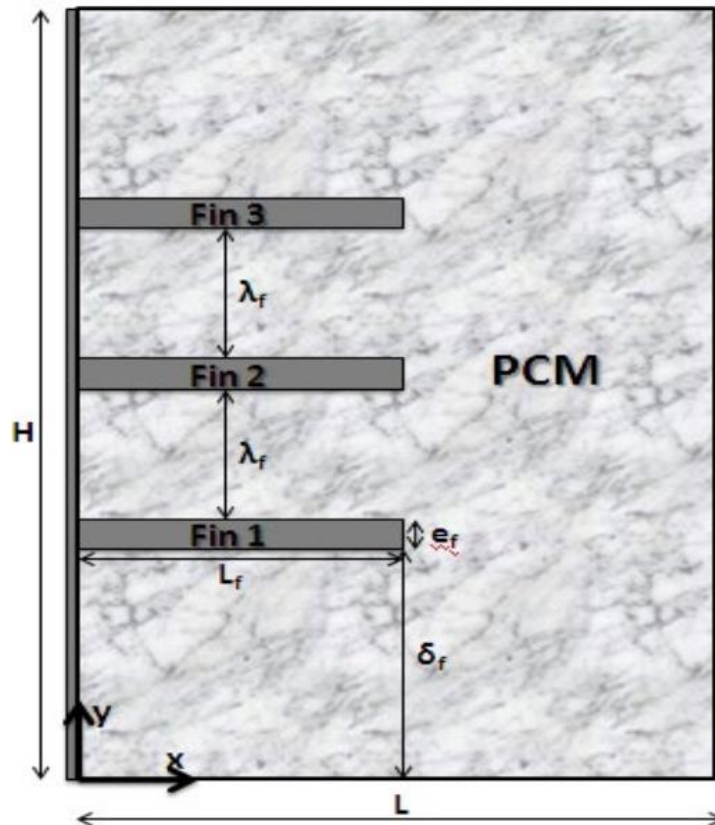


Figure 34 : Schéma représentant le dispositif modélisé en deux dimensions par Khatra et al. (32)

De plus, si la distance entre les ailettes est en dessous d'une valeur critique alors les cellules convectives ne peuvent pas se mettre en place et le transfert thermique dominant restera la conduction. Le nombre d'ailettes idéal est fonction de la température de la surface d'échange. Des ailettes trop proches les unes des autres (λ_f trop petit) empêchent les cellules convectives de se mettre en place et la présence des ailettes n'est pas visible sur les résultats de taux de fusion. Ainsi, les échanges thermiques sont plus efficaces avec peu d'ailettes de grandes longueurs (L_f grand sur le schéma précédent) qu'avec un plus grand nombre de petites ailettes. Cependant, si la distance entre les ailettes est trop grande, cela diminue le flux thermique car la diminution de la taille de la surface d'échange est trop importante.

Concernant l'épaisseur des ailettes, plus l'épaisseur est petite, moins la température dans l'ailette sera constante. Pour des ailettes épaisses, la température est constante sur toute la longueur et égale à la température de la surface d'échange. Pour des ailettes fines, un gradient de température va se mettre en place sur la longueur. Mais l'épaisseur des ailettes a moins d'influence sur les échanges thermiques avec le MCP que la longueur des ailettes et la distance entre elles.

Lorsque la conduction est le mode de transfert thermique prépondérant dans le MCP, qu'il n'y a pas ou de manière négligeable de convection au sein du MCP, les transferts thermiques sont lents. Lors de la solidification, cette convection n'a lieu qu'au début de celle-ci pour tendre rapidement vers 0 et laisser place à de la conduction. C'est à ce moment que les transferts thermiques sont le plus ralentis. C'est donc pour cela que le changement de phase liquide vers

solide est le plus étudié lorsqu'il est question d'augmenter la vitesse des transferts thermiques au sein du MCP.

Lors de la solidification, les isothermes sont parallèles à la surface d'échange et les couches successives de matériau solidifié épousent la forme de la surface d'échange. La convection diminue rapidement avec la fraction de matériau liquide donc le seul moyen d'augmenter les transferts de chaleur pendant cette phase c'est d'améliorer les transferts de chaleur par conduction.

Ainsi, l'intégration d'ailettes métalliques au sein du MCP permet d'accélérer les transferts de chaleur, de réduire le temps de solidification et d'augmenter le taux de solidification. L'influence de la longueur des ailettes ainsi que leur nombre ont été étudiés par Khatra et al. (32) et les résultats ont montré que ces deux paramètres avaient une influence notable sur le temps nécessaire à la solidification du MCP et sur le pourcentage de matériau solidifié. Contrairement à la phase de fusion, lors de la phase de solidification l'augmentation de l'épaisseur des ailettes permet d'augmenter la vitesse de solidification.

De plus d'après Jegadheeswaran et al. (33), le flux de chaleur provenant des ailettes vers la paroi du dispositif était plus important que le flux de chaleur allant du MCP vers la paroi directement ; jusqu'à ce que le flux allant du MCP vers la paroi directement soit négligeable par rapport au flux provenant des ailettes vers la paroi. Les ailettes permettent aussi de diminuer significativement le temps nécessaire à la décharge complète de l'énergie latente stockée par le matériau.

Khatra et al. (32) a réalisé une modélisation en deux dimensions de l'influence de la présence d'ailettes métalliques au sein d'une paraffine sur la solidification de celle-ci (voir figure 34). Les ailettes sont placées au sein du MCP de manière à être parallèles au flux thermique imposé au matériau. Il a été observé que la présence d'ailettes augmente la vitesse de solidification et réduit le temps de complète solidification. La valeur du flux thermique est augmentée avec la présence d'ailettes, ce qui est dû à une diminution de la résistance thermique. De plus, la présence d'ailettes augmente le flux thermique extrait de la face où les ailettes sont soudées donc il y a plus de chaleur qui va être échangée entre cette face et le milieu extérieur adjacent.

Enfin, le choix du nombre d'ailettes, leur épaisseur, leur longueur ainsi que leur espacement doit être un compromis entre le fait qu'elles doivent être assez espacées pour permettre aux cellules convectives de se mettre en place lors de la fusion mais assez rapprochées et en assez grand nombre pour assurer une surface d'échange d'assez grande taille pendant la phase de solidification. De plus, leur volume ne doit pas trop diminuer la capacité de stockage d'énergie c'est-à-dire ne représenter un trop grand volume au sein du MCP.

Huang et al. (50) a réalisé un dispositif expérimental de LHTS à ailettes en utilisant de la paraffine comme MCP. Ce dispositif a pour but d'étudier les effets de la convection et de la ségrégation cristalline de la paraffine sur l'efficacité des transferts thermiques au sein d'un LHTS à ailettes couplé à un panneau photovoltaïque. La surface d'échange avec le panneau PV est une des parois verticales du dispositif, perpendiculaire aux ailettes, afin de mimer une position verticale derrière un panneau PV situé en façade de bâtiment.

Ensuite d'après Huang et al. (50), les échanges par convection sont très importants lors des phases de solidification et de fusion de la paraffine. Il identifie 3 causes de la convection au sein du MCP :

- Convection forcée par le mouvement des parois entourant le MCP fondue, un gradient de pression ou électrique imposé.
- Convection naturelle provoquée par le changement de densité entre la phase liquide et solide du matériau.
- La réduction du volume de la paraffine lors de la solidification qui va provoquer la formation de courant au sein de la phase liquide.

Il a noté que la phase solide de MCP ne devait pas occuper la totalité du volume réservé au MCP car lors de la phase de fusion, il faut que l'augmentation de volume lié au passage vers la phase liquide ne soit pas être stoppé par les parois rigides du système sinon la pression va augmenter et des fuites de MCP peuvent apparaître. C'est pourquoi le dispositif expérimental n'est rempli qu'à 85 % de paraffine lorsque celle-ci est solide.

Huang et al. (50) a soumis le dispositif expérimental à un flux constant de 750 W/m^2 pendant 5 heures et la température initiale de tout le dispositif était de $19 \text{ }^\circ\text{C}$. Lorsqu'il n'y a pas d'ailettes, la température du panneau PV augmente très rapidement due à la convection qui se met en place dans la phase liquide. Alors que la température du reste du MCP augmente faiblement car les transferts sont réalisés par conduction. On peut aussi voir que la fusion du matériau progresse plus rapidement dans la partie haute du MCP et se propage ensuite vers le bas du volume.

L'ajout d'ailettes permet de diviser le vide laissé à l'intérieur de la partie haute du volume de paraffine lors de la solidification de celle-ci en plusieurs petits volumes dispersés au sein de la paraffine. Cela a pour conséquence de limiter les fluctuations de températures pendant la phase de fusion.

Les ailettes limitent les mouvements par convection dans le MCP car la stratification de la température selon la hauteur du dispositif était maintenue. Cependant, plus l'intervalle entre les ailettes est faible, plus la stratification de la température diminue ; ce qui conduit à une répartition plus uniforme de la température au sein du MCP.

Lorsque l'espacement des ailettes est supérieur à 33 mm, les mouvements convectifs entre celles-ci ne sont pas négligeables car on observe que la température s'uniformise très rapidement dès que la paraffine a fondu. De plus la présence des ailettes montre que la température du panneau PV diminue grâce à l'augmentation des transferts thermiques.

Lorsque l'espacement entre les ailettes est compris entre 24 et 12 mm, le temps nécessaire pour que la totalité de la paraffine fonde est augmenté significativement. En effet, les ailettes empêchent la convection naturelle de se mettre en place.

Lorsque l'espacement entre les ailettes est inférieur à 12 mm, les échanges thermiques sont dominés par la conduction. On observe que le temps nécessaire pour faire fondre toute la paraffine est diminué malgré la quasi-absence de convection. De plus, la température du panneau PV est plus faible que dans les autres cas et plus uniforme. Cependant, une fois que toute la paraffine a fondu, la température au sein du MCP augmente plus rapidement que dans les autres cas.

Huang et al. (50) conclut sur l'utilité des ailettes :

- elles permettent de diminuer la température du panneau PV
- elles réduisent la stratification de la température au sein du MCP selon la hauteur
- leurs nombres et leurs écartements permettent de faire varier la période pendant laquelle on peut contrôler la température du système. Ainsi, ils ont étudié plusieurs valeurs du ratio :

$$\frac{\text{espacement des ailettes}}{\text{épaisseur de MCP à l'arrière du panneau PV}}$$

Ils ont observé que plus ce ratio était grand, plus la période de contrôle de la température était grande (ratio réalisé pour des périodes inférieures à 5 heures et pour un chargement de 750 W/m²) et plus la température à laquelle on pouvait maintenir le panneau PV est grande.

3.4.2. Les LHTS avec encapsulation du MCP

L'encapsulation consiste à enfermer une particule dans une capsule faite par un matériau de revêtement ou à mélanger le matériau dans une matrice dans le but de former une capsule. Parfois, une poche d'air est intégrée dans la capsule afin de limiter les pressions sur la capsule quand le matériau augmente de volume lors du passage de la phase solide à la phase liquide. S'il n'y a pas de poche d'air la coquille de la capsule doit être suffisamment résistante pour supporter les pressions dû à la variation volumique. L'encapsulation du MCP permet de maintenir le matériau à l'endroit voulu lorsque celui-ci est sous sa forme liquide. Selon la taille des capsules, l'encapsulation du MCP est classée en deux catégories :

- La nanoencapsulation permet une encapsulation dans des vésicules de diamètre inférieur à 1 micromètre.
- La microencapsulation consiste en le fait d'enfermer des petites quantités de MCP dans un volume délimité par un film de polymère prenant différentes formes : sphériques ou cylindriques. Ensuite ces capsules peuvent être incorporées dans une matrice. On parle en général de microencapsulation lorsque les particules ont un diamètre inférieur à 1 mm.
- La macroencapsulation est le fait d'enfermer du MCP dans un container solide qui joue le rôle de barrière contre les fuites de matériau liquide. Ce container fait office d'échangeur thermique. De manière générale, les containers ont un diamètre minimal de 1 cm mais leurs dimensions peuvent être décimétriques ou métriques.

Les méthodes d'encapsulation présentées dans la figure 35 sont réservées aux MCP organiques et les méthodes avec deux astérisques sont utilisées pour les MCP inorganiques.

L'encapsulation du MCP a plusieurs avantages permettant notamment de faciliter son utilisation dans le domaine du bâtiment :

- En formant une barrière, la capsule permet de protéger le MCP des dégradations potentielles provenant du milieu extérieur.
- Augmente la maniabilité du produit lors de la mise en place.
- Réduit les changements de volumes dû à l'alternance des phases.

- Augmente la vitesse et l'intensité des échanges thermiques grâce à une surface d'échange très importante par rapport au volume (surtout dans le cas de la microencapsulation).
- (pour la microencapsulation uniquement) cela évite d'avoir une quantité de matériau qui ne changerait pas de phase à cause d'un manque d'échanges thermiques avec le milieu extérieur.

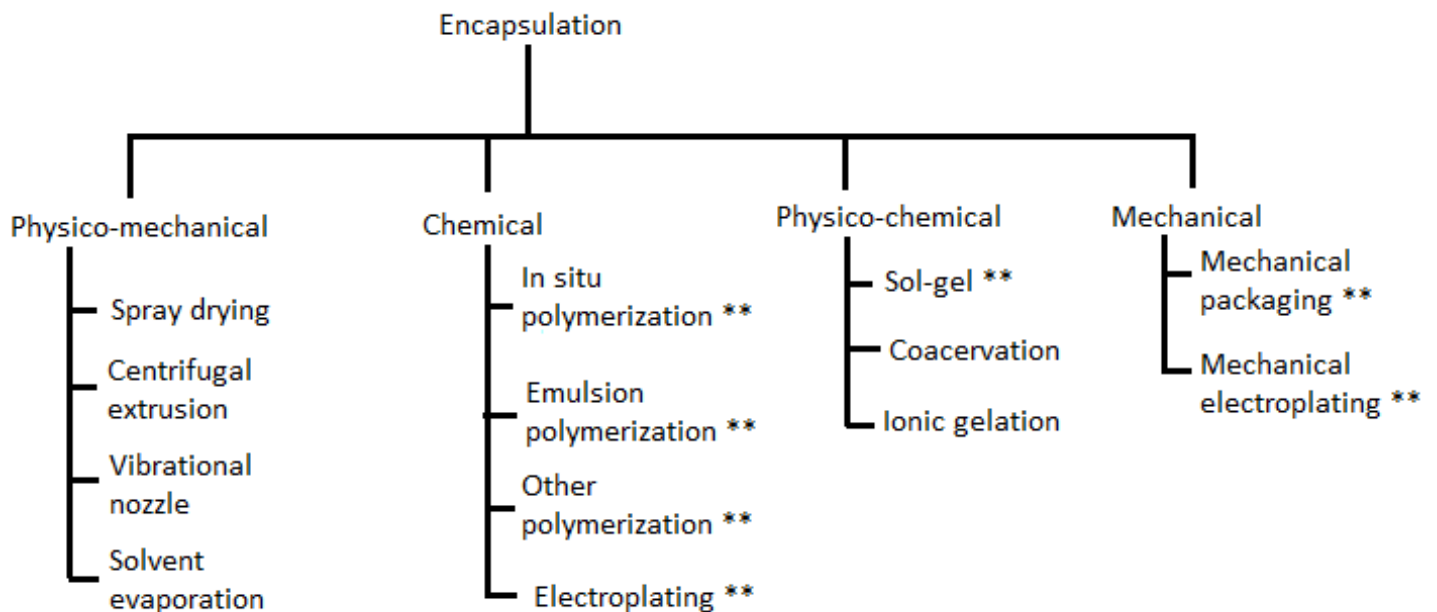


Figure 35 : Classification des différents modes d'encapsulation de MCP (Nazir et al. (68))

Ainsi, la microencapsulation est particulièrement adaptée à l'utilisation de MCP ayant une très faible conductivité thermique car elle permet de mettre en place une grande surface d'échange. Notamment lorsque les capsules sont disposées en amas dans un échangeur thermique traversé par un fluide. La microencapsulation d'un MCP peut être réalisée à l'aide de deux méthodes différentes :

- Une méthode chimique : la coacervation, la complexe coacervation, la méthode interfaciale. La coacervation est un phénomène de séparation en deux phases de certaines solutions macromoléculaires : une phase est fluide et renferme des molécules avec un faible degrés de polymérisation ; l'autre phase (appelée le coacervat) contient les molécules avec un fort degrés de polymérisation. La coacervation requiert l'utilisation de deux polymères et d'un MCP, qui seront mis en solution à une température supérieure à la température de fusion du MCP. Le coacervat se regroupe autour de particules qui était immiscible dans la solution permettant ainsi la formation de microcapsules après réduction de la température (Uddina et Khin (36)).
- Une méthode physique (ou mécanique) : la méthode de séchage par pulvérisation (spray drying method).
- Une méthode mécanique où les MCP sont encapsulés dans des vésicules en plastique dur par exemple.

Pour encapsuler de la paraffine, on peut par exemple utiliser de la gélatine mélangée à de l'acacia, qui sont deux polymères qui formeront la majeure partie du coacervat. Les capsules ont alors une bonne stabilité physique et chimique.

Ozonur et al. (35) ont montré que pendant la phase de chargement du MCP en énergie, les transferts thermiques étaient plus importants quand le MCP est encapsulé que quand il est pur. Alors qu'ils ont montré que lorsque le MCP restituait l'énergie emmagasinée à l'environnement, les transferts thermiques étaient plus importants dans le cas où le MCP est utilisé pur.

La microencapsulation a le désavantage de bloquer la convection naturelle, qui est un facteur d'amélioration des transferts thermiques au sein du matériau, du fait de la rigidité de la capsule et de sa petite taille. Mais l'augmentation de la surface d'échange, augmente significativement les échanges par conduction, ce qui permet de garder un temps de changement de phase rapide.

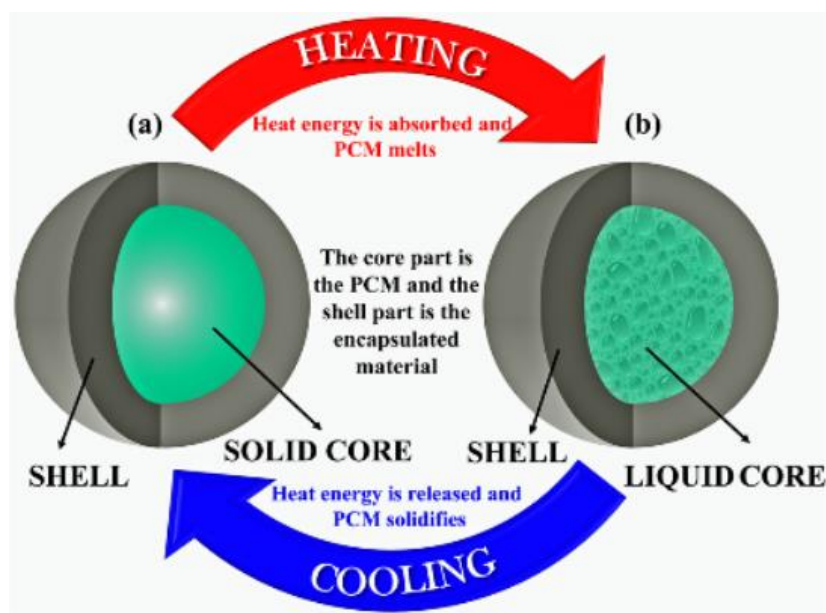


Figure 36 : Schéma représentant le principe de la microencapsulation (Nazir et al. (68))

3.4.3. Les LHTS avec des nanoparticules

L'incorporation de nanoparticules dans un MCP permet d'augmenter la conductivité thermique au sein du matériau et ainsi d'augmenter la chaleur latente de changement d'état. Les matériaux peuvent être intégrés sous forme de nanoparticules mais aussi de nanofeuilles, nanofibres, nanotubes ou encore nanobarres. Le MCP avec les nanoparticules est alors appelé nanofluide.

Il y a deux méthodes pour préparer un nanofluide :

- La méthode en un temps : la production des nanoparticules et la dispersion dans le MCP sont simultanés.
- La méthode en deux temps : dans un premier temps, la production des nanoparticules est réalisée puis dans un deuxième temps, elles sont mélangées dans le MCP grâce à un système d'agitation : magnétique, ultrasonique, mélange par cisaillement.

L'un des matériaux les plus répandus pour améliorer la conductivité thermique des MCP est le carbone, généralement sous forme de nanotubes.

Par exemple, Harish et al. (69) ont mesuré l'augmentation de la conductivité thermique d'un mélange d'acide laurique et de nanotubes de carbone. Ils ont remarqué que l'augmentation de la conductivité thermique était plus importante dans la phase solide que dans la phase liquide. En effet, si l'on ajoute dans un volume d'acide laurique, 2 % de son volume en carbone, Harish et al. (69) ont observé que la conductivité thermique de la phase solide était augmentée de 37 % alors que celle de la phase liquide est augmentée de seulement 11 %.

Dans la littérature, les pourcentages de particules intégrées au MCP varient de 0,1 à 10 %.

L'augmentation de la conductivité thermique est plus importante dans la phase solide que dans la phase liquide du MCP, cette différence n'est pas réellement expliquée mais plusieurs hypothèses sont avancées :

- Le mouvement brownien des particules qui est un modèle mathématique représentant les déplacements aléatoires d'une particule (de taille plus grosse que les particules du fluide dans lequel elle est immergée) dans un fluide. Cette particule ne doit être soumise à aucune autre force que les chocs avec les particules de fluide. Cependant, le mouvement brownien est trop lent pour induire des augmentations significatives dans les transferts de chaleur.
- Le niveau de stratification du liquide, à l'échelle moléculaire, à l'interface particule-liquide a été étudiée mais il s'avère que son épaisseur est de l'ordre de l'atome (autour d'1 nanomètre) donc il ne peut pas être responsable d'un accroissement de la conductivité thermique.
- Le transport de chaleur par des phonons qui est une quantité d'énergie libérée par une particule d'un solide cristallin lorsqu'elle est soumise à un mode vibratoire. Si la fréquence est égale à ν alors l'énergie du phonon libéré est de $h\nu$ (h constante de Planck).
- La formation de grappes (« clusters ») dans lesquelles les transferts de chaleur sont plus efficaces.

3.5. Les applications au domaine du bâtiment

L'utilisation de MCP dans le bâtiment réponds à deux objectifs :

- Augmenter la température intérieure en utilisant l'énergie solaire ou diminuer cette température en utilisant la fraîcheur de la nuit.
- Utiliser la chaleur fatale issue d'une source ou un puit de chaleur proche du bâtiment. Pour cela les MCP sont placés dans les murs (cas le plus courant), dans d'autres composants du bâtiment ou dans des unités de stockage de la chaleur ou du froid.

Dans les cas où le MCP est placé dans des composants du bâtiment, on parle de système passif car dès que la température intérieure est supérieure ou inférieure à la température de fusion alors l'énergie est automatiquement déstockée ou stockée dans le MCP.

Dans le cas où le MCP est stockée dans des unités séparées des composants du bâtiment grâce à une isolation, on parle de système actif car la chaleur ou le froid stocké est utilisé uniquement si le besoin s'en fait sentir.

3.5.1. Climatisation passive

La climatisation passive des bâtiments permet de conserver la fraîcheur de la nuit dans un système de stockage d'énergie puis cette énergie est extraite pour ensuite faire circuler de l'air froid dans le bâtiment quand il y en a besoin. La climatisation passive peut être une bonne alternative à l'air conditionné qui est envoyé dans les bâtiments à l'aide de pompe ; cela permettrait de diminuer l'impact environnemental de la climatisation.

Les MCP sont intéressants pour ces systèmes car ils peuvent stocker une grande quantité de chaleur sous forme de chaleur latente. Ainsi, la fraîcheur de la nuit est utilisée pour solidifier le MCP et pendant les heures chaudes de la journée, le MCP va stocker l'énergie de l'air ambiant lorsqu'il va entrer en fusion.

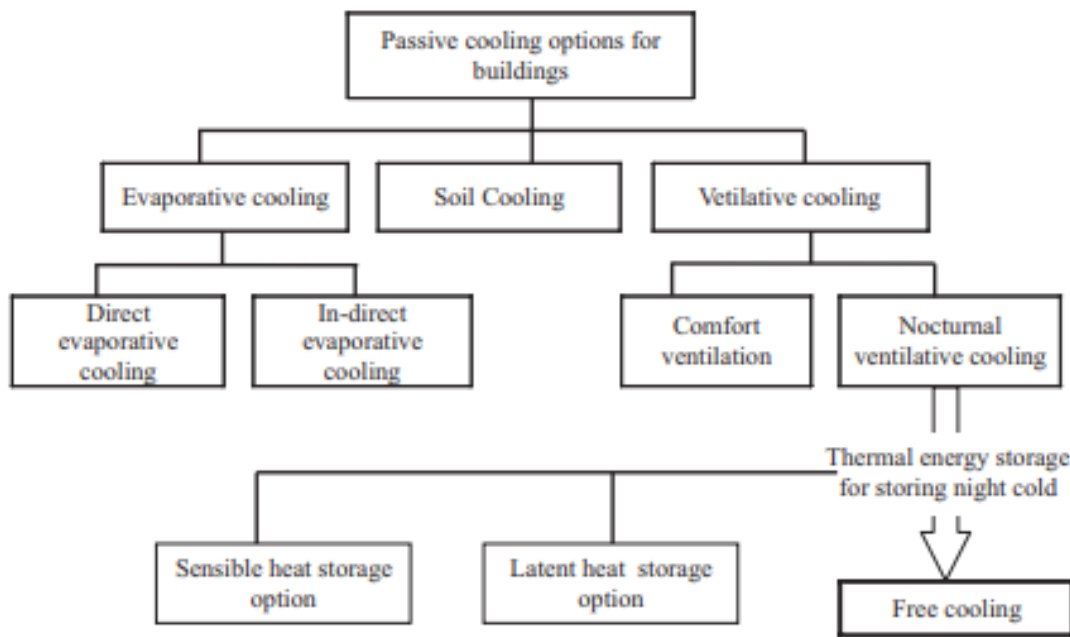


Figure 37 : Classification des systèmes de refroidissement des bâtiments par (Waqas et Din (59))

3.5.1.1. Climatisation par évaporation

Lorsque l'eau s'évapore, elle stocke de l'énergie provenant de l'air ambiant, ainsi cet air est refroidi. Après que toute l'eau se soit évaporée, la vapeur d'eau est injectée dans de l'air. Ainsi, l'air humidifié et refroidi est utilisé pour refroidir un système adjacent. Ce type de climatisation par évaporation est dit à évaporation direct et est adapté aux climats chauds et secs car l'air injecté dans le bâtiment est plus humide que l'air de départ. L'ajout de micro-organismes dans

l'air permet de séparer l'eau de l'air ; le système de climatisation est alors dit à évaporation indirect et est plus adapté aux climats humides.

3.5.1.2. Climatisation par le sol

Ce type de climatisation est basé sur le fait qu'à 2-3 mètres de profondeur dans le sol, la température est constante et en dessous de la température au-dessus de la surface. Ainsi, l'idée est de faire circuler de l'air dans un échangeur de chaleur enterré à 2-3 mètres de profondeur permettant de refroidir l'air.

3.5.1.3. Refroidissement par ventilation

La première technique de refroidissement par ventilation est de faire circuler de l'air plus froid que l'air intérieur à une vitesse supérieure à l'air intérieur. Ce type de ventilation n'apporte un refroidissement que si l'air ambiant a une température plus basse que l'air intérieur.

La deuxième technique de refroidissement par ventilation est basée sur le fait que l'on peut faire descendre la température de l'ensemble du bâtiment (murs, planchers, mobiliers, ...) pendant la nuit en y faisant circuler de l'air plus froid. Ainsi, tous les éléments du bâtiment agiront comme des puits de chaleur pendant les heures chaudes de la journée. Cela s'appelle le refroidissement par ventilation nocturne.

Une variante du refroidissement par ventilation nocturne est le « free cooling ». La différence tient au fait que dans la ventilation nocturne le stockage du froid s'effectue dans les matériaux composants le bâtiment alors que dans le « free cooling » le stockage du froid pendant la nuit s'effectue dans un milieu de stockage dédié. Ce milieu de stockage peut stocker le froid sous forme d'énergie sensible ou latente. L'avantage du « free cooling » est que le puit de chaleur formé par le système de stockage peut être utilisé uniquement quand cela est nécessaire. En effet à un moment de la journée, l'air intérieur peut être envoyé vers le système de stockage pour être refroidi ou alors le froid emmagasiné dans le système peut être économisé en prévision d'un autre moment plus chaud par exemple.

Le milieu de stockage le plus répandu utilise les matériaux à changement de phase. Les LHTES (« Latent Heat Thermal Energy Storage ») sont en effet appréciés pour leur grande capacité de stockage par unité de masse/volume et pour la petite variation de température pendant le stockage comparé aux systèmes de stockage par chaleur sensible. En effet dans les LHTES, le stockage de la chaleur se fait un peu sous forme de chaleur sensible (par augmentation de la température du matériau) mais surtout sous forme de chaleur latente (par changement de phase).

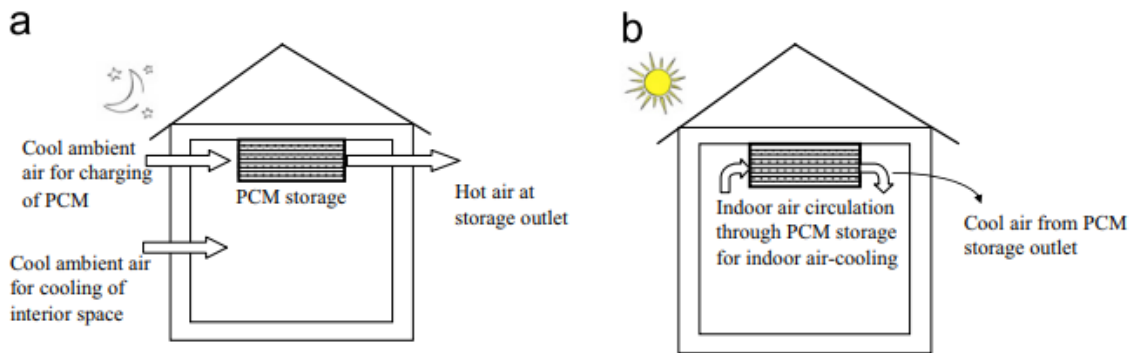


Figure 38 : Schéma représentant le principe de stockage/déstockage de froid du système de "free cooling" avec PCM d'après Waqas et al. (59)

Cependant, l'efficacité du stockage/déstockage de chaleur peut être influencée par plusieurs paramètres :

- Le débit volumique de l'air au sein du LHTES influe sur le temps nécessaire à la solidification/fusion du MCP et sur la température de l'air à la sortie du dispositif. En effet, plus le débit volumique de l'air est important, plus la durée de solidification du MCP pendant la nuit est courte. De plus, lors de la phase de fusion, plus le débit est important, plus le changement de phase est rapide mais la température de l'air en sortie est plus grande.
- Plus la différence entre la température de l'air entrant et la température de fusion du MCP est grande, plus les échanges sont importants et ainsi plus la durée des changements de phases est faible.
- Plus l'épaisseur de la capsule contenant le MCP est faible, plus le débit volumique de l'air nécessaire à la complète solidification du MCP est faible et plus les échanges thermiques avec l'air sont efficaces.

3.5.2. Un mur trombe

Un mur trombe est positionné dans un bâtiment sur la façade sud afin de recevoir le maximum de rayon solaire (façade nord dans l'hémisphère sud). Il y a plusieurs types de murs trombes mais le principe reste le même pour tous, une plaque de verre est posée sur la face extérieure du mur avec derrière elle un espace où un fluide peut circuler et un dispositif de stockage d'énergie est intégré au mur (Sharma et al. (60)) :

- Le mur trombe « masse » est composé d'un mur vertical en maçonnerie qui fait office de mur porteur et de dispositif de stockage d'énergie. En effet, la surface du mur qui est en face de la plaque de verre est de couleur noire, permettant ainsi une meilleure absorption des rayons lumineux. Ensuite, la chaleur est stockée dans la « masse » du mur. Quand la température de l'air à l'intérieur de la pièce a une température inférieure à celle de la surface du mur alors la chaleur stockée dans le mur irradie vers la pièce.
- Le mur trombe en eau est composé d'un mur porteur et le système de stockage d'énergie est un réservoir d'eau et cette eau pourra ensuite être utilisée dans un système de chauffage du bâtiment.

- Le mur trombe avec MCP est composé d'un mur porteur, d'un système de stockage d'énergie (le MCP) et d'une circulation d'air derrière la plaque de verre permettant d'évacuer la chaleur stockée dans le MCP lorsque la température est inférieure à la température de fusion du MCP. Un mur avec MCP permet de stocker plus de chaleur par unité de masse qu'un mur masse ou d'eau de même volume. Cela permet d'économiser en matériau porteur et gagner de l'espace au sein du bâtiment.

Il existe des murs trombes masses fait en maçonnerie mais des MCP ont été intégrés dans les matériaux lors de leurs fabrications.

Le principe de fonctionnement d'un mur trombe est très comparable à celui d'un panneau photovoltaïque-thermique. L'absorbeur d'un panneau PV/T est ici le système de stockage d'énergie, il y a dans les deux cas une plaque de verre qui est opaque aux rayons infrarouges sur sa face intérieure permettant de renvoyer les infrarouges vers le dispositif de stockage de chaleur. Enfin, il y a dans les deux cas un canal de ventilation avec un fluide qui transporte l'énergie fournie par le dispositif de stockage.

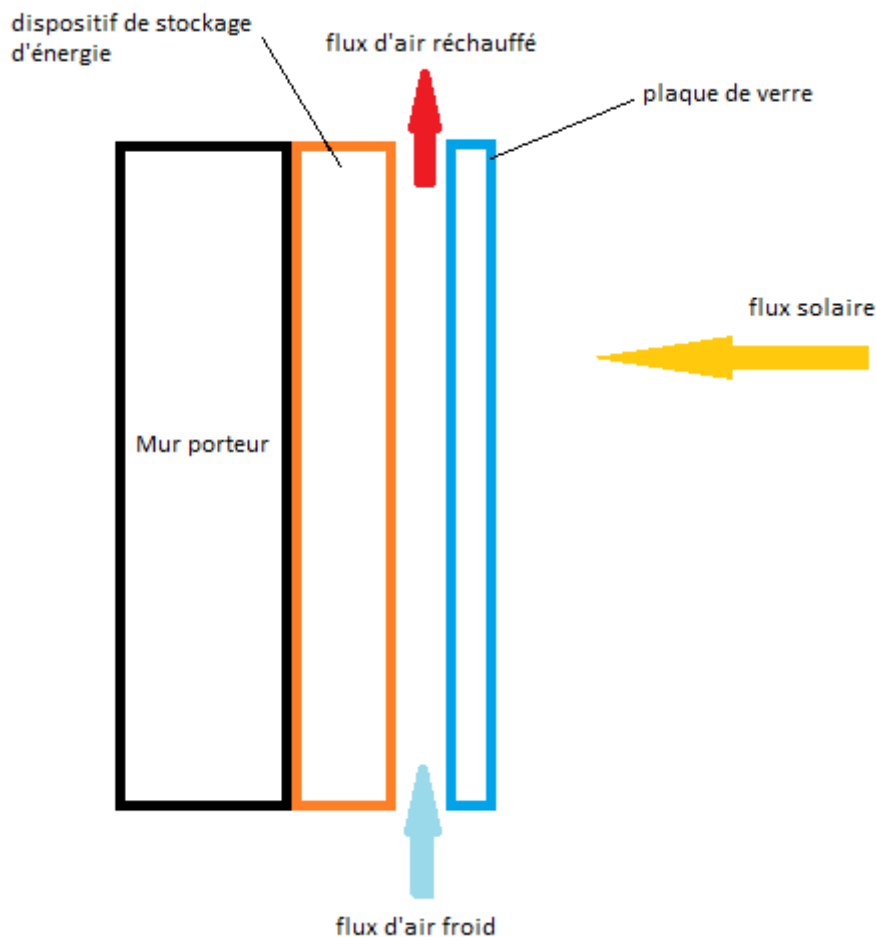


Figure 39 : Schéma de fonctionnement général d'un mur trombe

De plus, la régulation de la température du mur trombe en été peut être effectuée à l'aide d'un rideau opaque qui empêche les rayons solaires de traverser la plaque de verre. En été, le mur trombe peut aussi être utilisé pour réchauffer la pièce pendant la nuit.

3.5.3. Panneaux muraux de MCP

Ces panneaux sont collés sur une face des murs, c'est une des solutions les plus économique d'intégration de MCP dans un bâtiment. Ils peuvent être composés de différents matériaux mais pour y intégrer des MCP à l'intérieur, les panneaux en plastique semblent être les plus adéquates. Le MCP peut être intégré sous sa phase liquide dans ce type de panneau, il va alors remplir les pores du panneau en plastique ; ou bien le MCP peut être intégré directement dans le plastique fondu, avant que le panneau prenne sa forme définitive en se solidifiant.

3.6. Les applications au domaine du photovoltaïque

Le couplage MCP-panneau photovoltaïque peut être réalisé avec des unités de stockage de chaleur dans lequel le MCP est enfermé. Une unité de stockage avec MCP fonctionne comme une « batterie thermique » : l'air chauffé par les panneaux PV est récupéré en haut du mur solaire ou de la toiture solaire, il est ensuite acheminé par un tuyau vers l'unité. Au contact de l'air chaud provenant de l'arrière des panneaux PV dans la journée, le MCP emmagasine de l'énergie en fondant. Puis la nuit, l'air intérieur du bâtiment, plus froid, circule dans les batteries de MCP, le matériau restitue l'énergie emmagasiné pendant la journée et réchauffe l'air qui sera réinjecté dans le bâtiment.

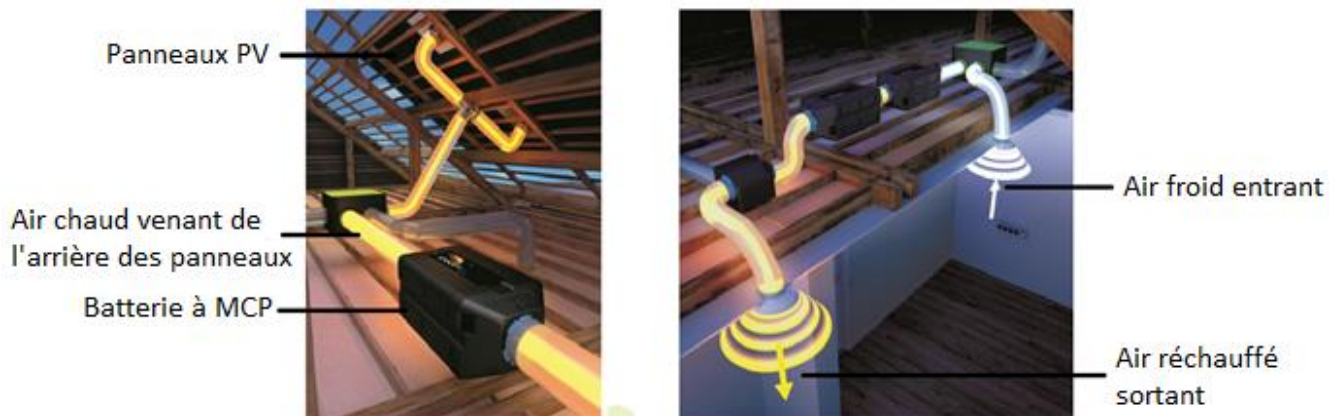


Figure 40: Système de stockage-déstockage d'énergie à l'aide de MCP et de la chaleur fatale produite par des panneaux PV

Salem et al. (37) ont étudié l'effet couplé du refroidissement de panneau photovoltaïque par circulation d'eau refroidie et stockage de chaleur dans un MCP (paraffine). Le MCP contient des particules de Al_2O_3 . Les nanoparticules de Al_2O_3 incorporées dans le MCP permettent d'augmenter la conductivité thermique du matériau cela forme un LHTS à nanoparticules. L'arrière du panneau PV est tapissé par un ensemble de canaux en aluminium qui sont remplie soit par de l'eau froide en circulation, soit par le mélange Al_2O_3 /MCP. Ils ont étudié l'influence

du pourcentage d' Al_2O_3 au sein du MCP, le débit volumique d'eau, la quantité de MCP dans les canaux allant de 0 (il n'y a que de l'eau qui circule à l'arrière du panneau) à 100 % (il n'y a que du MCP à l'arrière). Les résultats ont montré que la composition avec 1% d' Al_2O_3 au sein du MCP et un couplage avec une circulation d'eau permet un refroidissement plus efficace que lorsqu'il y a 100% d'eau à l'arrière du panneau PV. De plus, Salem et al. ont montré que le couplage permettant un refroidissement maximal est 25% Al_2O_3 (1%)/MCP mixture + 75% d'eau (débit maximal).

Yang et al. ont comparé l'efficacité électrique de panneaux photovoltaïques thermiques seuls et de panneaux photovoltaïques thermiques couplés à un stockage d'énergie grâce à un MCP. Leur but était que le MCP stocke la chaleur pendant que les panneaux photovoltaïques fonctionnent et décharge cette chaleur dans le fluide (eau) quand il n'y a plus de radiation solaire. Cette énergie peut alors être utilisée lorsque les panneaux PV ne produisent plus d'électricité, cela permet d'augmenter la production d'énergie du système. Ils ont placé leurs panneaux dans un environnement où ils pouvaient contrôler l'irradiation solaire incidente et le débit volumique d'eau à l'arrière du panneau. Ils ont ainsi pu mesurer que le panneau avec MCP avait une efficacité électrique de 8,16 % alors que celle de son homologue sans MCP était de 6,98 %.

Nada et El-Nagar (71) ont étudié 4 configurations de panneaux PV : libre, intégré sur la façade d'un bâtiment, avec MCP à l'arrière et enfin avec un LHTS à nanoparticules composé de MCP et de particules d' Al_2O_3 (20 nm de diamètre). L'épaisseur de MCP mis à l'arrière des panneaux PV est encapsulée dans un container permettant une épaisseur de 10 cm de MCP. Ils ont estimé qu'il fallait 7h pour que la totalité de l'énergie emmagasiné par le MCP pendant la journée soit libérée pendant la nuit. Le MCP utilisé est de la paraffine RT-55. La température extérieure était de 39 °C entre 12h00 et 15h00 pour ensuite redescendre à 30 °C pendant la nuit (Egypte).

Ils ont observé que le fait d'intégrer le panneau PV au mur augmente la température maximale du panneau de 50 °C lorsqu'il est libre à 75 °C une fois intégré dans le mur. Ils ont aussi vu qu'appliquer un volume de MCP à l'arrière du panneau PV libre augmentait sa température maximale de 50 à 62 °C mais le fait d'intégrer des particules d' Al_2O_3 réduit la température maximale à 59 °C.

De plus, l'intégration du MCP à l'arrière du panneau PV lié au mur permet d'augmenter son efficacité électrique moyenne quotidienne de 7,1 % et rajouter 2 % de particules d' Al_2O_3 permet d'augmenter l'efficacité de 14,2 %.

On peut en conclure que les performances du panneau PV intégré à la façade sont plus faibles et que sa température est plus grande que dans le cas où le panneau est libre. L'application de MCP ou MCP dopé aux particules à l'arrière d'un panneau PV libre affecte négativement ses performances et sa température. Cependant, dans le cas du panneau PV intégré au bâtiment, l'application de MCP et MCP dopé permet de réduire significativement la température du panneau et accroît son efficacité. L'ajout de particules dans le MCP permet d'accroître sa capacité de régulation thermique et augmente l'efficacité du panneau PV.

Nada et al. (72) se sont concentrés sur l'étude des panneaux intégrés au bâtiment et à l'influence de la présence de MCP et de MCP mélangé à des particules d' Al_2O_3 à l'arrière du panneau PV.

Ils ont mesuré que l'ajout de MCP faisait diminuer la température du module PV de 8,1 °C et son efficacité électrique augmentait de 5,7 %, s'il y avait des particules d' Al_2O_3 alors la température du module était diminuée de 10,6 °C et son efficacité augmentait de 13,2 %.

Stropnik et Stritih (73) ont appliqué une épaisseur de paraffine RT28HC à l'arrière d'un panneau PV et ont étudié l'augmentation de la température et de l'efficacité électrique du panneau. Les panneaux étaient laissés libres à l'arrière et ils étaient inclinés donc la face arrière était libre. Ils ont observé que la température du panneau PV avec MCP était au maximum inférieure de 35,6 °C à celle du panneau PV sans MCP. A partir d'une simulation, ils ont pu déterminer que la production d'électricité du panneau avec MCP était supérieure de 7,3 % sur une période d'un an, sous le climat de la ville de Ljubljana.

Pour conclure, nous avons vu que le stockage sous forme de chaleur latente était une alternative intéressante au stockage sensible car le changement de phase met en jeu de grandes quantités de chaleur et permet une densité de stockage de chaleur importante. Le changement de phase le plus couramment utilisé est la transformation solide-liquide et pour être mis en pratique, le MCP doit être encapsulé afin que la phase liquide ne fuie pas ; on forme alors un LHTS. Il peut aussi servir à augmenter les échanges thermiques entre le MCP et le milieu extérieur comme dans le cas des paraffines. Ces LHTS sont déjà employés dans le bâtiment pour des applications de climatisation passive et leur utilisation commence à se développer dans le refroidissement des panneaux photovoltaïques. Cependant, à la vue des données des paragraphes précédents, l'utilisation des LHTS pour le refroidissement des panneaux PV semble être très intéressant dans le cas des modules BIPV et moins lorsque les panneaux PV sont libres.

4. Validation de la modélisation à l'aide de données expérimentales

Afin de valider les données obtenues grâce au modèle numérique, on peut comparer celles-ci avec des données fournies dans la littérature. C'est pourquoi on se propose de comparer les données du modèle avec celles obtenues en laboratoire par Huang et al. (50).

4.1. Protocoles

4.1.1. Protocole expérimental de Huang et al. (50)

Huang et al. (50) ont réalisé un dispositif expérimental de LHTS à ailettes avec des dimensions comparables à celles des tuiles photovoltaïques étudiées. D'une part, la surface intérieure du LHTS est de 30 cm x 13,2 cm (c'est la surface de contact avec le panneau solaire) et la profondeur de la couche de MCP est de 4 cm. D'autre part, les dimensions des panneaux photovoltaïques contenus dans les tuiles solaires sont de : 31,2 cm x 26,5 cm.

Les frontières du LHTS sont réalisées avec deux plaques en aluminium de 5 mm d'épaisseur sur les faces avant (c'est-à-dire la face ensoleillée qui est celle qui représente le contact avec un panneau PV) et arrière du dispositif. Ces plaques permettent des échanges de chaleur rapides entre le milieu extérieur et l'intérieur du LHTS grâce à la grande conductivité thermique de l'aluminium. Elles miment ainsi le contact entre la face arrière d'un panneau photovoltaïque (face avant du dispositif) et la surface de contact avec un éventuel canal de refroidissement ou une surface d'échange libre avec le milieu extérieur (face arrière du dispositif). Toutes les autres frontières sont réalisées en Plexiglass de 12 mm d'épaisseur doublées avec une couche de polystyrène de 50 mm d'épaisseur permettant de rendre adiabatique les faces latérales du dispositif.

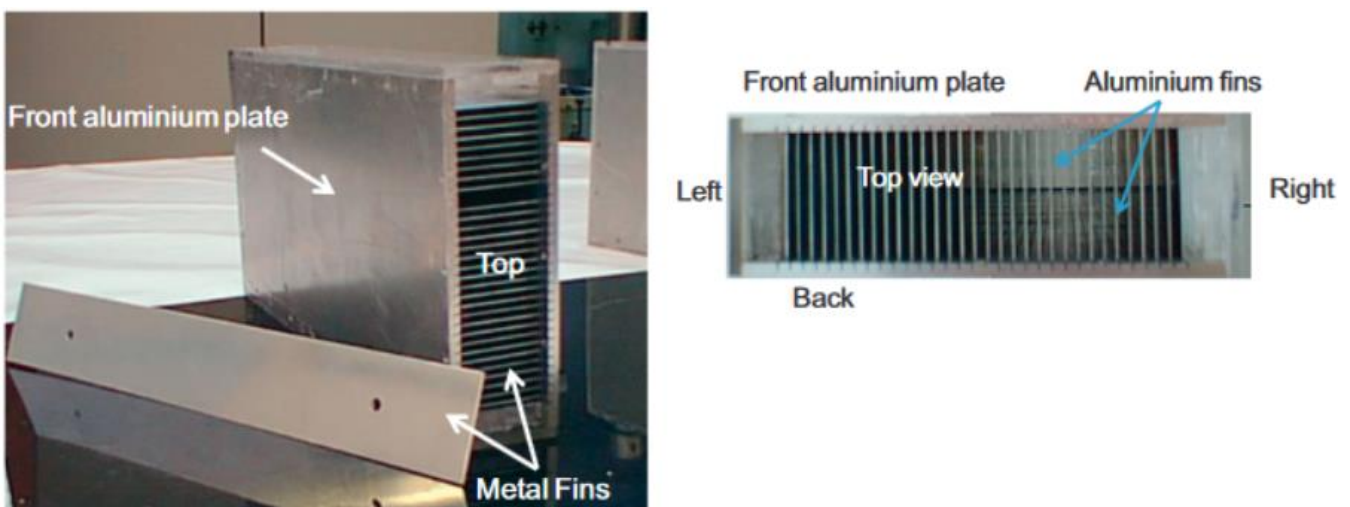


Figure 41 : Photos représentant le LHTS étudié par Huang et al. (50)

Dans le dispositif de Huang et al. (50), les faces en aluminium seront placées à la verticale, mimant ainsi le contact avec un panneau solaire présent en façade d'un bâtiment.

Les ailettes de refroidissement sont aussi réalisées en aluminium, l'aluminium est un moins bon conducteur thermique que le cuivre. Cependant le cuivre étant plus dense que l'aluminium, l'aluminium procure une conductivité thermique par unité de masse plus importante. Ainsi, l'aluminium permet d'avoir des structures plus légères tout en conservant une grande conductivité thermique.

Les ailettes ont les dimensions suivantes : 30 cm x 4 cm c'est-à-dire qu'elles vont de haut en bas du système et de la face avant à la face arrière. Ainsi, la paraffine est découpée en volumes de plus petites tailles dont l'épaisseur est déterminée par l'espacement entre les ailettes. Les ailettes ont une épaisseur de 0,5 mm. De plus, du fait de l'expansion volumique qui se produit lors de la fusion du MCP, le volume intérieur du LHTS n'est rempli qu'à 85% lorsque le MCP est sous sa phase solide.

Huang et al. (50) ont soumis ce dispositif à un flux solaire incident constant de 750 W/m² sur une des parois en aluminium pendant 5 heures. La température initiale de la totalité du dispositif est de 19 °C et la température ambiante est maintenue à 19 °C. Le dispositif expérimental est placé dans un bâtiment fermé.

Ils ont étudié plusieurs types de paraffine (Waksol A, RT27 et RT35). Cependant ce qui nous intéresse ici est leur étude de l'influence de l'espacement des ailettes de refroidissement au sein du LHTS sur le phénomène de convection dans la paraffine. Pour cette étude, ils ont utilisé la paraffine RT27. Pour la modélisation, la paraffine utilisée est la RT26, elle a des caractéristiques très proches de la RT27 comme on peut le voir sur le tableau suivant. La RT26 et la RT27 sont toutes deux commercialisées par Rubitherm mais la RT27 n'est plus vendue. Donc les données concernant la RT27 ne sont plus disponibles sur le site du fabricant notamment la capacité thermique massique qui est indispensable pour modéliser le comportement thermique du matériau.

Propriétés	RT26	RT27
Intervalle de fusion en °C	25-26	24,5-26,5
Intervalle de solidification en °C	26-25	26,5-24,5
Chaleur latente en kJ/kg	166,5-193,5 (180 en moyenne)	189
Capacité thermique massique en J/(kg.K)	2000	2000
Masse volumique solide en kg/m ³	880	880
Masse volumique liquide en kg/m ³	750	760
Conductivité thermique en W/(m.K)	0,2	0,2
Expansion volumique en %	12,5	10

Figure 42 : Tableau représentant les propriétés thermiques et physiques des paraffines RT26 (57, voir annexe 1) et RT27 (56)

4.1.2. Protocole mis en place pour la modélisation

Le système étudié lors de la modélisation est un modèle en deux dimensions comportant deux ailettes entières et deux demi-ailettes sur les côtés délimitant trois compartiments de MCP qui ont une épaisseur de 4, 8, 12, 24 ou 33 mm. Les plaques d'aluminium formant la face avant (éclairée par un flux lumineux de 750 W/m^2) et la face arrière font 5 mm d'épaisseur. L'épaisseur de MCP est toujours de 4 cm.

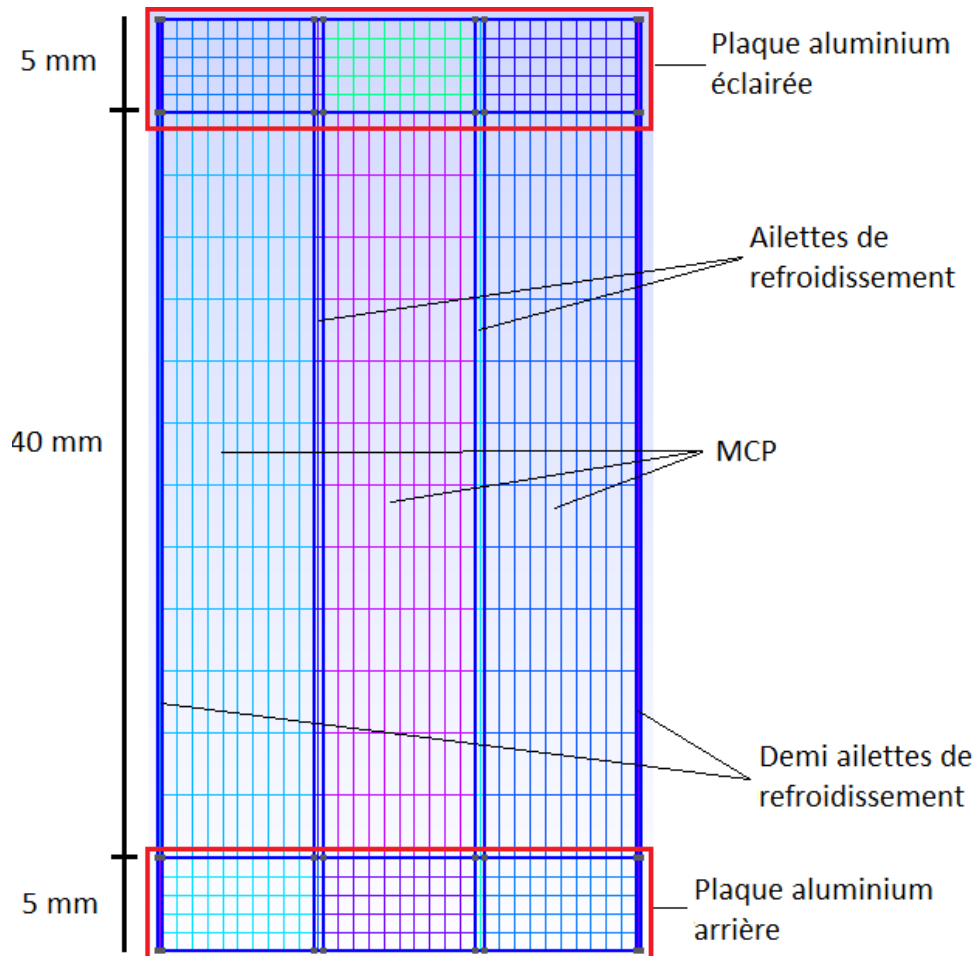


Figure 43 : Schéma représentant le maillage étudié lors de la modélisation de l'expérience de Huang et al. (50)

Les ailettes ont été modélisées comme étant reliées parfaitement aux plaques d'aluminium de 5 mm d'épaisseur formant les faces avant et arrière du dispositif. Les propriétés de l'aluminium choisies pour la modélisation numérique sont :

$$\lambda_{\text{aluminium}} = 240 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

$$\rho_{\text{aluminium}} = 2700 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3} \quad c_{\text{aluminium}} = 900 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

Lors de la modélisation, on ne prend pas en compte l'effet de forces extérieures telle que le poids sur le comportement des matériaux. Or, la densité de la paraffine sous sa phase liquide est plus faible que celle de sa phase solide, cette différence induit des mouvements dans un volume de MCP qui est en train de changer de phase. Dans le modèle numérique, ces déplacements de matière ne sont pas pris en compte. De plus, c'est le principal moteur de la convection au sein du MCP lors du changement de phase. Ainsi, les échanges thermiques modélisés ne sont dû qu'à la conduction au sein des matériaux et les échanges convectifs dans le MCP ne sont pas pris en compte.

De plus, la modélisation ne prend pas non plus en compte le fait que le matériau occupe un volume plus grand lorsqu'il est sous forme liquide que quand il est sous forme solide. L'expansion volumique est négligée ce qui permet de modéliser la paraffine comme un matériau ne changeant que de masse volumique et de capacité thermique massique en fonction de la température. Ainsi, le volume de MCP est constant et toutes les parois faites en aluminium sont en contact permanent avec de la paraffine. Ce n'est pas le cas dans le dispositif expérimental de Huang et al. (50) car les parties hautes des ailettes ne sont pas en contact avec le MCP quand il est sous sa phase solide.

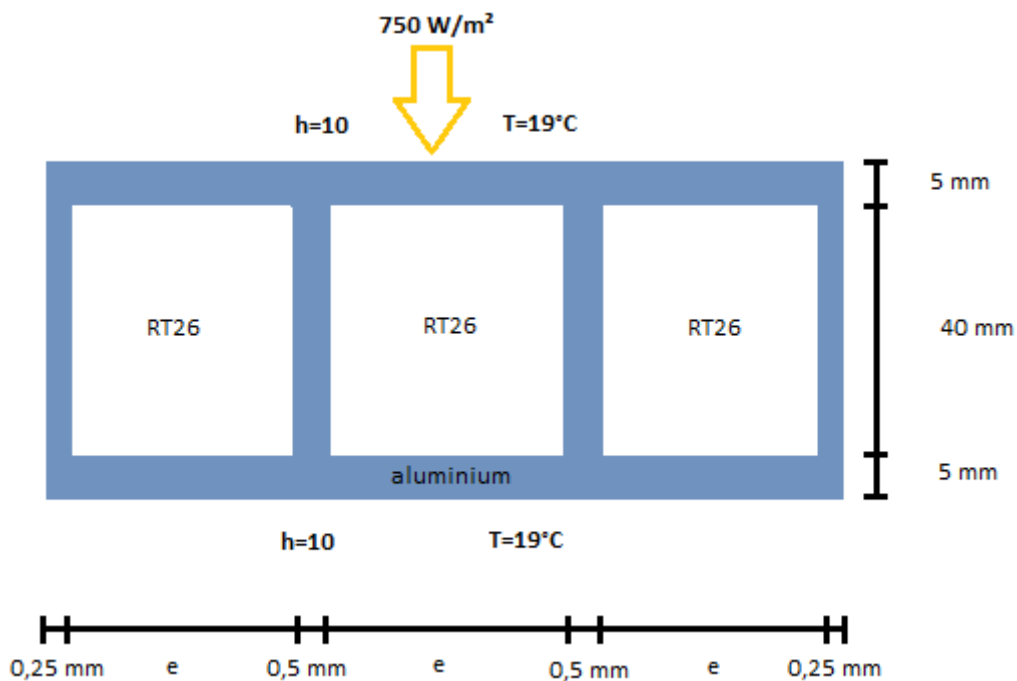


Figure 44 : Graphique représentant le dispositif modélisé informatiquement

En résumé, on a modélisé le volume qui serait délimité par 4 ailettes successives au milieu du dispositif de Huang et al. (50). De plus, le flux thermique est nul au niveau de la face extérieure des deux demi-ailettes (extrémités droite et gauche sur la figure 44), autrement dit ces faces sont adiabatiques.

Enfin, pour déterminer les conditions aux limites à appliquer aux surfaces avant et arrière du dispositif et afin de se rapprocher au plus près des conditions rencontrées par Huang et al. (50) :

- Le coefficient d'échange convectif a été pris égal à 10 car le dispositif expérimental se trouve dans un endroit où il y a peu de vent donc la valeur de h doit être assez faible.
- La température extérieure est prise égale à 19°C et considérée comme uniforme dans tout l'environnement extérieur proche du dispositif. La température de l'air au niveau de la face éclairée est aussi prise égale à 19°C faute d'informations supplémentaires (elle pourrait être légèrement supérieure à cause de l'éclairage).
- Le flux est pris égal à 750 W/m².

Cependant, comme on ne connaît pas la température de l'air au niveau de la surface éclairée, on peut se demander si les échanges par convection au niveau de cette surface peuvent être négligés. Ainsi, s'ils sont négligeables, on pourra utiliser dans la modélisation que des paramètres connus et fournis par Huang et al. (50) ; s'ils ne sont pas négligeables, il faudra les estimer nous-même.

Pour mesurer l'influence des échanges par convection au niveau de la face ensoleillée, nous nous sommes placés dans le cas où l'écartement des ailettes est de 4 mm et nous avons testé deux situations :

- $h=10$ et $T=19^\circ\text{C}$ aux niveaux des deux faces avant et arrière et un flux incident de 750 W/m² sur la face avant.
- $h=10$ et $T=19^\circ\text{C}$ au niveau de la face arrière et un flux incident de 750 W/m² sur la face avant.

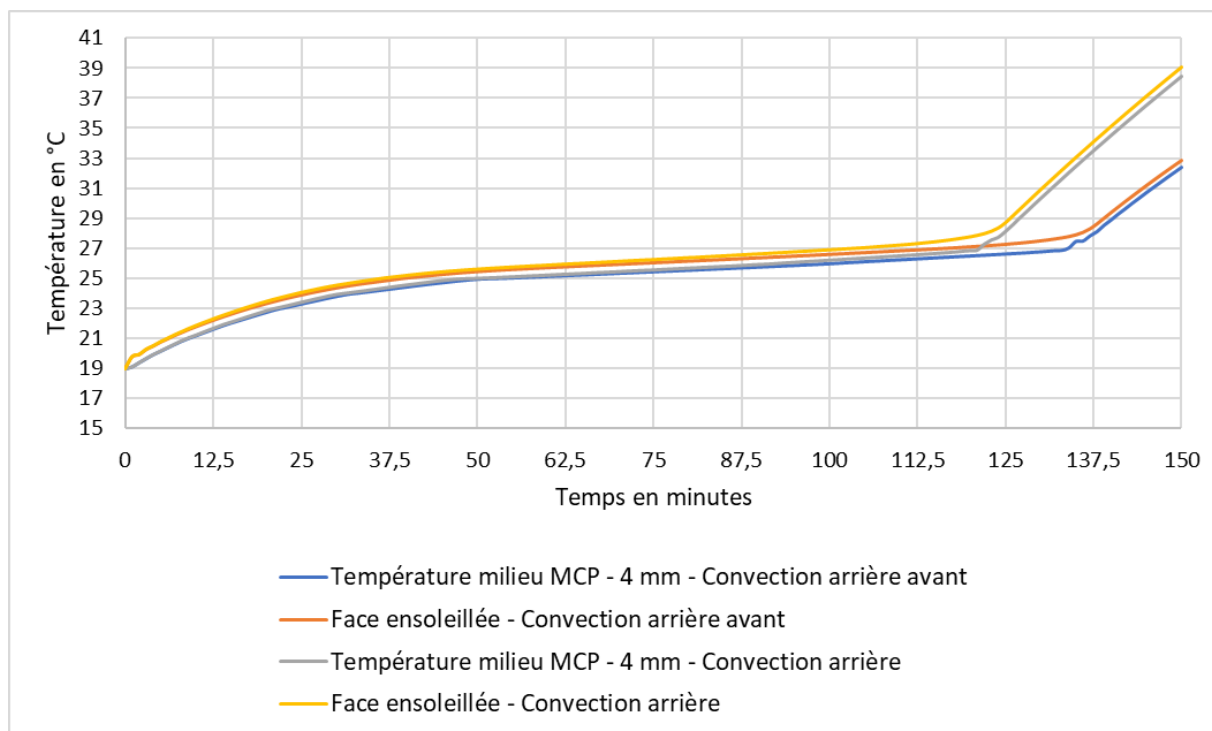


Figure 45 : Graphique représentant la température de la face aluminium ensoleillée et au milieu de la couche de MCP dans les cas où il y a modélisation de la convection à l'avant et à l'arrière du dispositif ou seulement à l'arrière (écartement ailettes de 4 mm)

On peut voir que dans le cas où la convection est négligée sur la face avant, le changement de phase s'effectue plus rapidement (25 minutes de moins). Cela est dû au fait que la chaleur s'évacue moins bien hors du LHTS lorsqu'on ne considère que les échanges par convection ne s'effectuent que sur une seule face. Le flux d'énergie fourni au MCP est plus important.

Afin de savoir lequel des deux modèles représente le mieux les conditions de l'expérience de Huang et al. (50), on compare les résultats du graphique précédent à ceux obtenus expérimentalement pour un écartement des ailettes de 4 mm.

Sur le graphique expérimental de Huang et al. (50) (voir figure 46, graphique du haut), on observe que :

- Le changement de phase s'arrête au bout de 130 minutes à peu près mais la valeur est trop peu précise pour être exploitable du fait du grand nombre de courbes. De plus, cela ne permet pas de départager les deux modèles.
- Dans la modélisation, la température après 150 minutes d'exposition au flux solaire est de 38°C dans le cas où il n'y a que de la convection à l'arrière et de 32-33°C dans le cas où il y a de la convection à l'avant et à l'arrière. Or les valeurs expérimentales montrent que les températures de la paraffine et de la plaque d'aluminium ensoleillée sont comprises entre 31 et 34°C. Ainsi, le modèle avec convection sur la face avant et sur la face arrière correspond le mieux aux résultats obtenus expérimentalement lorsque l'écartement des ailettes est de 4 mm.

Dans la suite, tous les résultats relatifs à la modélisation ont été obtenus en considérant des conditions d'échanges convectifs aux niveaux des faces avant et arrière du dispositif. Avec les valeurs suivantes : $h=10$ et $T=19^{\circ}\text{C}$.

4.2. Résultats et interprétations

Les résultats expérimentaux présentés dans la partie suivante sont obtenus pour la colonne de MCP d'une hauteur de 30 cm située au milieu du dispositif de Huang et al. (50). Le MCP utilisé est la paraffine RT27, la température extérieure est de 19 °C et pendant 300 minutes, la face avant du dispositif est éclairée par un flux de 750 W/m². Les graphiques suivants montrent la température en fonction du temps au niveau de différents thermocouples placés au milieu de l'épaisseur de MCP et tous les 40 mm le long de la hauteur de 30 cm. Le point G est le plus haut dans la colonne et le point A est le plus bas.

Les résultats concernant la modélisation sont pris au milieu de la couche de paraffine entre les deux ailettes du milieu (voir figure 44). Cela signifie que les données présentées dans les graphiques sont issues du point de coordonnées (0,75 + 1,5e ; 25) (en millimètres et avec e l'écartement entre les ailettes en mm).

Afin de comparer les résultats du modèle numérique avec les résultats expérimentaux, la température de la plaque d'aluminium éclairée est tracée, cette température est prise sur la surface extérieure de cette plaque. Ensuite, la température du milieu de la couche de MCP est indiquée. Enfin, la température de la face arrière du dispositif est tracée lorsqu'elle est

différente de la température du milieu de la couche de MCP. La température de la plaque en aluminium arrière est prise à sa surface en contact avec l'air extérieur.

4.2.1. Espacement des ailettes : 4 mm

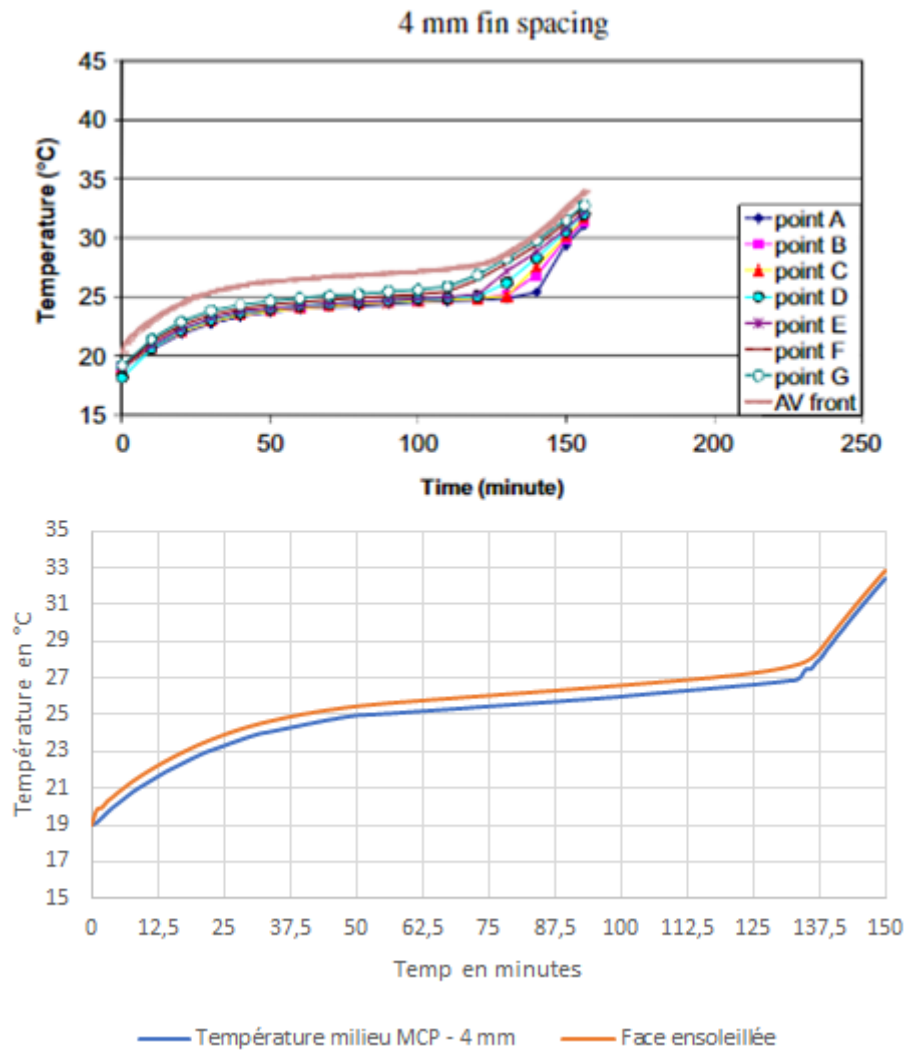


Figure 46: Graphiques représentant les résultats expérimentaux obtenus par Huang et al. (50) (haut) et les résultats de la modélisation numérique (bas) pour une épaisseur de MCP de 4 cm et un espacement des ailettes de 4 mm

Les graphiques de la figure 46 présentent les résultats obtenus par Huang et al. (50) (haut) et les résultats obtenus avec la simulation numérique (bas) dans le cas où les ailettes sont espacées de 4 mm.

La température de la plaque ensoleillée est dans les deux cas légèrement supérieure à celle de la couche de MCP, cependant dans le cas de la modélisation cette différence est de l'ordre de 0,5 °C alors que dans le cas expérimental cette différence est plutôt de l'ordre de 2°C. Cela peut être à cause du fait que dans la modélisation la jonction entre les ailettes et les plaques latérales

en aluminium est considérée comme parfaite. Dans la modélisation numérique, les ailettes et les plaques sont considérées comme faisant partie du même volume d'aluminium alors que ce n'est pas le cas dans l'expérience. En effet dans le dispositif expérimental, les ailettes sont reliées aux plaques en aluminium par simple contact (il n'y a pas de colle, elles ne sont pas soudées, ...) car elles sont enserrées dans des rails creusés dans les plaques en aluminium. Ainsi, cette discontinuité entre ailettes et plaques peut retarder et diminuer les échanges de chaleur d'où cette différence de température plus prononcée entre MCP et plaque dans l'expérience.

De plus, on peut voir que dans le cas de la modélisation numérique, le changement de phase se termine vers 135 minutes puisque c'est à ce moment qu'on observe une rupture de pente. C'est aussi le cas pour le modèle expérimentale, le changement de pente intervient entre 110 minutes, pour la paraffine qui est la plus haute dans le dispositif (au niveau du point G), et 145 minutes pour la paraffine la plus basse (point A).

Ensuite, on peut voir que dans les deux cas, la température de la plaque en aluminium éclairée est quasiment égale et les pentes des différentes portions de la courbe sont aussi très similaires. Dans les deux cas, la courbe de la température de la plaque ensoleillée suit exactement celle de la température du MCP, on peut donc en conclure que les échanges entre plaque d'aluminium et MCP sont très efficaces.

On peut conclure que pour le cas où les ailettes sont espacées de 4 mm, Huang et al. (50) estimaient que les transferts de chaleur s'effectuaient principalement par conduction. En effet, la comparaison avec le modèle numérique nous montre qu'il n'y a quasiment que des échanges par conduction car les résultats expérimentaux et numériques sont en accords.

4.2.2. Espacement des ailettes : 8 mm

Les graphiques de la figure 47 présentent les profils de température obtenus par Huang et al. (50) (haut) et ceux calculés avec la modélisation numérique (bas) dans le cas où les ailettes sont espacées de 8 mm.

Concernant les résultats expérimentaux, on peut voir que la différence de température entre la face ensoleillée et la paraffine pendant le changement de phase est quasiment identique dans les cas où l'écartement entre les ailettes est de 4 ou 8 mm. L'écart est toujours de l'ordre de 2°C.

Maintenant si l'on s'intéresse aux résultats de la modélisation, on peut voir que cette différence de température a augmenté entre le cas « 4 mm » et le « 8 mm », la différence est passé de l'ordre de 0,5°C à plus de 1°C. Cela est probablement dû au ralentissement des échanges de chaleur car la taille de la surface d'échange a diminué donc les échanges par conduction diminue. Ainsi, l'écart de température entre MCP et surface ensoleillée augmente plus rapidement au début pour ensuite devenir constant pendant le changement de phase. Le fait que l'écart de température entre la face ensoleillée et le MCP reste stable pendant le changement de phase montre que les transferts de chaleur restent importants entre ces deux couches car s'ils étaient trop faibles la température de la face ensoleillée ne suivrait pas la température du MCP pendant le changement de phase.

Ensuite, on peut voir que la fin du changement de phase a lieu après 140 minutes dans le cas de la modélisation. Dans le cas de l'expérience, le changement de phase se termine vers 110 minutes pour la partie haute et 160 minutes pour la partie basse du dispositif. Le comportement

de la paraffine modélisée se rapproche plus de la paraffine qui est dans la partie basse du LHTS expérimental (point A).

En conclusion, dans le cas où les ailettes sont espacées de 8 mm, la température de la plaque ensoleillée suit celle du MCP, ce qui montre que les transferts de chaleur entre les deux couches sont efficaces. Le système modélisé numériquement recrée plus fidèlement le comportement des paraffines qui sont situées dans le bas du dispositif expérimental que celui des paraffines situées dans le haut. Enfin, dans le cas où les ailettes sont espacées de 8 mm, les résultats de la modélisation et expérimentaux sont en accord.

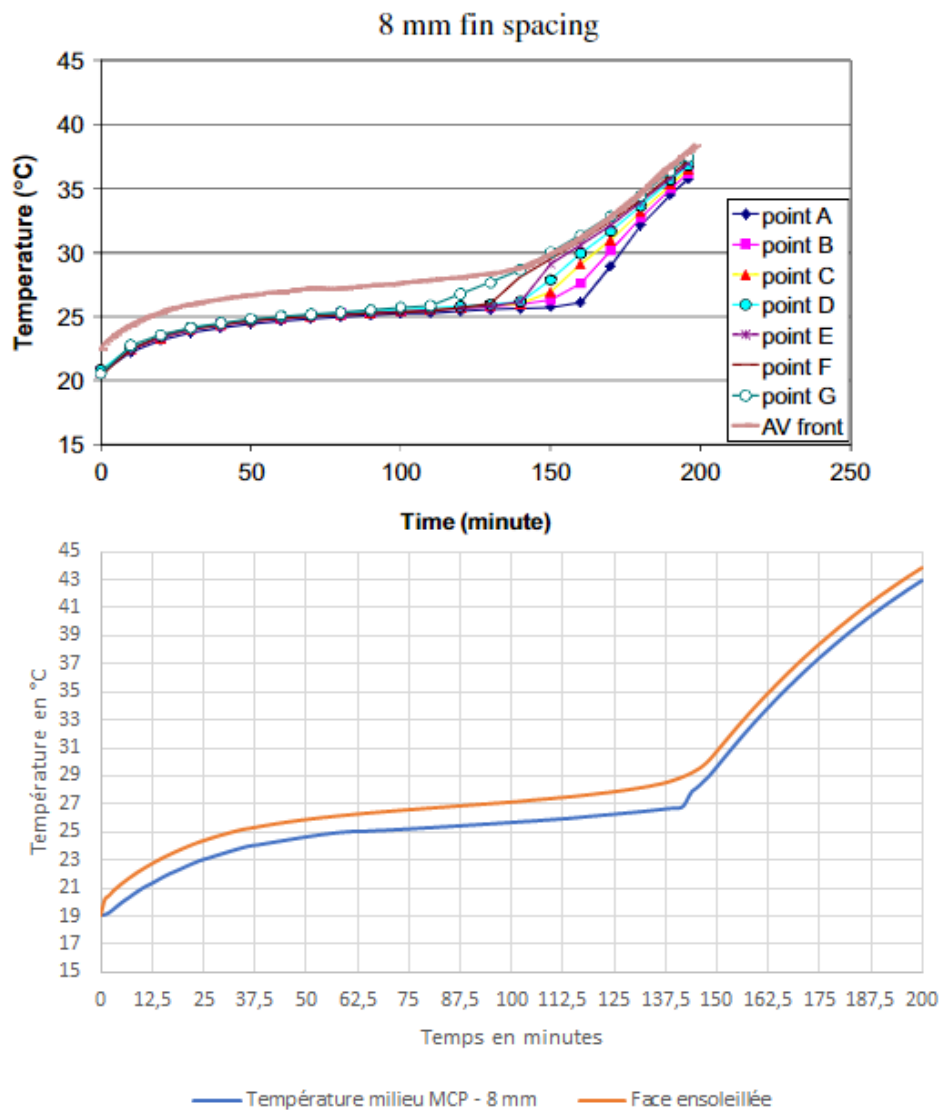


Figure 47: Graphiques représentant les résultats de Huang et al. (50) (haut) et ceux de la modélisation pour un écartement entre ailettes de 8 mm

4.2.3. Espacement des ailettes : 12 mm

Les graphiques de la figure 48 présentent les profils de températures obtenus par Huang et al. (50) (haut) et ceux calculés avec la modélisation numérique (bas) dans le cas où les ailettes sont espacées de 12 mm.

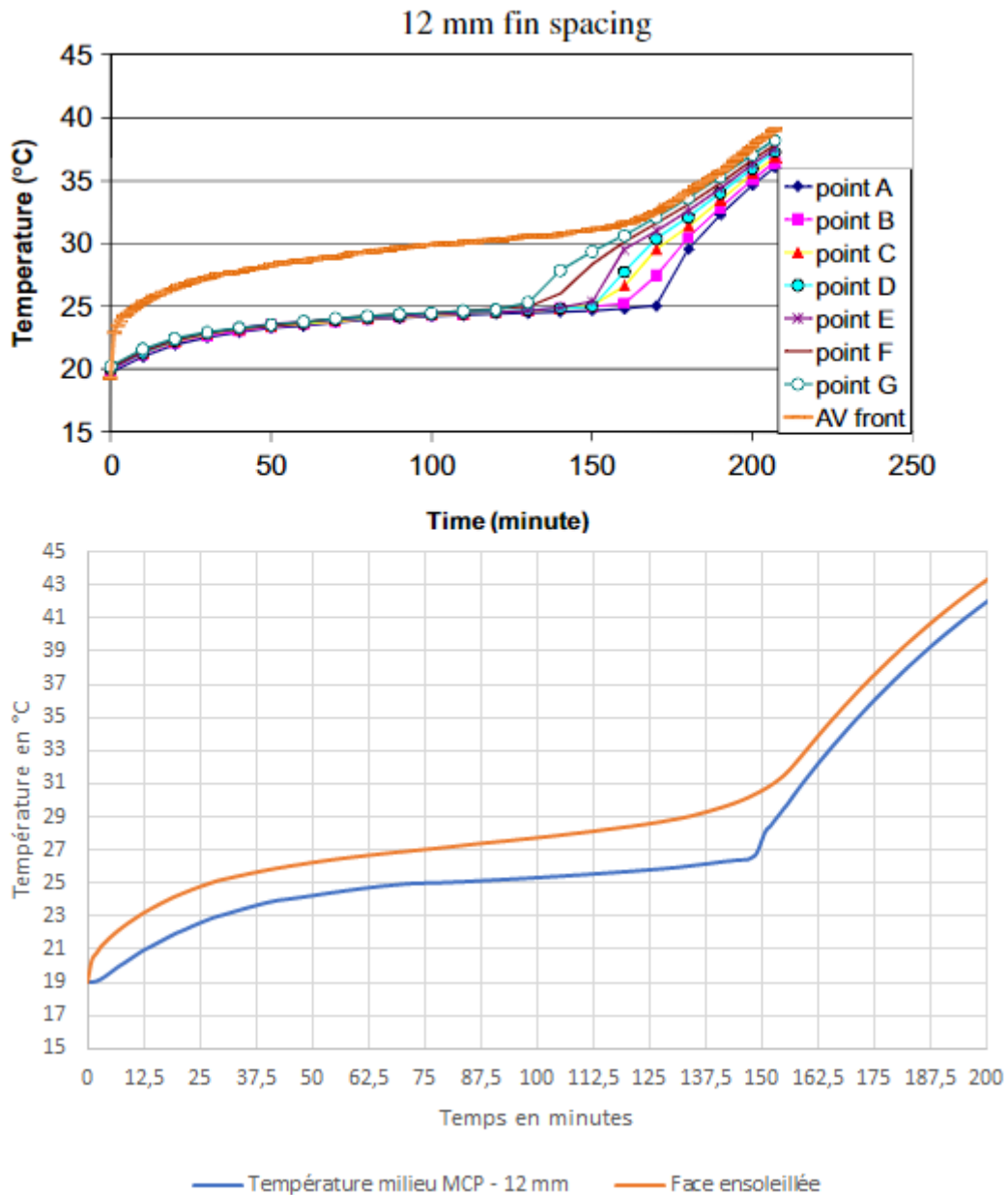


Figure 48: Graphiques représentant les résultats de Huang et al. (50) (haut) et ceux du modèle (bas) pour un écartement des ailettes de 12 mm

Dans le cas expérimental, la différence de température entre le MCP et la plaque ensoleillée n'est plus constante tout au long du changement de phase, elle augmente en fonction du temps. Dans le cas de la modélisation numérique, cette différence n'est plus constante non plus mais l'augmentation est moins importante que dans le cas expérimental.

Aux premiers temps de l'expérience la température de la plaque ensoleillée augmente rapidement ; on observe la même tendance dans la modélisation numérique mais le saut de température est moins grand. Cela est probablement dû à la liaison imparfaite des ailettes avec les plaques frontales en aluminium et au fait que les échanges conductifs sont moins importants. Dans les cas où il y avait un plus grand nombre d'ailettes, la chaleur était plus rapidement diffusée dans le dispositif, il n'y avait donc pas de saut de température au démarrage de l'expérience. Ainsi, à $t=100$ minutes, la différence de température entre la face ensoleillée et le milieu de la couche de MCP est de $2,5\text{ °C}$ dans le cas de la modélisation numérique et de 5 °C dans le cas de l'expérience.

Ensuite, on peut voir que dans la modélisation, le changement de phase s'arrête après 150 minutes alors que dans l'expérience, il s'arrête entre 130 et 170 minutes. Donc les paraffines expérimentale et modélisée changent de phase à la même vitesse.

Enfin, on observe que les courbes expérimentales et numériques représentant la température de la plaque ensoleillée ont des valeurs proches et leurs tendances sont similaires.

Pour conclure, lorsque les ailettes sont espacées de 12 mm, l'expérience et la simulation donnent des résultats comparables. On en déduit que les échanges par conduction tiennent encore une place importante dans le total des échanges de chaleur. Cependant, dans la modélisation et dans l'expérience, pendant le changement de phase, la pente de la température de la plaque ensoleillée était plus élevée que celle du MCP. Donc les échanges entre MCP et plaque ensoleillée sont trop faibles pour que la température de cette dernière soit complètement régulée par le puit de chaleur qu'est le MCP.

4.2.4. Espacement des ailettes : 24 mm

Les graphiques de la figure 49 présentent les profils de températures obtenus par Huang et al. (50) (haut) et ceux calculés avec la modélisation numérique (bas) dans le cas où les ailettes sont espacées de 24 mm.

On peut voir que les profils de températures expérimentaux du MCP et ceux obtenus grâce à la simulation numérique ne sont plus en accords. En effet, pour les cas « 4 mm » et « 8 mm », nous avons déduit que la paraffine modélisée représentait le comportement de la paraffine qui était dans les couches basses (autour du point A). Or pour un espacement des ailettes de 24 mm, on constate que les courbes de températures du MCP sont lissées. Les ruptures de pentes de la courbe de température du MCP que l'on observe encore sur la modélisation sont moins visibles dans les données de l'expérience.

De plus, on peut voir que les courbes de température expérimentale et numérique sont différentes dans leurs allures mais les températures issues du modèle numérique sont cohérentes avec les températures expérimentales. Les changements de pentes sont moins apparents sur la courbe numérique.

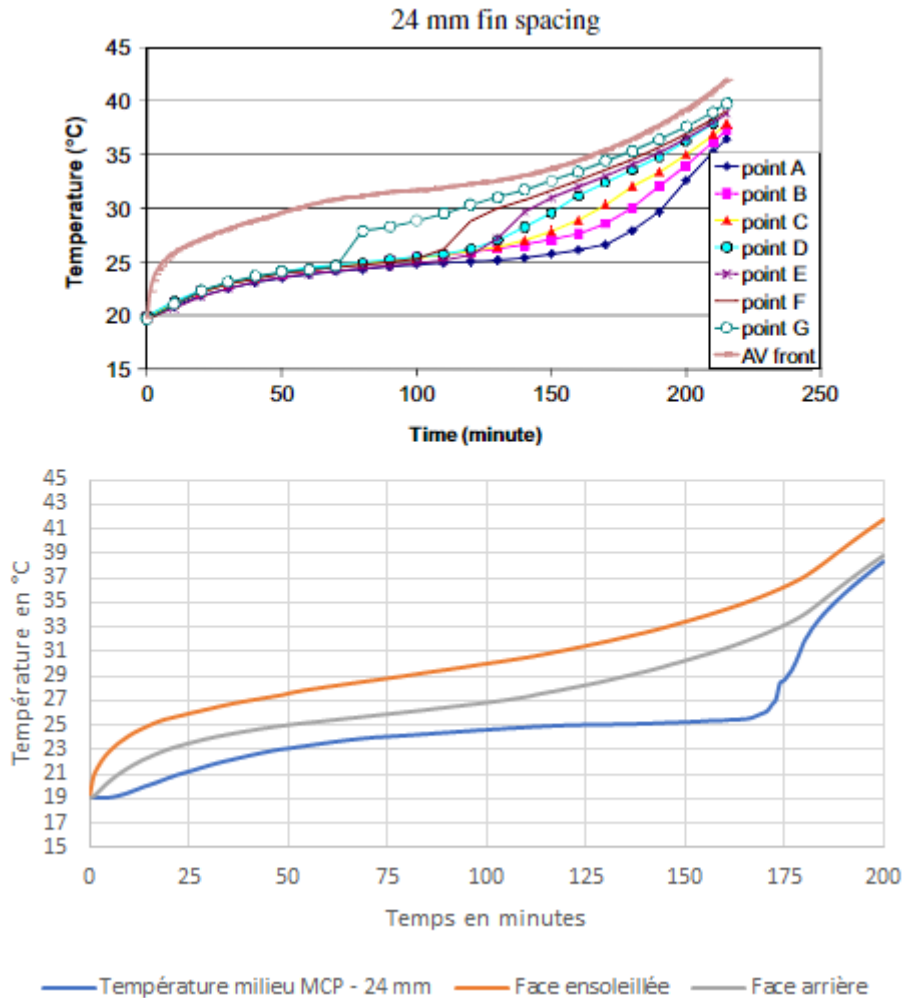


Figure 49 : Graphique représentant les résultats de Huang et al. (50) et ceux de la modélisation pour un écartement entre ailettes de 24 mm

4.2.5. Espacement des ailettes : 33 mm

Les graphiques de la figure 50 présentent les profils de température obtenus par Huang et al. (50) (haut) et ceux calculés avec la modélisation numérique (bas) dans le cas où les ailettes sont espacées de 33 mm.

La température n'est plus du tout constante lors du changement de phase, dans les cas de la modélisation numérique et expérimental. On remarque que la différence de température entre la plaque ensoleillée et le MCP est très grande ; de plus la température de la plaque ensoleillée augmente rapidement au début alors que celle du MCP augmente très faiblement. Cela montre que les échanges de chaleur entre plaque et MCP sont très réduits et le refroidissement de la plaque ensoleillée n'est plus assurée efficacement.

Ensuite, les courbes numériques et expérimentales de température de la plaque ensoleillée ne sont plus en accords : ni sur l'allure, ni sur les valeurs. Il y a près de 5°C de différence entre les deux courbes pour la plupart des points tracés. En conclusion, pour un écartement des ailettes

de 33 mm, le modèle numérique développé n'est pas en accord avec les données expérimentales.

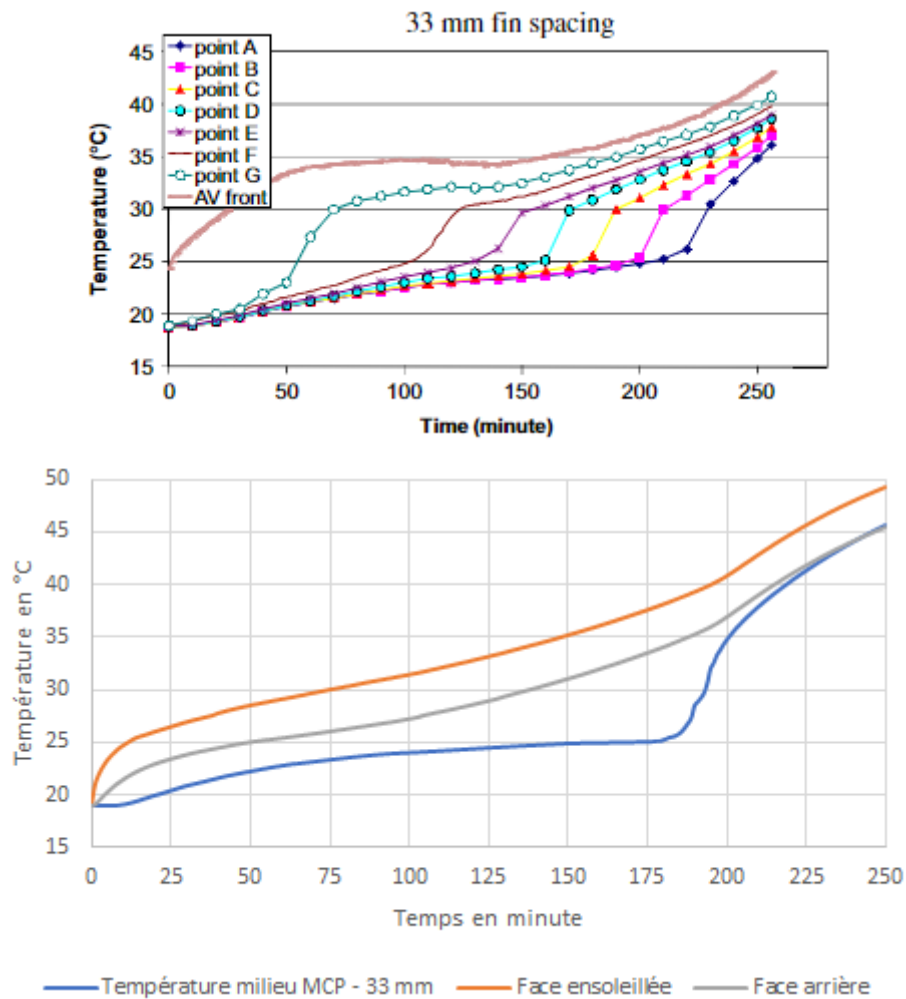


Figure 50 : Graphiques représentant les résultats de Huang et al. (50) et ceux de la modélisation pour un écartement des ailettes de 33 mm

4.2.6. Comparaison des températures des plaques ensoleillées

La figure 51 représente les températures des faces ensoleillées des plaques en aluminium en fonction de l'écartement des ailettes pour le modèle numérique (en bas) et pour le modèle expérimentale (en haut).

Plus l'écartement des ailettes est faible, plus la température pendant le changement de phase de la plaque éclairée est faible. Donc plus les échanges conductifs sont efficaces (car plus la surface d'échange entre aluminium et MCP est grande, plus les échanges conductifs sont importants) en termes d'intensité et de vitesse, plus la température du panneau photovoltaïque peut être abaissée. Cependant, la température de la face ensoleillée ne peut pas être abaissée

en dessous de la température de changement de phase du MCP donc plus les échanges conductifs sont importants, plus la température peut être contrôlée.

Cependant, on observe aussi sur les graphiques précédents que plus les ailettes sont rapprochées, plus la durée de changement de phase est faible et donc la durée où l'on peut contrôler la température du système est courte.

Ainsi, si l'objectif est de maintenir les plaques en aluminium à une température basse alors il faut diminuer l'écartement entre les ailettes. Ensuite, si le but est de contrôler la température sur un temps long alors il faut augmenter cet écartement car cela permet à la chaleur de se diffuser plus lentement dans le MCP et le volume de paraffine change de phase moins rapidement.

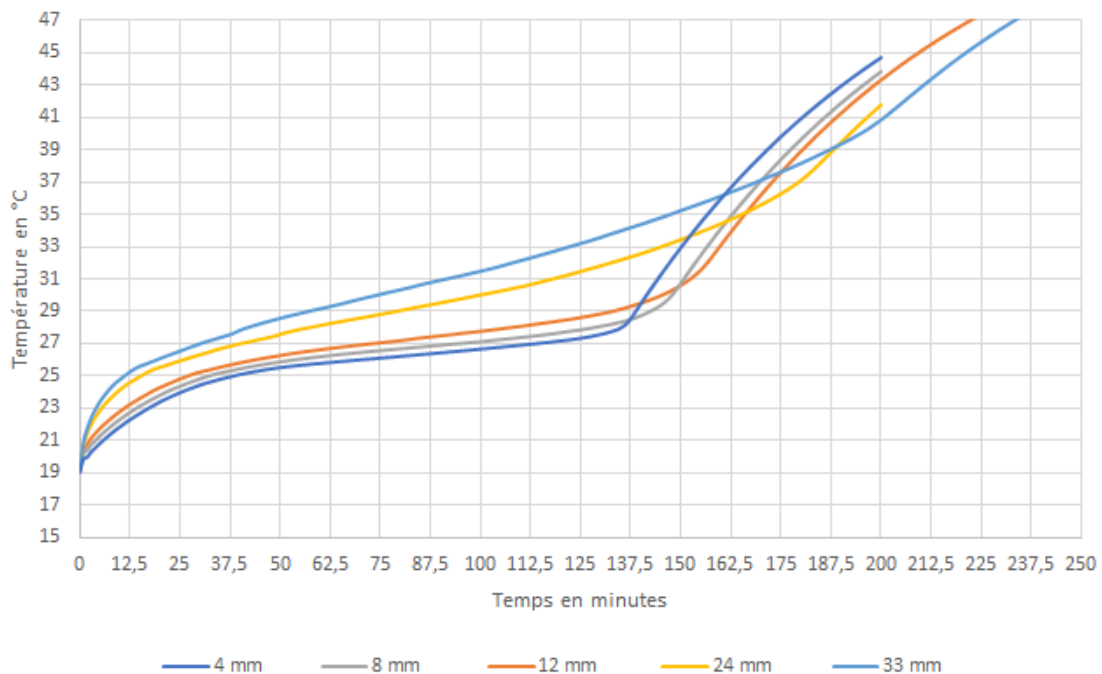
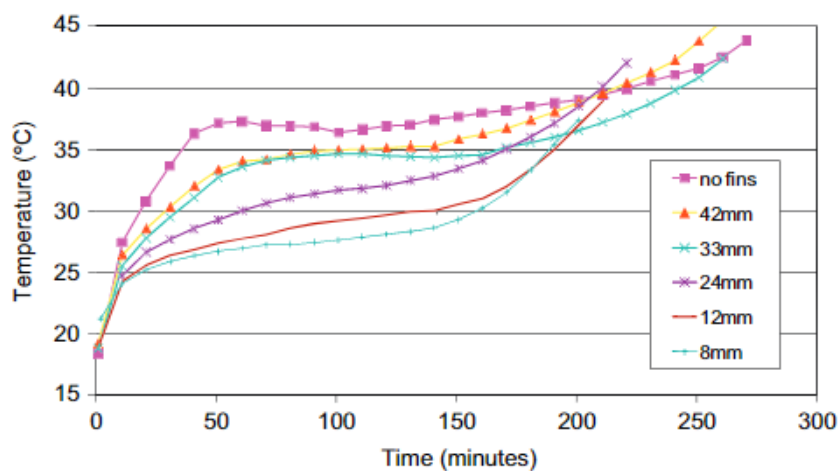


Figure 51 : Graphiques représentant les températures des plaques ensoleillées pour plusieurs valeurs d'écartements des ailettes d'après les résultats expérimentaux de Huang et al. (50) (haut) et de la modélisation numérique (bas)

4.3. Conclusion

En conclusion, concernant l'évolution de la température de la plaque en aluminium éclairée, le modèle numérique donne une bonne approximation des résultats expérimentaux lorsque l'espacement des ailettes est inférieur ou égale à 12 mm. En effet, l'allure des courbes ainsi que les valeurs de températures sont similaires dans les deux cas (numérique et expérimental). Avec un espacement des ailettes de 33 mm, on a pu voir que la température relevée expérimentalement était supérieure de 5°C en moyenne à la température calculée par le modèle numérique. Avec un espacement de 24 mm, la différence entre expérience et modèle est de 2 °C en moyenne.

Cependant, le fait que dans le modèle numérique, les jonctions entre les ailettes et les plaques soient considérées comme parfaites (cela fait comme si les ailettes et les plaques faisait partie du même volume) provoque des différences non négligeables lorsque le nombre d'ailettes est très grand. En effet, lorsqu'il y a un petit écartement entre les ailettes et donc un grand nombre d'interfaces ailettes/plaques, la température de la face ensoleillée calculée par le modèle numérique est de 2 °C inférieure à celle des résultats expérimentaux (pour le cas où l'espacement est de 4 mm). Cette différence est observable dans les premiers temps d'exposition au flux.

Si maintenant on s'intéresse à l'évolution de la température du MCP, les résultats expérimentaux et numériques ont une grande corrélation lorsque l'espacement des ailettes est inférieur ou égale à 12 mm. Lorsque les ailettes sont espacées de 24 mm, les courbes de température expérimentales sont lissées alors que sur les courbes numériques, on peut encore distinguer le début et la fin du changement de phase grâce aux ruptures de pentes. Avec un écartement de 33 mm, les temps nécessaires au changement de phase sont très différents au sein d'une même colonne de MCP, ce qui rend les résultats numériques incomparables avec ces résultats.

De plus, Huang et al. (50) ont remarqué que plus les ailettes étaient rapprochées, plus la conduction était le transfert de chaleur dominant. En dessous d'un écartement de 24 mm, la convection ne peut pas se mettre en place alors c'est la conduction qui domine.

Enfin, de tous les résultats obtenus dans ce paragraphe, un écartement des ailettes de 8 mm semble être la valeur optimale car elle n'est pas trop petite et ainsi ne pénalise pas la quantité de MCP que l'on peut stocker à l'arrière des panneaux photovoltaïques. À cette valeur, le modèle numérique et le dispositif expérimental fournissent des données qui sont quasiment identiques, ce qui permet de valider les données du modèle qui pourront nous servir pour le dimensionnement dans les paragraphes suivants. Ensuite, avec un écartement de 8 mm, les échanges par conduction sont favorisés par rapport aux échanges par convection. Cela permet de mieux contrôler les échanges thermiques et par conséquent la température. De plus, 8 mm est un écartement des ailettes qui reste faible, permettant de garder les panneaux photovoltaïques à une température basse.

5. Modélisation du cas des tuiles photovoltaïques

Après avoir comparé les résultats donnés par le modèle numérique à des résultats expérimentaux et avoir déterminé le domaine d'écartement des ailettes sur lequel notre modèle numérique est valable. On peut l'appliquer au cas des tuiles photovoltaïques dans le but de dimensionner un LHTS à ailettes aux conditions climatiques du Nord Est de la France. Ce LHTS permettra de contrôler la température des panneaux photovoltaïques afin d'augmenter leur rendement de conversion photoélectrique.

5.1. Modélisation du panneau photovoltaïque seul

Pour commencer, nous allons modéliser le panneau photovoltaïque seul et lui appliquer les conditions climatiques rencontrées à Longwy. De plus, l'influence d'une convection à l'arrière du panneau photovoltaïque sera étudiée. Cela nous permettra d'établir une comparaison du gain de rendement photoélectrique entre deux systèmes de refroidissement : la convection à l'arrière du panneau photovoltaïque et le LHTS + la convection l'arrière.

5.1.1. Définition des conditions limites appliquées au panneau

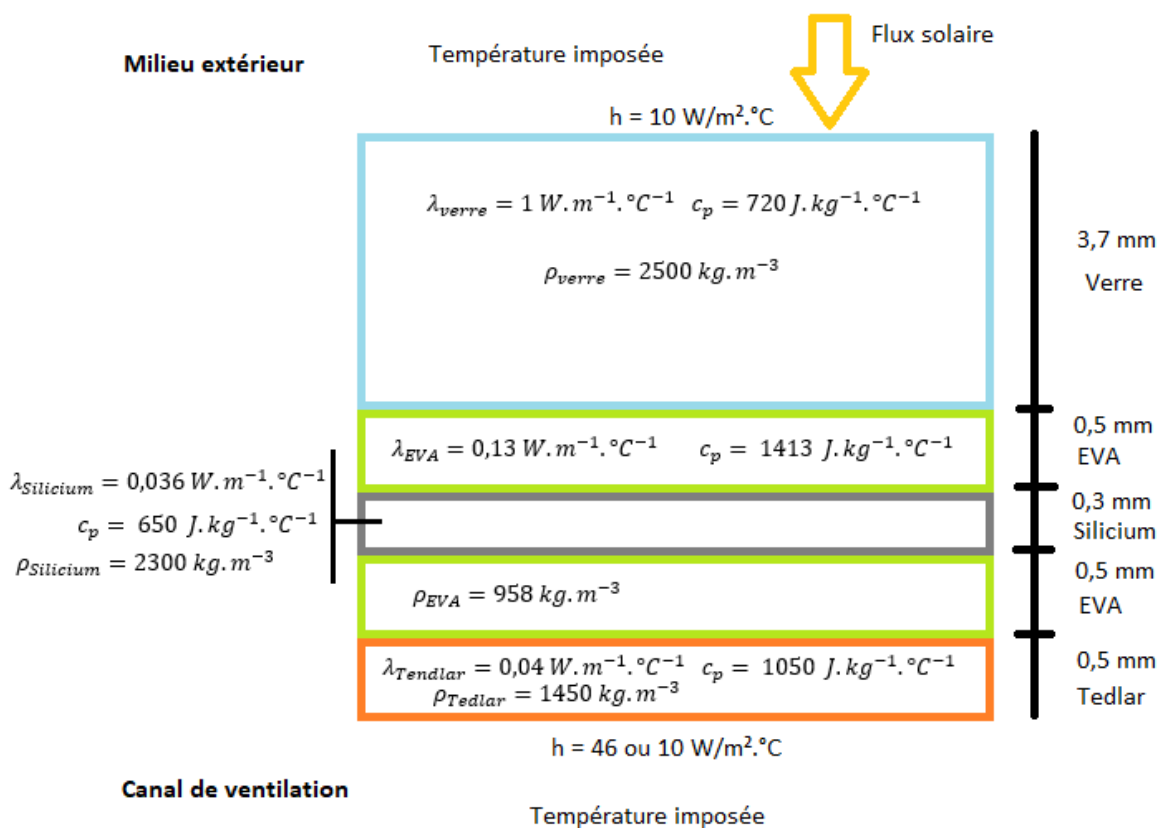


Figure 52 : Schéma représentant le panneau PV modélisé et les conditions aux limites appliquées

La géométrie étudiée est celle d'un panneau photovoltaïque seul. On prend en compte les échanges d'énergie thermique aux deux faces en contact avec le milieu extérieur, nommées « milieu extérieur » et « canal de ventilation » sur le schéma, les autres sont adiabatiques. Sur la surface « milieu extérieur », des échanges convectifs, conductifs et radiatifs ont lieu ; sur la surface « canal de ventilation », il n'y a que des échanges convectifs et conductifs.

Les échanges thermiques s'effectuent uniquement selon la direction z (perpendiculaire à la surface du panneau PV). Le silicium représente les cellules photovoltaïques.

Le flux solaire est considéré comme nul pendant la nuit, il y a un cycle de 16h00 de jour et 8h00 de nuit.

5.1.1.1. Cycle de température

La température qui a été choisie est sinusoïdale et l'expression est la suivante :

$$T_{imposee} = T_{moy} + \frac{Amplitude}{2} * \cos(\omega * t + \varphi)$$

Avec :

- $T_{imposee}$ la température appliquée au fluide en contact avec les parois
- T_{moy} la température autour de laquelle les variations sont effectuées
- Amplitude est la différence entre la température maximale et minimale atteintes pendant une période
- $\omega = \frac{2\pi}{T}$ est la pulsation du signal en $rad.s^{-1}$ avec T la période du signal en secondes
- φ le déphasage du signal en rad

La température moyenne que l'on appliquera pendant l'étude sera approximativement la température de changement de phase de la paraffine utilisée pour pouvoir étudier le stockage d'énergie par chaleur latente.

Si l'on se base sur les données du graphique ci-dessous, les valeurs des paramètres entrant dans le calcul de l'équation de la température sont :

- Amplitude = 10. Au mois de juillet, la température oscille entre 13 et 23°C.
- La période du signal vaut 24 heures soit 86400 secondes.
- La pulsation du signal vaut alors $\omega = \frac{2\pi}{T} = 7,2722 * 10^{-5} rad.s^{-1}$.
- La température moyenne vaut alors $T_{moyenne} = \frac{13+23}{2} = 18^{\circ}C$.
- Le déphasage vaut $\varphi = \pi$ car à $t = 0$, on veut que la température soit à son minimum.

On obtient alors l'équation suivante :

$$T_{imposée} = 18 + 5 * \cos\left(\frac{2\pi}{86400} * t + \pi\right)$$

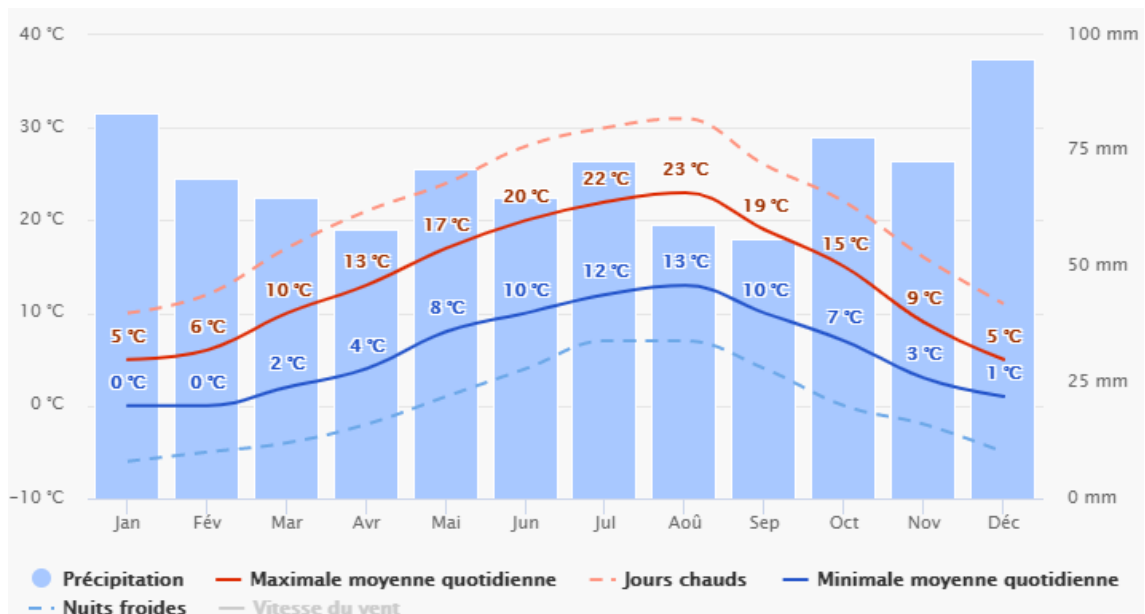


Figure 53 : Graphique représentant différentes données (source NOAA) climatiques concernant la ville de Longwy et notamment l'amplitude thermique quotidienne moyenne

5.1.1.2. Flux solaire

Les cycles de température, définis dans le paragraphe précédent, imposés aux matériaux représentent les échanges convectifs entre le fluide et les parois de notre système. Cependant, la surface d'une paroi du panneau photovoltaïque est exposée à la lumière directe du soleil, il y a donc un flux solaire incident que l'on doit caractériser.

L'ensoleillement étudié est celui de Longwy c'est-à-dire à l'endroit où le laboratoire est situé. Ensuite, on calcule le flux solaire surfacique arrivant sur un panneau solaire situé à cette latitude. On se place dans le cas d'un mois d'été donc chaud et ensoleillé car c'est le cas le plus défavorable pour la limitation de la température dans un panneau photovoltaïque.

Les panneaux présents sur le site expérimental de Longwy sont orientés (l'orientation d'un panneau solaire est le point cardinal vers lequel il est exposé) plein Sud et inclinés (l'inclinaison est l'angle que fait le panneau avec l'horizontal) de façon à recevoir le maximum de flux solaire à cette latitude. Longwy se trouve à une latitude de 49° Nord (voir figure suivante) donc les panneaux sont orientés vers le Sud. Si l'angle d'inclinaison est supérieur à 49° alors les panneaux photovoltaïques produiront moins en été et plus en hiver. Si l'angle d'inclinaison est inférieur à 49° alors ils produiront moins en hiver et plus en été.

Pendant les mois les plus chauds (juin, juillet et août), la durée moyenne du jour à Longwy est de 16h00.

Le flux solaire moyen quotidien à Longwy pendant le mois de juillet est de 5,520 kWh/m². Cette valeur a été calculée en prenant en compte une orientation d'un panneau photovoltaïque vers le Sud, incliné d'un angle de 50° et l'albedo du sol environnant a été pris égal à 0,2.

L'albédo est le pouvoir réfléchissant du sol, elle se calcule grâce au rapport énergie lumineuse réfléchie divisée par énergie lumineuse incidente. Il varie de 0 (où il n'y a pas de réflexion du

tout, c'est un corps noir parfait) à 1 (où la réflexion est totale, c'est un miroir parfait). Une valeur de 0,2 correspond à un sol recouvert de végétaux.

Ce flux moyen équivaut à $5520 * 3600 = 1,9872 * 10^7 \text{ J/m}^2/\text{jour}$.

On obtient alors un flux moyen de $\frac{1,9872 * 10^7}{(16 * 3600)} = 345 \text{ W/m}^2$. On considère que pendant la nuit le flux solaire est nul.

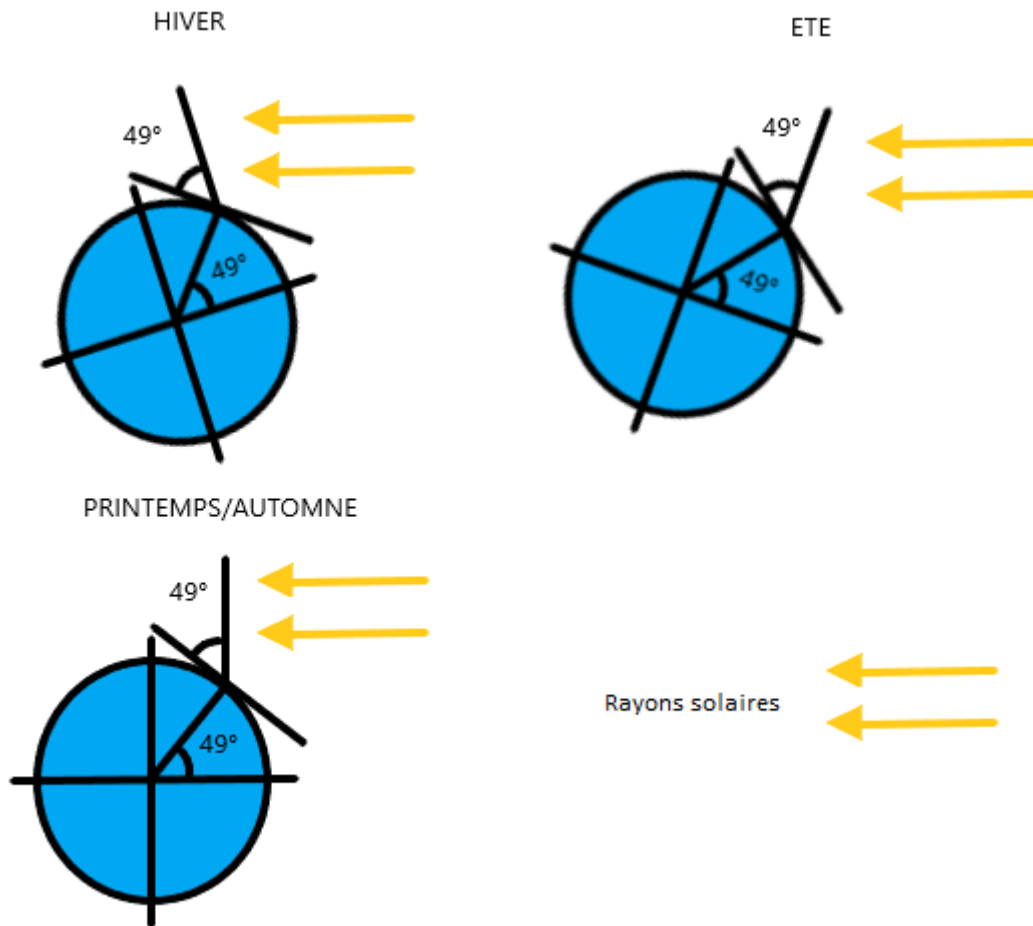


Figure 54 : Schéma représentant l'inclinaison idéale d'un panneau photovoltaïque pour un point situé à une latitude de 49°N (52)

Ainsi, le choix a été fait de modéliser le flux solaire grâce à une fonction sinusoïdale de la forme :

$$\text{flux}(t) = \text{flux moyen} * (1 + \cos(\omega t + \phi))$$

Avec :

- « flux moyen » la demi-amplitude du signal.
- t le temps écoulé depuis le début du chargement thermique en secondes.
- Ω et ϕ , respectivement la pulsation du signal en rad/s et le déphasage en rad.
- Flux(t), le flux imposé à la surface ensoleillée du panneau photovoltaïque en W/m^2 .
- Flux moyen, le flux moyen calculé précédemment en W/m^2 .

Il reste à déterminer les valeurs numériques de ces différents paramètres en prenant en compte les conditions aux limites suivantes :

$$\begin{cases} \text{flux moyen} = 345 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \\ \text{flux}(t_0) = 0 \\ \text{flux}(t_0 + T) = 0 \end{cases}$$

Les paramètres ont alors les valeurs suivantes :

- La durée d'ensoleillement a été déterminée et vaut 16h00, c'est la période du signal : 57600 secondes.
- La pulsation du signal vaut $\omega = \frac{2\pi}{T} = 1,0908 \cdot 10^{-4} \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}$. Avec T la période du signal en secondes.
- $\varphi = \pi$ car on veut que le flux ait pour valeur 0 au début et à la fin de chaque période.

On obtient alors l'équation du flux suivante :

$$\text{flux}(t) = 345 * (1 + \cos\left(\frac{2\pi}{57600} * t + \pi\right))$$

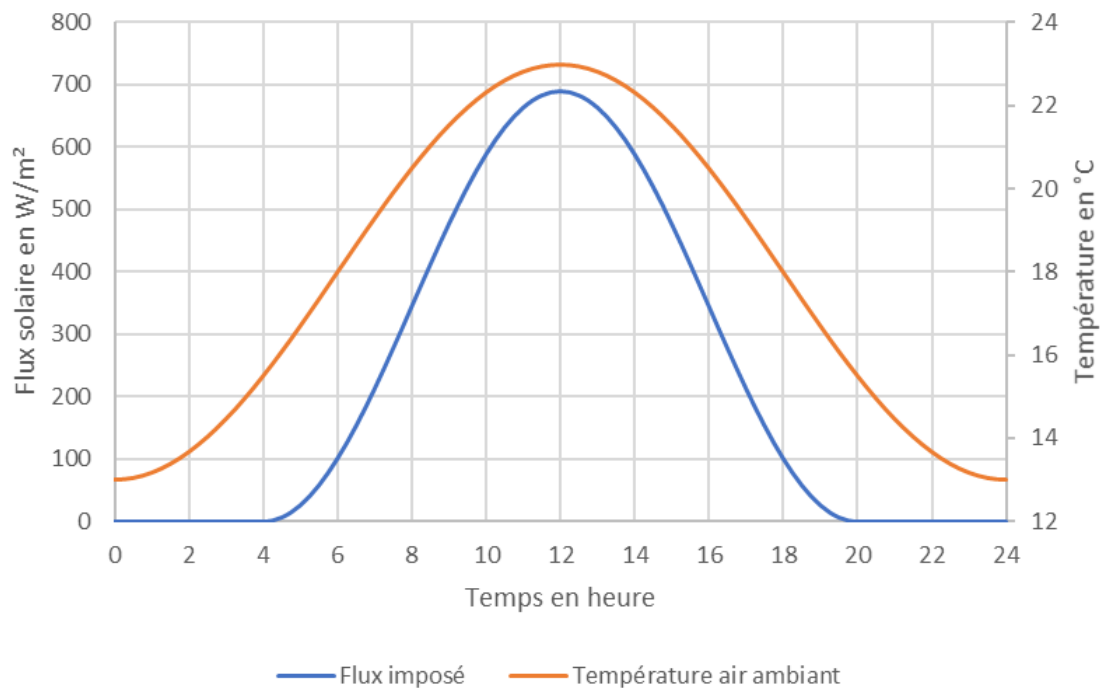


Figure 55 : Graphique représentant la température et le flux imposé à la surface extérieure du panneau photovoltaïque

5.1.1.3. Estimation du coefficient de convection thermique

Pour caractériser les échanges de chaleur entre une paroi d'un solide et un fluide en contact avec cette même paroi, il faudrait pouvoir caractériser l'écoulement du fluide et l'équation de la chaleur au sein du fluide. Ainsi le coefficient de convection thermique qui est calculé grâce à des nombres adimensionnels permet d'approximer les échanges de chaleur entre une paroi solide et un fluide. Cela permet de simplifier les échanges thermiques entre un matériau et le milieu extérieur.

Le coefficient de convection thermique que l'on applique sur les parois verticales qui sont en contacts avec une température ambiante de l'ordre de 300 K (soit 27 °C) est de $h=10$.

Afin de caractériser au mieux le phénomène de convection, il faut trouver un moyen d'estimer le plus précisément possible les coefficients h applicables aux différentes parois. Pour cela, nous devons calculer le nombre de Nusselt.

La valeur du nombre de Nusselt nous renseigne sur le rapport entre le flux convectif et le flux conductif. Lorsque le nombre de Nusselt vaut 1, il n'y a pas de convection et le transfert thermique dans le fluide se fait uniquement par conduction. Lorsque le Nusselt est supérieur à 1, les échanges convectifs sont actifs. Plus Nu est grand, plus les échanges convectifs sont importants par rapport aux échanges conductifs.

En effet, l'expression du nombre de Nusselt est :

$$Nu = \frac{qL}{\lambda * \Delta T}$$

Le nombre de Nusselt représente le rapport entre le flux convectif et le conductif :

- Le flux convectif q
- Le flux conductif $\phi = \frac{\lambda * \Delta T}{L}$

Enfin, pour calculer le nombre de Nusselt, il faut utiliser une corrélation qui correspond au système étudié ici. On peut alors considérer que le dispositif de double-peaux utilisée dans le bâtiment se rapproche par de nombreux aspects de notre système de tuile photovoltaïque avec convection naturelle sur la face arrière.

5.1.1.3.1. Présentation du système à double-peaux

Une façade à double-peaux est composée d'une paroi primaire faite en matériau opaque et qui fait en général partie de la structure du bâtiment ; devant cette façade opaque est rajoutée une paroi vitrée et entre ces deux parois il y a un espace que l'on appelle le canal vertical.

Ainsi, la paroi vitrée laisse passer les rayons du soleil qui vont réchauffer la paroi primaire, qui va à son tour réchauffer l'air présent entre les deux parois. L'air réchauffé va ainsi s'élever entre les deux parois et c'est ainsi qu'un courant d'air naturel vertical est créé. Ce courant d'air chaud peut alors être utilisé en hiver pour préchauffer l'air qui va rentrer dans le bâtiment ou en été pour créer un gradient de pression entre les faces Nord et Sud d'un bâtiment, permettant ainsi d'aspirer de l'air frais à l'intérieur. Un mur trombe est un dispositif similaire qui utilise les propriétés de la double-peaux.

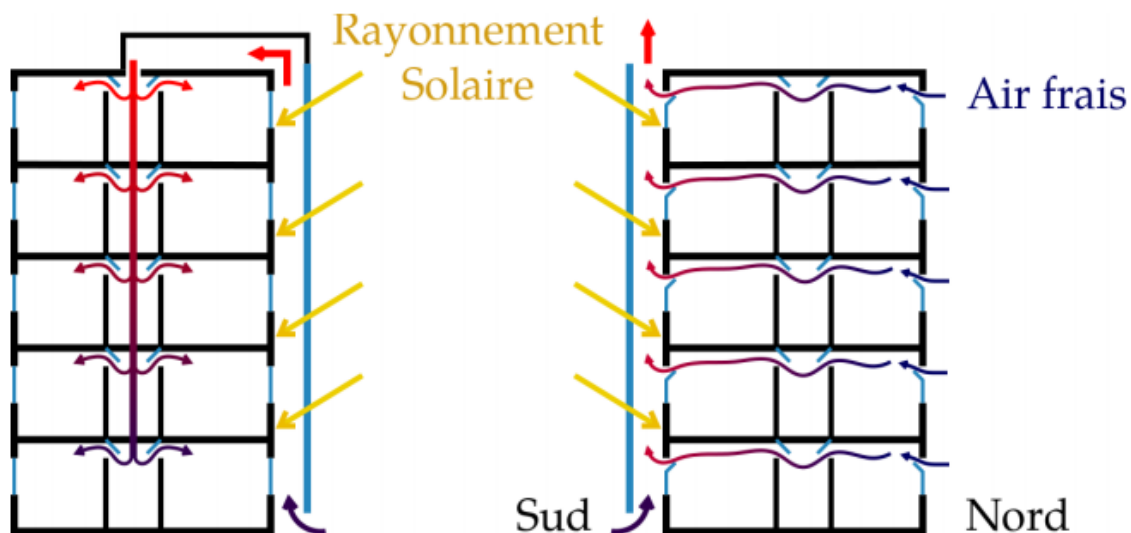


Figure 56 : Schéma représentant les circulations d'air dans un bâtiment équipé d'une paroi double-peaux, en fonctionnement hiver (à gauche) et été (à droite)

Maintenant, si la paroi vitrée est remplacée par des panneaux photovoltaïques, le fonctionnement de la double-peaux est un peu modifié. En effet, dans les systèmes de double-peaux classiques, la paroi secondaire en verre ne sert qu'à confiner l'air pour créer un effet de serre mais si cette paroi est composée à 100 % ou non de panneau solaire, son rôle est double : confinement pour créer l'effet de serre et capteur de chaleur, comme la paroi primaire, permettant de chauffer l'air compris entre les deux parois.

Des modèles représentant l'écoulement d'air entre deux parois verticales ont déjà été mis au point. Afin d'avoir des valeurs de coefficient de convection thermique qui soient applicables à notre cas de tuile photovoltaïque, on peut se baser sur le modèle mis en place par C. Daverat (26). Ce dispositif a été mis au point afin de modéliser les écoulements d'air qui ont lieu dans le canal formé par une double-peaux photovoltaïque et la paroi primaire d'un bâtiment, sous l'effet d'une convection thermique naturelle.

Malgré le souhait de modéliser l'écoulement d'air entre deux parois, le fluide choisi par C. Daverat a été l'eau. Ainsi, le dimensionnement en eau du banc d'essais a été réalisé afin d'atteindre des valeurs de nombres sans dimension, notamment de Nusselt et de Rayleigh, comparable à celles atteintes par l'air dans la même expérience.

Le dispositif présente plusieurs similitudes avec le cas de la tuile photovoltaïque :

- Les dimensions des éléments chauffants (en bleus sur le schéma) qui ont une surface de $65 \times 23 \text{ cm}^2$ sont du même ordre de grandeur que le panneau photovoltaïque étudié.
- L'écoulement étudié est une convection naturelle verticale, c'est aussi ce qui se produit à l'arrière des tuiles photovoltaïques.
- L'espace entre les deux plaques est de 4 centimètres (variable entre 0 et 14 cm), ce qui est comparable à l'épaisseur du canal à l'arrière des tuiles.

Les résultats présentés dans cette étude pourront nous aider à définir le coefficient de convection thermique dans le cas d'une convection naturelle verticale.

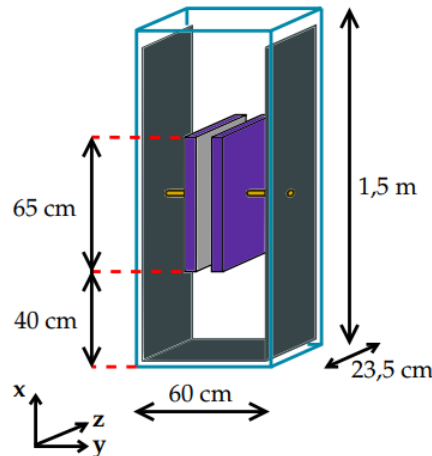


Figure 57: Schéma représentant le dispositif de C. Daverat (26)

5.1.1.3.2. Calcul de h dans le cas d'une convection naturelle

Dans le cas de la convection qui s'effectue à l'arrière des tuiles photovoltaïques, l'air s'écoule dans un canal, dans une seule direction et dans un sens (vers le haut). Ici, nous sommes dans le cas d'une convection naturelle et non forcée. La convection est naturelle car c'est le différentiel entre la température de l'air en contact avec les tuiles basses et la température de celui en contact avec les tuiles hautes qui va provoquer la convection.

Pour prendre en compte les échanges convectifs au niveau de la face arrière du panneau solaire, on exprime le coefficient de convection thermique h de la manière suivante :

$$h = \frac{Nu * \lambda}{L}$$

On cherche alors le nombre de Nusselt car λ et L sont connus. Afin de trouver Nu et d'après les résultats de C. Daverat (26), pour trouver le nombre de Nusselt, il faut d'abord trouver le nombre de Rayleigh modifié qui caractérise l'écoulement qui a lieu dans le canal à l'arrière des tuiles photovoltaïques. Afin de définir le nombre de Rayleigh modifié, il faut commencer par définir quelques nombres adimensionnels tels que le nombre de Rayleigh et le rapport d'aspect du canal.

Le nombre de Rayleigh est défini comme le produit du nombre de Grashof, de Prandtl et de Nusselt lorsque les conditions aux limites imposées sont de type Neumann, c'est-à-dire lorsque le flux est imposé. Dans notre cas, c'est bien le flux qui est imposé sur la face intérieure des panneaux photovoltaïques.

L'expression du nombre de Rayleigh est la suivante :

$$Ra_q = Gr * Pr * Nu = \frac{g\beta\Delta TL^4}{\nu\alpha\lambda}$$

Avec β le coefficient de dilatation thermique volumique.

Ensuite, le rapport d'aspect du canal est pris en compte dans le calcul et permet de définir le nombre de Rayleigh modifié :

$$\Gamma = \frac{b}{H}$$

Γ est le rapport d'aspect du canal (ou rapport de forme du canal), b est l'épaisseur du canal et H est la hauteur.

Ainsi, on peut définir le nombre Rayleigh modifié tel que :

$$Ra^* = Ra * \Gamma$$

Les valeurs du nombre de Rayleigh sont choisies différemment en fonction des applications : pour l'étude d'un écoulement dans une double-peaux, la plupart des études utilisent un nombre de Rayleigh modifié supérieur ou égale à 10^7 . En revanche, dans le cas de refroidissement de composants électroniques, les nombres de Rayleigh modifiés étudiés sont inférieurs à 10^5 . Ainsi lorsque $Ra^* \rightarrow 0$ ($= \Gamma \rightarrow 0 \cup \Delta T \rightarrow 0 \cup q \rightarrow 0$), la conduction est le mode de transfert thermique prédominant dans le canal, les isothermes sur chaque paroi se rejoignent très rapidement.

Dans le cas de notre tuile photovoltaïque, et si on considère cette tuile dans un ensemble de tuiles solaires sur un toit ou une façade, les nombres de Rayleigh modifiés qui semblent caractériser au mieux l'écoulement à l'arrière de ces tuiles sont supérieurs à 10^7 .

Maintenant, il faut trouver une valeur de Rayleigh modifié qui caractérise un écoulement qui pourrait avoir lieu dans le canal que nous étudions, un écoulement moyen. D'après la thèse de (26), dans les systèmes de type double-façades solaires à convection naturelle l'écoulement peut être laminaire ou turbulent ; les deux types d'écoulements doivent être envisagés de la même manière. Donc on peut considérer que prendre un nombre de Rayleigh qui correspond à la transition entre écoulement laminaire et turbulent serait une approximation qui serait applicable à un grand nombre de situations courantes. Au moins applicable à des cas de journées où le débit volumique en entrée du canal n'est pas exceptionnel.

On peut alors présenter une partie des résultats de (26). Les valeurs des nombres de Nusselt et de Rayleigh modifié présentés dans le graphe ci-dessous sont des nombres locaux. Ainsi le Nusselt local représente le rapport entre le flux convectif, entre l'entrée du canal et la hauteur x , et le flux conductif horizontal sur l'épaisseur du canal entre l'entrée du canal et la hauteur x .

Sur la figure 58, on voit un changement de pentes pour une valeur de $Ra^* = 10^{11}$, ce qui peut correspondre à un changement de type d'écoulement et c'est ce qui est mis en évidence dans les graphiques de la figure 59. Ils représentent le logarithme du nombre de Nusselt en fonction du logarithme du nombre de Rayleigh modifié.

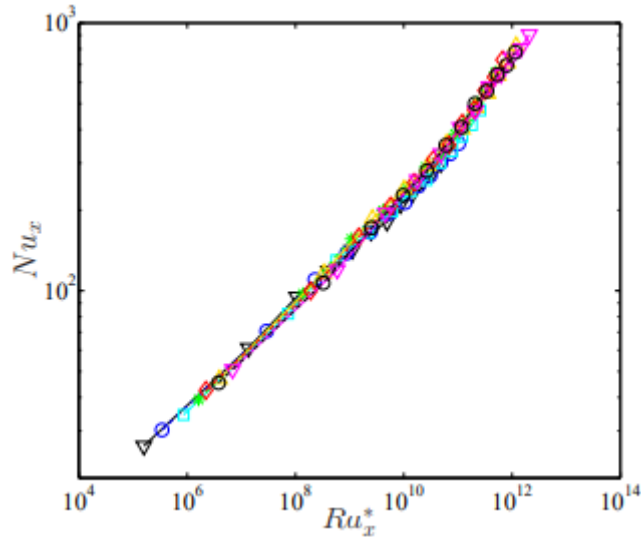


Figure 58: Evolution du Nusselt local en fonction du Rayleigh modifié local

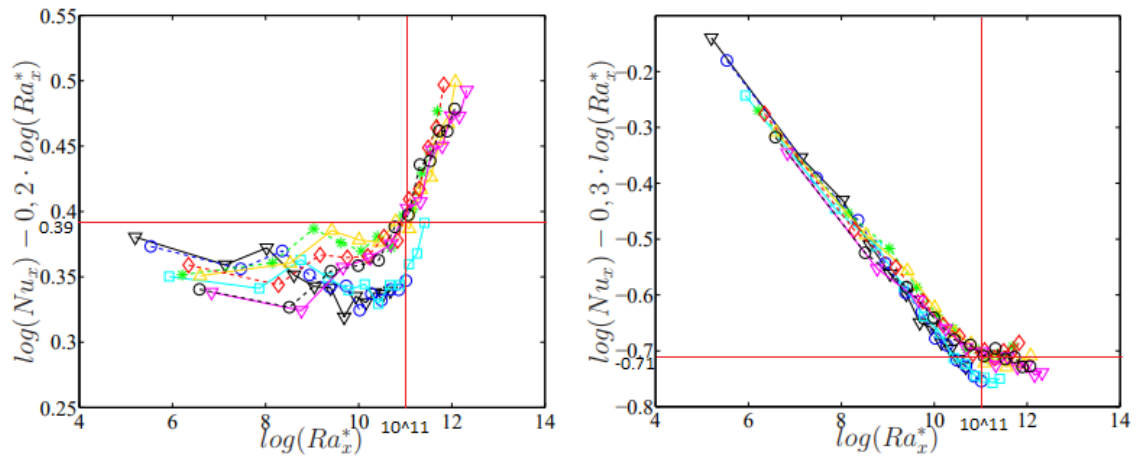


Figure 59: Graphiques représentant les lois que suivent le Nusselt en fonction de la valeur du nombre de Rayleigh modifié

On peut alors voir que quand :

- $Ra_x^* < 10^{11}$, $\log(Nu_x) = 0.2 * \log(Ra_x^*) + constante$
- $Ra_x^* > 10^{11}$, $\log(Nu_x) = 0.3 * \log(Ra_x^*) + constante$

Les lois suivies par l'écoulement ne sont pas les mêmes de chaque côté de $Ra_x^* = 10^{11}$ donc c'est autour de cette valeur que la transition se fait entre écoulement laminaire et écoulement turbulent. On peut donc prendre un nombre de Rayleigh modifié qui vaut 10^{11} pour caractériser l'écoulement à l'arrière des tuiles photovoltaïques.

Maintenant que l'on connaît la valeur de Rayleigh modifié que l'on va utiliser pour caractériser notre écoulement. Nous pouvons nous affranchir un peu plus de la géométrie qu'a utilisé (26) en convertissant le Rayleigh modifié en nombre de Rayleigh tout court pour pouvoir l'appliquer à la géométrie de notre canal. La valeur du Rayleigh modifié dans les résultats de (26) est :

$$Ra^* = Ra * \Gamma$$

Avec $b = 4 \text{ cm} = 0,04 \text{ m}$ et $H = 65 \text{ cm} = 0,65 \text{ m}$. $\Gamma = \frac{b}{H} = \frac{0,04}{0,65} = 0,0615$

Avec $Ra_x^* = 10^{11}$, on obtient $Ra = 1,626 \times 10^{12}$.

On prend alors en compte le rapport d'aspect du canal à l'arrière des tuiles photovoltaïques qui vaut : $\Gamma = \frac{b}{H} = \frac{0,02}{0,21} = 0,0952$.

Ce qui donne :

$$Ra^* = Ra * \Gamma = 1,626 * 10^{12} * 0,0952 = 1,5486 * 10^{11}$$

Afin de trouver le Nusselt correspondant au Rayleigh modifié calculé ci-dessus, on utilise les graphiques de la figure 59 car l'échelle logarithmique de la figure 58 est trop peu précise. On calcule alors le nombre de Nusselt selon les deux lois proposées par (26) et on fera une moyenne des deux valeurs trouvées. En effet, la valeur du nombre de Rayleigh modifié choisie (10^{11}) est à la frontière des domaines de définition des deux lois.

On calcule Nu avec les deux lois :

$$Nu = 10^{0,39+0,2*\log(Ra^*)} = 389$$

$$Nu = 10^{-0,71+0,3*\log(Ra^*)} = 389$$

Avec $Ra^* = 10^{11}$, on obtient $Nu = 389$.

	Air à 20°C	Eau à 20°C
ρ (kg/m ³)	1,205	998
η (Pa.s)	0,0000181	0,001002
ν (m ² /s)	0,000015	0,000001
λ (W/(m.K))	0,025	
α (m ² /s)	0,0000202	0,000000142

Figure 60 : Tableau représentant les valeurs de plusieurs paramètres physiques de l'air et de l'eau à 20°C

Le nombre de Nusselt est connu, le coefficient de convection thermique peut alors être calculé :

$$h = \frac{Nu * \lambda}{L} = \frac{389 * 0,025}{0,21} = 46 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$$

5.1.1.3.3. Calcul de h dans le cas d'une convection forcée

Maintenant, si l'on veut accroître l'efficacité du système de refroidissement, on peut imposer un flux d'air à l'arrière des tuiles et ainsi créer une convection forcée. L'expression de h sera alors la suivante :

Pour une plaque de longueur L bordée par un courant de fluide laminaire de vitesse U .

$$h = \frac{Nu * \lambda}{L} \text{ avec } Nu = 0.664 * Pr^{\frac{1}{3}} R_L^{\frac{1}{2}} \text{ et } Pr = \frac{\nu}{a} \text{ et } R_L = \frac{UL}{\nu}$$

5.1.2. Cas avec convection à l'arrière du panneau photovoltaïque

5.1.2.1. Protocole

Le cas étudié dans ce paragraphe est celui où le coefficient de convection thermique a une valeur de 46 sur la face du panneau PV en contact avec le canal de ventilation. Cela représente le fonctionnement normal lorsqu'il y a une convection naturelle à l'arrière de la tuile.

Lors du lancement de plusieurs simulations, nous avons pu voir que le régime établi était atteint au bout de deux jours d'application du chargement thermique décrit dans le paragraphe 5.1.1. Ainsi, les résultats présentés dans la partie qui suit sont issus de la deuxième journée de chargement.

5.1.2.2. Résultats et interprétations

La figure 61 représente la température en fonction du temps au niveau des cellules photovoltaïques, du canal de ventilation et de la face ensoleillée du panneau PV. Ainsi que la différence de température entre la face ensoleillée et les cellules PV et la différence de température entre la face ensoleillée et le canal de refroidissement avec un coefficient de convection thermique égal à 46.

On peut voir sur le graphique suivant que les températures atteintes par les cellules photovoltaïques, en pleine journée, sont de l'ordre de 42°C. Plus précisément, la température maximale atteinte par les cellules PV est de 41,92°C.

De plus, la différence de température entre les deux surfaces délimitant l'épaisseur du panneau photovoltaïque est de 14,4°C au maximum. Ce qui veut dire que le refroidissement est de l'ordre de $\frac{14,4}{5,5} = 2,62 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm}$. Cependant, on peut remarquer que ce gradient de température n'est pas constant selon l'épaisseur car si l'on regarde la différence de température entre la face ensoleillée du panneau PV et celle des cellules PV, on peut voir que la diminution de température en pleine journée est de 5,25°C. Ce qui représente un refroidissement de $\frac{5,25}{4,35} = 1,20 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{mm}$.

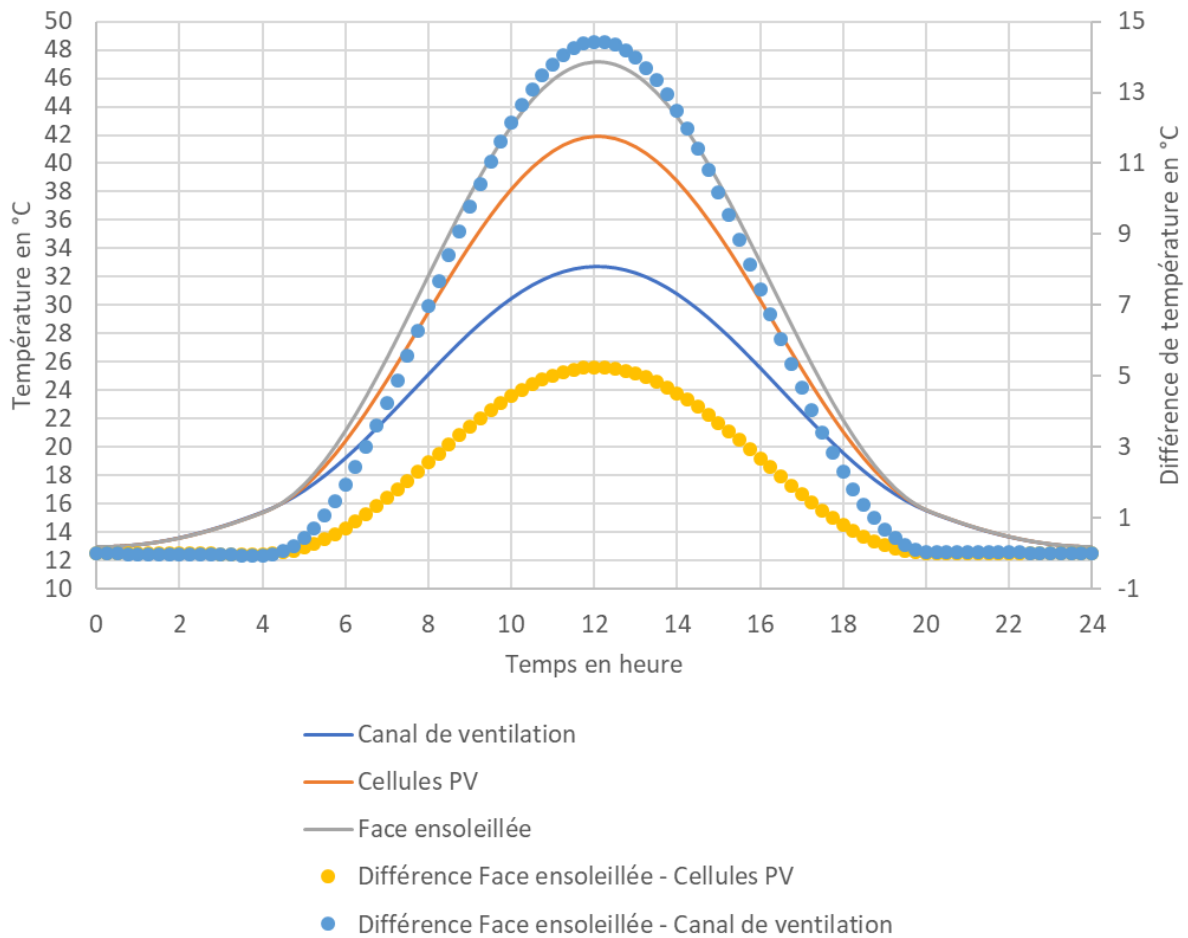


Figure 61 : Graphique représentant différentes températures au sein du panneau PV avec convection à l'arrière

Donc le refroidissement du panneau PV n'est pas uniforme tout au long de son épaisseur. Les différences entre les conductivités thermiques des matériaux expliquent qu'ils ne transmettent pas la chaleur à la même vitesse. En effet, plus la conductivité thermique est élevée, plus le flux thermique à travers le matériau est important puisque le flux est relié à la conductivité thermique par l'équation suivante :

$$\vec{q} = -\lambda \overrightarrow{\text{grad}}(T)$$

Dans le cas où le flux thermique ne se réalise que dans une direction, on peut écrire l'équation suivante :

$$\vec{q} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \vec{x}$$

Avec \vec{x} un vecteur unitaire orienté perpendiculairement à la surface ensoleillée et dirigé vers l'extérieur du panneau PV. On peut alors calculer le gradient de température au sein du panneau PV grâce à l'approximation suivante :

$$\text{grad}(T) = \frac{T(z + \Delta z) - T(z)}{\Delta z}$$

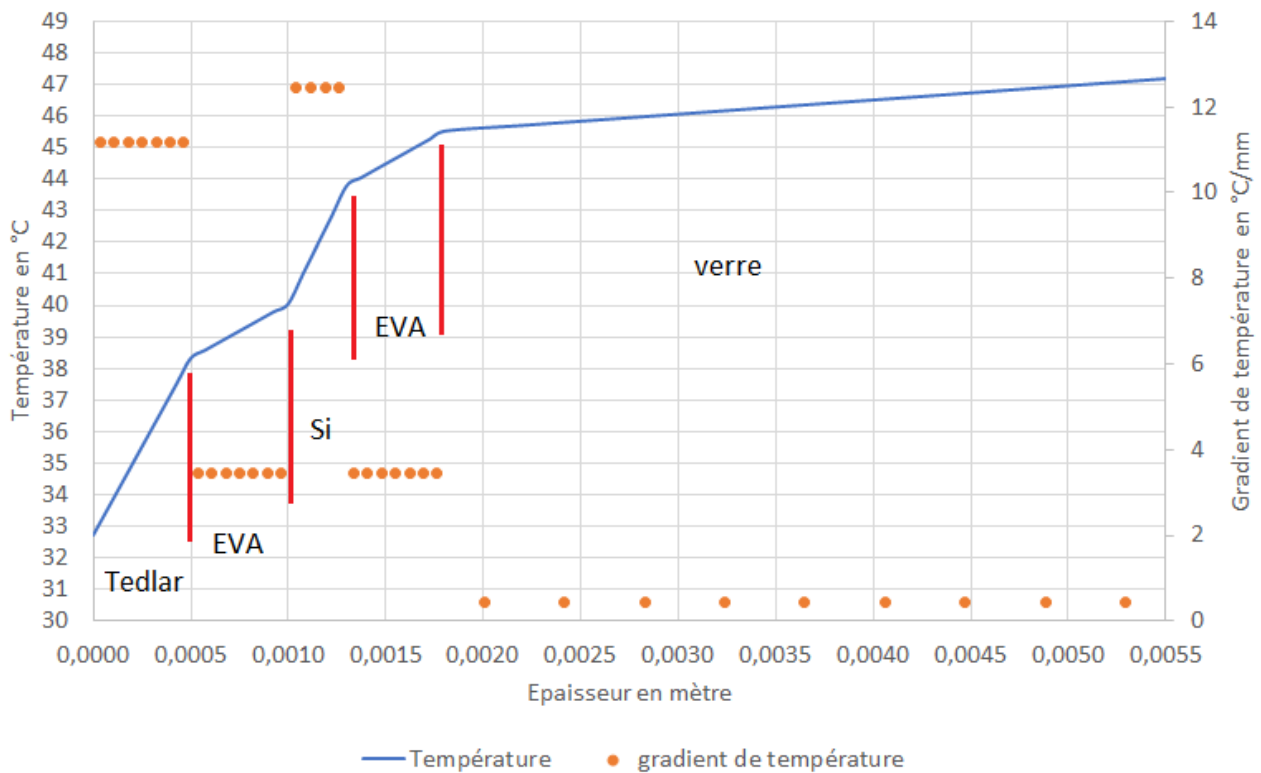


Figure 62 : : Température et gradient de température en fonction de l'épaisseur dans le panneau PV, avec convection à l'arrière

Le graphique précédent donne les valeurs de température en fonction de la coordonnée z à 12h00 le deuxième jour de chargement, c'est-à-dire au moment où les températures sont les plus élevées et où les différences de températures au sein du panneau PV sont aussi les plus élevées.

Le point avec la coordonnée $z=5.5$ mm représente la face ensoleillée du panneau PV et $z=0$ mm est la face en contact avec le canal de ventilation arrière des tuiles.

Les propriétés des matériaux composants le panneau PV ne dépendent pas de la température donc, à un instant donné et dans un matériau donné, les variations de température au sein du matériau sont linéaires.

On peut voir que le refroidissement du panneau PV est ralenti par les couches de matériaux qui ont une faible conductivité thermique comme le Tedlar et le silicium (noté Si sur le schéma précédent et représentant les cellules PV). En effet, les valeurs de gradient de température sont très élevées dans ces matériaux, cela signifie que les échanges de chaleur sont fortement ralentis dans ces couches.

Or le canal de ventilation à l'arrière du panneau doit permettre de diminuer la température des cellules PV mais la couche de Tedlar, qui se trouve entre le canal et les cellules, freine fortement les échanges de chaleur par conduction. Ainsi, cela diminue l'efficacité du système de refroidissement par convection dans le canal.

5.1.2.3. Conclusion

Nous avons pu voir que lorsqu'il y a une convection à l'arrière du panneau PV, la température des cellules PV ne dépasse pas 42°C à 12h00 lorsque l'ensoleillement est maximum et donc lorsque la production d'électricité peut être maximale.

De plus, le refroidissement du panneau n'est pas constant dans toute son épaisseur, cela est dû aux différentes valeurs de conductivités thermiques des différents matériaux. Ainsi, l'efficacité du refroidissement par convection des cellules PV est diminuée à cause de la couche de Tedlar qui freine les échanges par conduction thermique.

5.1.3. Cas sans convection à l'arrière du panneau photovoltaïque

5.1.3.1. Protocole

Dans ce cas, la valeur du coefficient de convection thermique au niveau de la face arrière du panneau est prise égale à 10. Le reste des conditions initiales est identique au cas précédent.

Le cas où la face arrière est adiabatique a été modélisé et les résultats obtenus sont présentés dans le graphique suivant. On peut voir que la température au sein du panneau est uniforme sur toute son épaisseur car les températures de la face ensoleillée, des cellules PV et de l'arrière du panneau sont identiques.

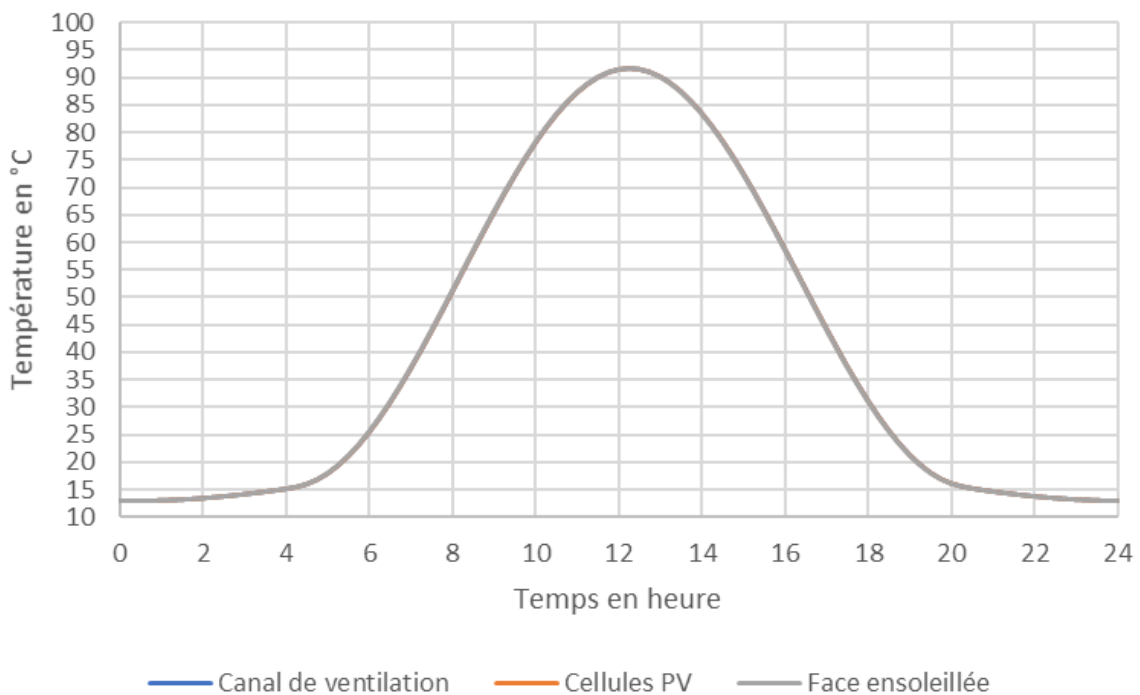


Figure 63 : Graphique représentant la température en fonction du temps dans le panneau PV avec la face arrière adiabatique

Cependant, nous avons préféré étudier un cas où la convection à l'arrière est faible car cela nous semblait plus intéressant à comparer avec le cas de la convection naturelle modélisée précédemment. De plus, le fait de diminuer la convection à l'arrière du panneau plutôt que de la supprimer totalement nous permet de comprendre l'évolution de la température au sein du panneau. C'est pourquoi le choix d'étudier le cas où $h=10$ a été fait. De plus, la valeur de 10 est couramment employée pour modéliser des conditions à l'intérieur d'une pièce, d'une habitation ou des conditions extérieures avec une vitesse du vent très faible.

5.1.3.2. Résultats et interprétations

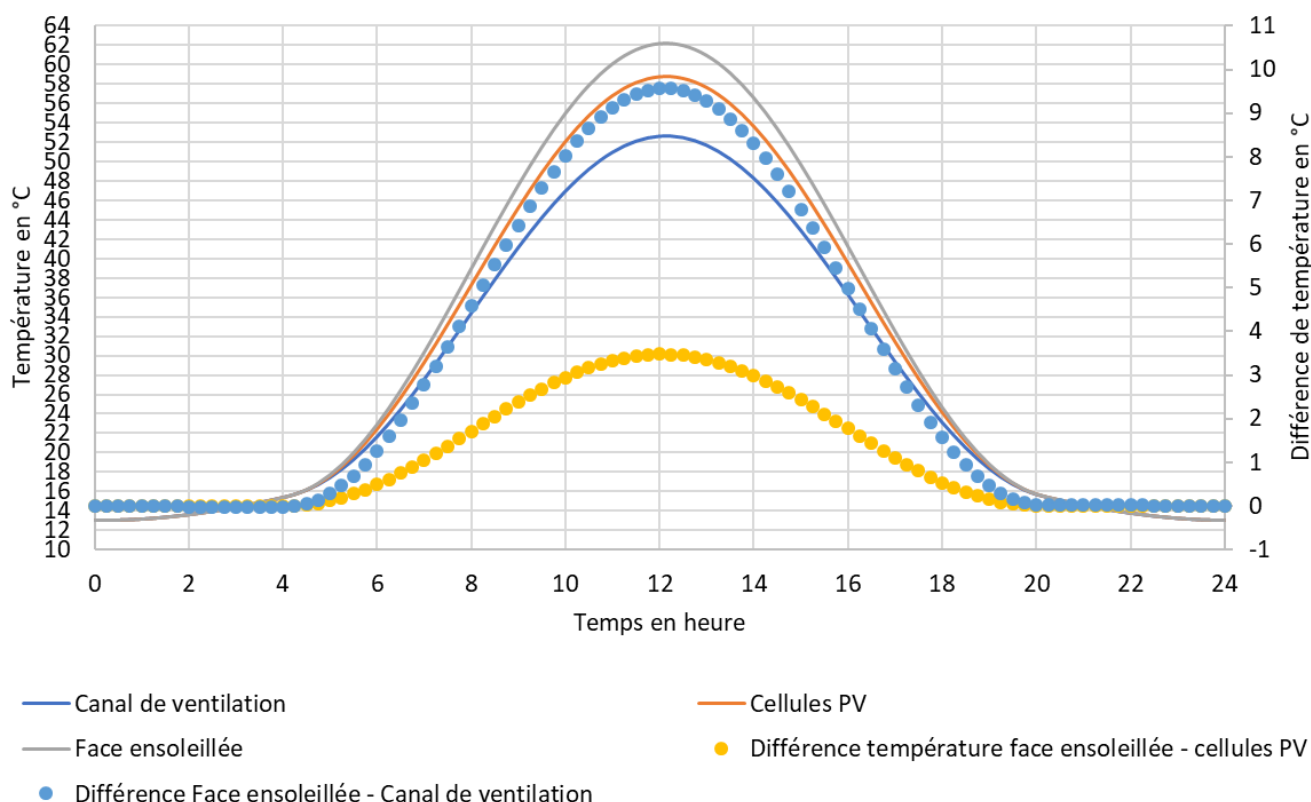


Figure 64 : Graphique représentant la température au sein du panneau PV en fonction du temps lorsqu'il n'y a pas de convection à l'arrière

La figure 64 représente la température en fonction du temps au niveau des cellules photovoltaïques, du canal de ventilation et de la face ensoleillée du panneau PV. Ainsi que la différence de température entre la face ensoleillée et les cellules PV et la différence de température entre la face ensoleillée et le canal de refroidissement avec un coefficient de convection thermique égal à 10.

On peut voir que les températures auxquelles sont exposés les matériaux du panneau photovoltaïque sont comprises entre 52,67 et 62,22 °C quand les températures sont les plus

élevées à l'extérieur. On peut aussi voir que les différences de température au sein du panneau sont faibles, la différence est de 9,56 °C au maximum entre la face ensoleillée et le canal de refroidissement, de 3,48 °C au maximum entre la face ensoleillée et les cellules PV. On peut alors supposer que l'évacuation de la chaleur présente au sein des matériaux est plus difficile qu'avec le système de convection.

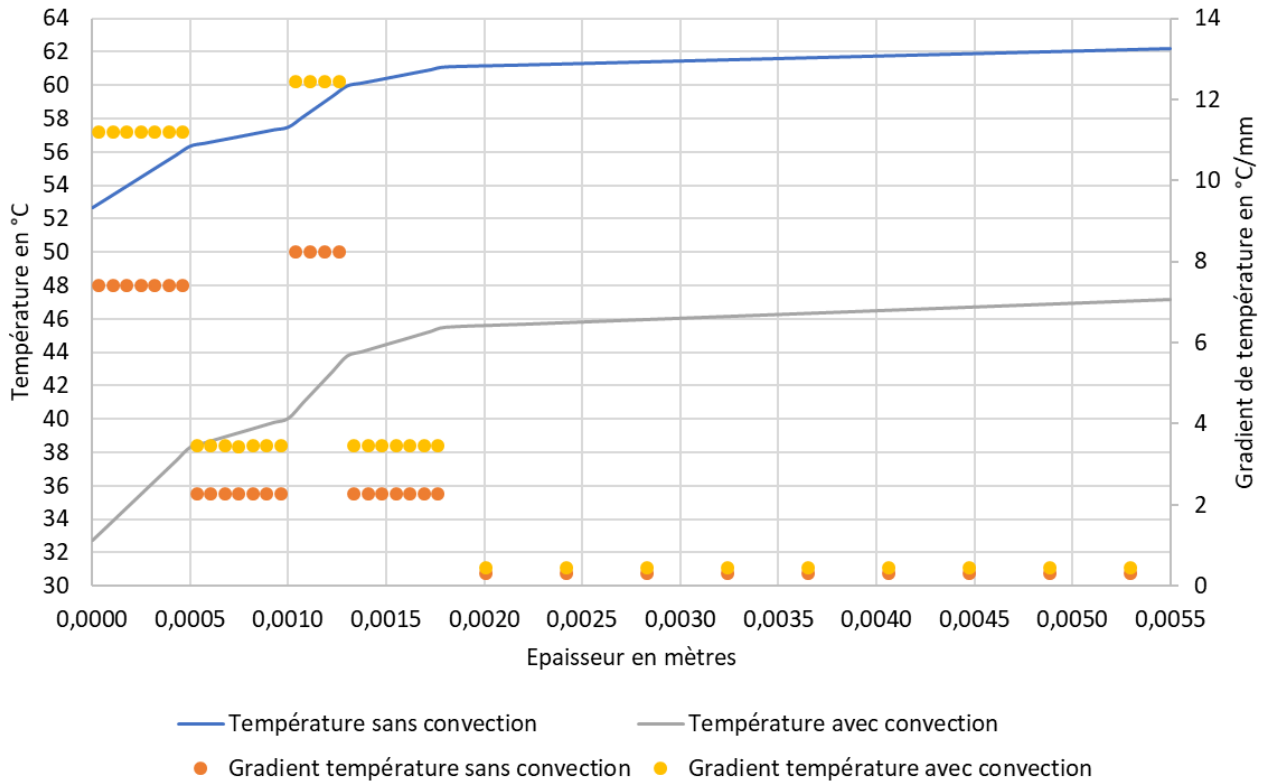


Figure 65 : Graphique représentant la température et le gradient de température en fonction de l'épaisseur dans le panneau pour les cas avec et sans convection arrière

Sur la figure 65, on peut voir que la température globale du panneau est abaissée d'en moyenne 15 °C lorsqu'il y a de la convection arrière par rapport au cas où la convection est très faible.

De plus, on peut voir que les pentes des courbes de température sont plus élevées lorsque la convection est présente. Cela montre que la diminution de température sur la face arrière du panneau dû à la convection permet de refroidir plus efficacement le panneau, au moins jusqu'aux cellules PV et à la dernière couche d'EVA. Cependant, le fait que les pentes des températures soient plus élevées lorsqu'il y a de la convection montre que les matériaux avec de faibles conductivités thermiques diminuent l'efficacité du système de refroidissement.

De plus, on peut voir que dans le verre, qu'il y ait de la convection ou non, le gradient de température est identique. Cela est dû à sa grande conductivité thermique qui lui permet d'acheminer la chaleur de la face ensoleillée très rapidement vers l'intérieur du panneau.

Le graphique suivant représente la température des cellules PV en fonction du temps avec $h=46$ ou $h=10$ dans le canal de ventilation.

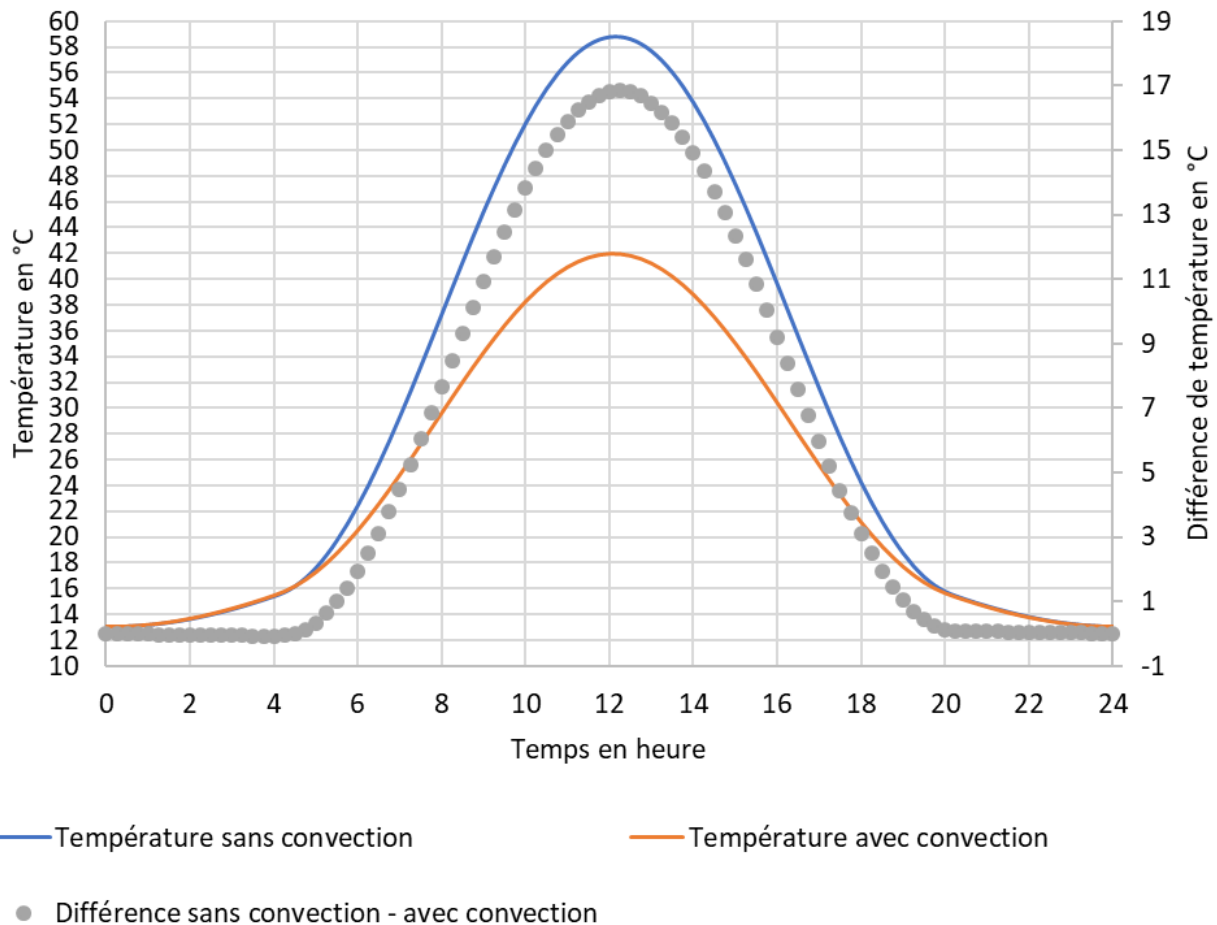


Figure 66 : Graphique représentant la température des cellules PV avec ou sans convection à l'arrière en fonction du temps

Sur la figure 66, on peut voir que la température des cellules PV augmente significativement lorsque la convection à l'arrière du panneau est faible. Cela est dû à la plus grande difficulté à évacuer la chaleur mise en évidence dans le paragraphe précédent. Cette augmentation de la température s'accompagne d'une diminution du rendement des cellules photovoltaïques.

Dans le chapitre 1, nous avons montré que cette diminution de rendement était de 0,41% à chaque fois que la température des cellules photovoltaïques augmente d'1°C.

D'après le graphique précédent, on peut voir que pendant les heures les plus chaudes de la journée (qui sont aussi celles pendant lesquelles le flux solaire est maximal donc les heures où le rendement peut être maximal), lorsqu'il y a un coefficient de convection thermique à l'arrière du panneau qui vaut 46, la température maximale atteinte par les cellules PV est de 41,92 °C. Alors que quand $h=10$, la température maximale des cellules PV est de 58,75 °C. Il y a donc une différence de température de 16,83 °C. De plus, si on calcule le pourcentage de diminution de

la température maximale, on obtient que le système de convection à l'arrière du panneau permet une diminution de la température des cellules PV de 28,64 % par rapport au cas où le coefficient h vaut 10.

Cela représente un gain de rendement électrique de 6,9 % au maximum. Ainsi, le système de refroidissement par convection à l'arrière du panneau PV permet une augmentation maximale du rendement des cellules photovoltaïques de $0,41 \cdot 16,83 = 6,9$ %. Cette augmentation est non négligeable quand on sait que le rendement des panneaux photovoltaïques plafonne à 20 %.

Le tableau suivant représente différentes caractéristiques du profil de température du panneau PV seul, avec ou sans convection.

	Sans convection	Avec Convection
Température moyenne entre 8h00 et 16 h00	51,0 °C	37,4 °C
Température moyenne	29,8 °C	24,2 °C
Température maximale	58,75 °C	41,92 °C
Heure où la température est maximale	12h20	12h00

Tableau 5 : Tableau représentant la température et la température moyenne des cellules PV dans les cas d'un panneau PV seul avec ou sans convection

Ainsi, si on se concentre sur la période de production d'électricité, on peut voir que la diminution de température grâce à la convection arrière est de 13,6 °C, ce qui représente un pourcentage de diminution moyen de 26,67 % et un gain de rendement électrique moyen quotidien de 5,57 %.

Ensuite, le graphique suivant représente le gain de rendement électrique et le pourcentage d'évolution de la température lorsque l'on passe d'un système de refroidissement où $h=10$ à un système où $h=46$.

Le pourcentage d'évolution de la température est calculé de la manière suivante :

$$r_{thermique} = \frac{T_{cell PV, h=10} - T_{cell PV, h=46}}{T_{cell PV, h=10}} * 100$$

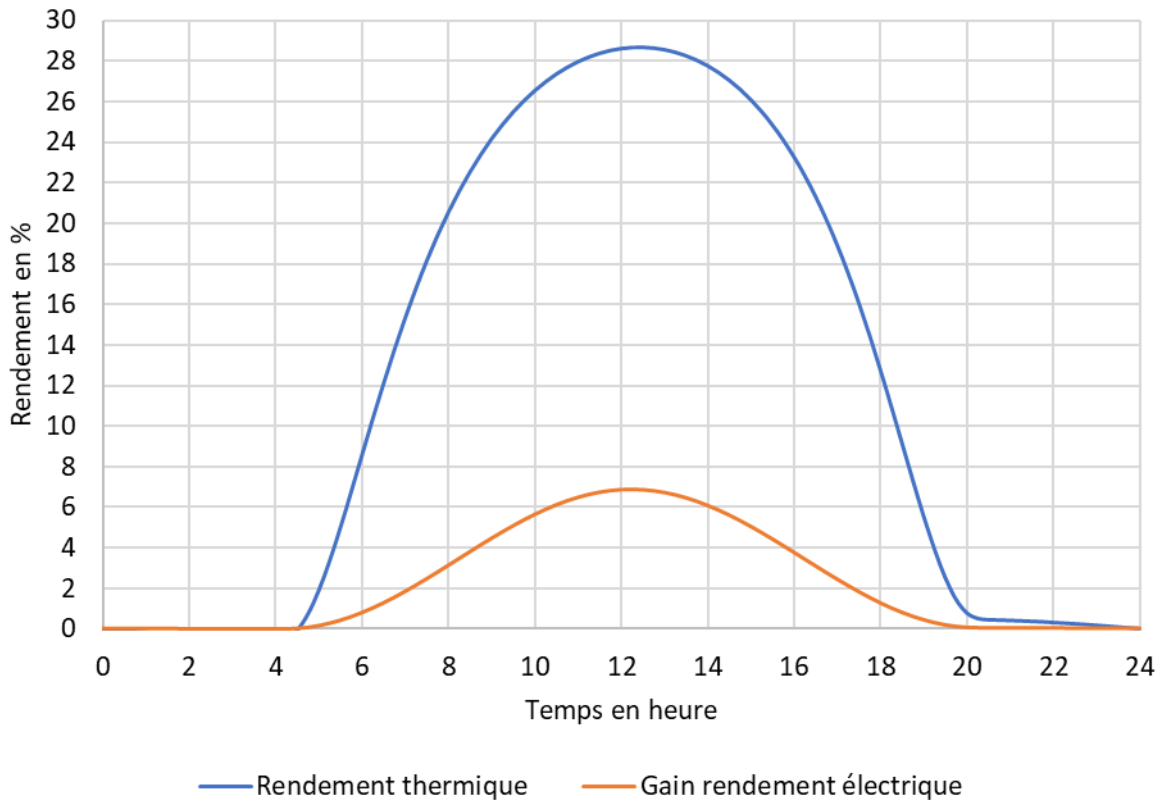


Figure 67 : Pourcentage d'augmentation du rendement électrique et pourcentage de diminution de la température des cellules PV en fonction du temps

Pour le calcul, nous avons pris les températures des cellules photovoltaïques. Cela permet de mesurer l'efficacité du système de refroidissement car c'est la température de ces cellules que l'on souhaite diminuer.

Ainsi, on observe que le système de convection permet de diminuer la température des cellules photovoltaïques d'au maximum 28,7 %, par rapport à la température modélisée sans convection.

L'augmentation du rendement électrique est calculée en prenant les températures au niveau des cellules photovoltaïques et selon la formule suivante :

$$r_{\text{électrique}}(T_{h=46}(x, t)) = r_{\text{électrique}}(T_{h=10}(x, t)) + 0.41 * (T_{h=10}(x, t) - T_{h=46}(x, t))$$

Ce qui est représenté sur le schéma précédent est la différence de rendement :

$$r_{\text{électrique}}(T_{h=46}(x, t)) - r_{\text{électrique}}(T_{h=10}(x, t)) = 0.41 * (T_{h=10}(x, t) - T_{h=46}(x, t))$$

On peut voir que sur une journée d'ensoleillement, le gain de rendement électrique au moment où l'ensoleillement est maximum est de 6,91 %. Ainsi, tout au long de la journée le système de convection à l'arrière permet d'augmenter le rendement électrique des cellules PV et de manière non négligeable puisque le rendement des cellules PV est d'au maximum 20 % à 25 °C.

5.1.3.3. Conclusion

Le système de ventilation à l'arrière du panneau permet de faire baisser la température globale du panneau de 15 °C par rapport au cas où la convection est très faible ($h=10$). De plus, le rendement électrique est augmenté de 5,57 % en moyenne sur une journée puisque la température des cellules PV est diminuée d'en moyenne 13,6 °C. Ensuite, la température maximale à laquelle sont exposées les cellules PV est aussi diminuée de 58,75 °C à 41,92 °C, ce qui permet une augmentation du rendement électrique de 6,9 % au moment où l'ensoleillement est maximal.

Maintenant, nous allons étudier l'influence de l'ajout d'une épaisseur de MCP à l'arrière du panneau PV sur sa température et plus particulièrement celle des cellules PV. Le MCP sera un système de refroidissement couplé à la convection à l'arrière c'est-à-dire que h vaut 46 sur la face arrière du LHTS.

5.2. Modélisation panneau photovoltaïque et LHTS à ailettes

Dans l'étude que nous menons ici, nous voulons que le contrôle de la température (c'est-à-dire la durée du changement de phase) soit d'au moins 8 heures. Cela permettrait ainsi de diminuer la température pendant toute la durée des heures les plus chaudes de la journée : de 8h00 à 16h00. En effet, c'est à ces heures que la température ambiante est maximale et c'est aussi le moment où le flux solaire est maximal (au-dessus de la valeur moyenne de 345 W/m²). Donc c'est à ce moment que le potentiel de production d'électricité est à son maximum mais le rendement peut quand même être significativement diminué à cause de l'augmentation de la température.

Tout d'abord, nous faisons varier l'écartement entre les ailettes avec une épaisseur de MCP fixe afin d'obtenir la valeur la plus adaptée à l'étude, qui permettra de réaliser le maximum d'échange thermique entre le panneau PV et le MCP.

Ensuite, nous nous proposons de faire varier l'épaisseur de MCP dans le LHTS à ailettes modélisé. La variation de l'épaisseur de MCP permettra de faire varier la capacité de stockage du dispositif.

5.2.1. Détermination de l'écartement optimal des ailettes

5.2.1.1. Protocole

Les températures étudiées sont relevées au niveau des cellules photovoltaïques lorsque l'on applique une épaisseur de 8 cm de RT26 dans le LHTS à ailettes situé à l'arrière du panneau PV. Une épaisseur de 8 cm a été choisie suite à la modélisation, au préalable, de différentes épaisseurs de MCP avec différents écartements d'ailettes. On a pu voir qu'une épaisseur de 8 cm de MCP est suffisante pour stocker toute la chaleur apportée pendant une période de jour sous forme de chaleur latente. Donc, dans ce cas, la capacité de stockage sous forme de chaleur latente n'est pas un facteur limitant. On peut alors observer uniquement les variations de

température dû à la modification de l'écartement entre ailettes. Les températures ont été calculées sur une période de 3 jours.

L'écartement entre les ailettes a été pris égal à 4 mm, 8 mm et 12 mm. Ces valeurs ont été prises à la suite des conclusions du chapitre 5 qui stipulait que le modèle numérique développé dans cette étude était fiable pour des valeurs d'écartements d'ailettes inférieures à 24 mm.

De plus, il a été montré dans le chapitre 4, que plus l'écartement entre les ailettes est faible, plus la température de la surface du LHTS en contact avec le panneau pouvait être efficacement régulée. L'étude a notamment montré que cette affirmation était valable pour les écartements entre ailettes de 4, 8 et 12 mm. C'est donc pour toutes ces raisons que nous avons choisi d'étudier ces trois écartements.

5.2.1.2. Résultats et interprétations

La figure 68 représente la température des cellules PV en fonction du temps, sur une période de 3 jours. L'écartement entre les ailettes a été étudié pour des valeurs de 4, 8 et 12 mm. Le régime établi est atteint dès la première période de chargement.

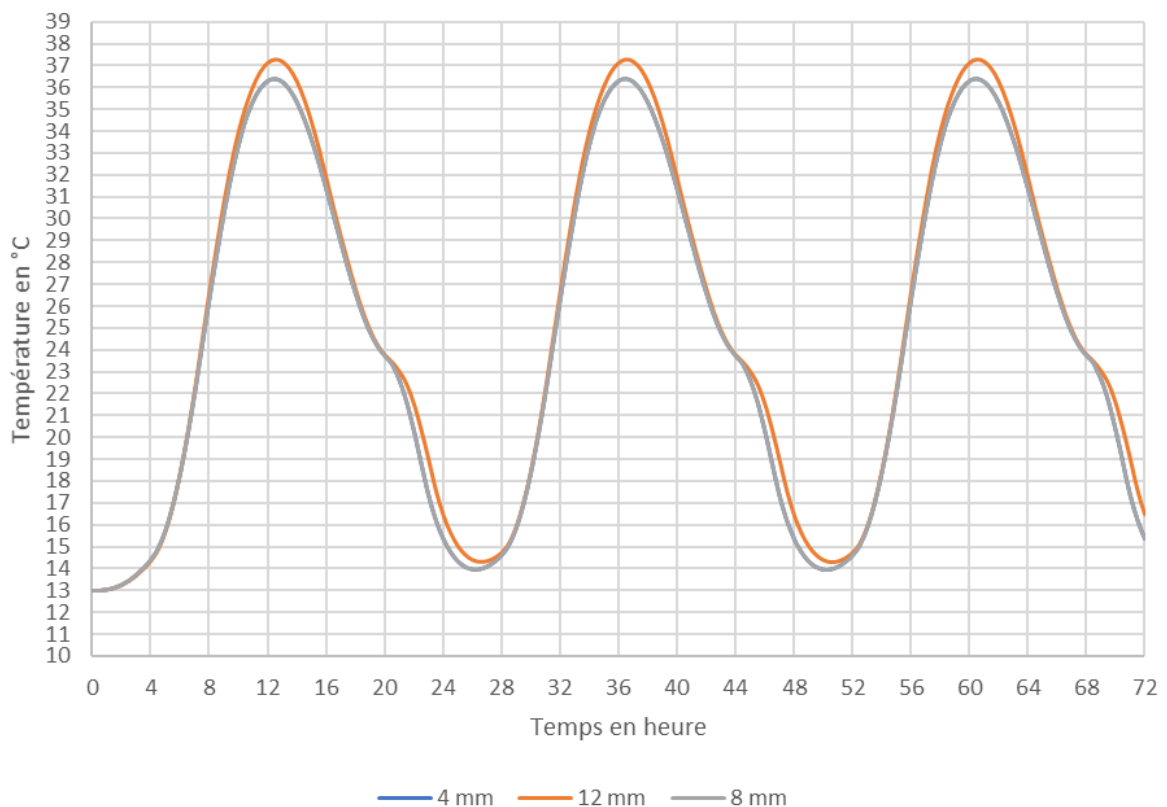


Figure 68 : Comparaison de l'influence de plusieurs écartements entre ailettes (4, 8 et 12 mm) sur la température des cellules PV

Sur le graphique précédent, on constate que la température des cellules PV lorsqu'il y a un écartement entre les ailettes de 4 ou 8 mm est identique. Lorsque l'écartement des ailettes est de 12 mm, la température maximale est plus élevée que lorsqu'il y a un écartement de 8 ou 4 mm. La différence est de 0,91 °C et cela représente une perte de rendement électrique de 0,37 %. Pendant la nuit, le refroidissement des ailettes est moins efficace quand l'écartement est de 12 mm, cela est dû à la diminution des échanges de chaleur entre milieu extérieur et MCP.

En conclusion, l'écartement idéal entre les ailettes semble être 8 mm puisqu'il permet de réduire la température des cellules de manière plus efficace qu'un écartement de 12 mm et il permet de réduire la température autant qu'un écartement de 4 mm tout en réalisant des économies sur le volume d'aluminium utilisé.

Le tableau suivant représente le pourcentage de volume occupé par les ailettes de refroidissement à l'arrière du panneau PV en fonction de l'écartement entre celles-ci.

Ecartement	Pourcentage du volume arrière occupé par les ailettes
4 mm	11,11%
8 mm	5,88%
12 mm	4%
24 mm	2,04%
33 mm	1,50%

Tableau 6 : Tableau représentant la réduction de la capacité de stockage de chaleur à l'arrière du panneau PV en fonction de l'écartement entre ailettes

Le fait d'avoir un écartement des ailettes trop faible peut considérablement diminuer la capacité de stockage de chaleur du LHTS car une partie du MCP est remplacée par les ailettes métalliques. Ainsi, le pourcentage de volume arrière occupé par les ailettes est calculé grâce à la relation suivante :

$$\% V_{ailettes} = \frac{\text{épaisseur d'une ailette}}{\text{épaisseur d'une ailette} + \text{écartement entre ailettes}}$$

La réduction de volume de MCP à l'arrière du panneau PV entre un écartement de 8 ou 12 mm est assez faible (1,88 %) donc on peut prendre comme écartement des ailettes une valeur de 8 mm.

De plus, on peut logiquement voir que le volume occupé par les ailettes lorsqu'il y a un écartement de 8 mm est deux fois plus faible que quand cet écartement est de 4 mm. Choisir un écartement de 8 mm est un avantage car cela pénalise moins la capacité de stockage à l'arrière du panneau PV.

La figure 69 représente la température en fonction de la profondeur dans le panneau PV (qui est compris sur le graphique entre les abscisses 0,09 pour l'arrière du panneau et 0,0955 pour la face ensoleillée du panneau). L'abscisse 0 correspond à la surface d'échange entre le canal de ventilation et la plaque arrière en aluminium (5 mm d'épaisseur) du LHTS.

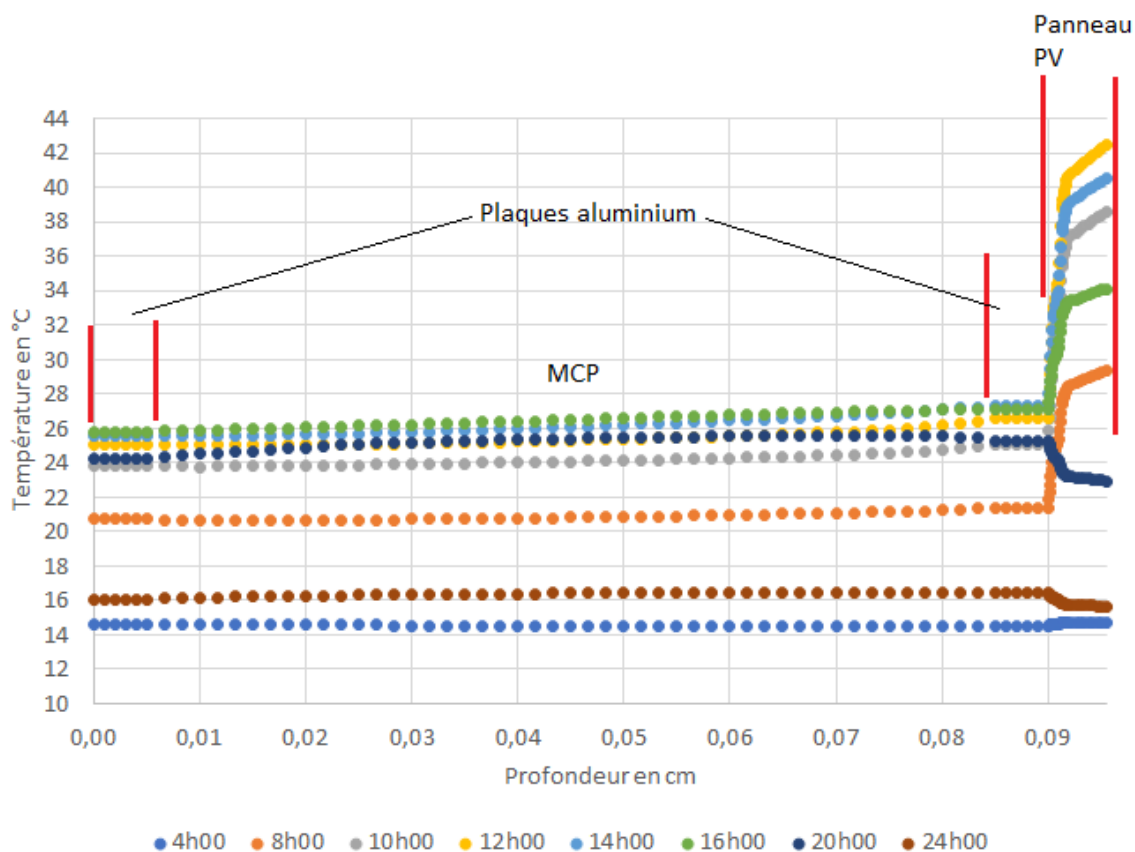


Figure 69 : Graphique représentant la température à différentes heures de la journée en fonction de la profondeur avec 8 cm de MCP et un écartement des ailettes de 8 mm

Les données représentées sont obtenues pour un écartement des ailettes de 8 mm et une épaisseur de MCP de 8 cm. La température a été relevée à 0h00, 4h00, 8h00, 10h00, 12h00, 14h00, 16h00 et 20h00 afin d'avoir une représentation globale du comportement du système tout au long de la journée. Les données sont prises au milieu d'une couche de MCP, c'est-à-dire à mi-chemin de deux ailettes successives.

Tout d'abord, on peut voir que les courbes de température au sein du MCP sont parallèles entre elles. Cela montre que les échanges thermiques au sein du matériau sont rapides puisque les variations de température se font quasi simultanément sur toute l'épaisseur de MCP.

De plus, on peut voir que la température au sein du MCP est relativement constante sur toute son épaisseur, les variations sont inférieures à 2 °C. Donc la chaleur est transmise efficacement même à la paraffine qui est loin du panneau PV et au milieu des volumes de MCP. Ainsi, tout le volume de MCP stocke la même quantité de chaleur, en même temps.

Enfin, les matériaux qui composent le panneau photovoltaïque ont de très faibles conductivités thermiques pour la plupart. On voit sur la figure 69 que les échanges de chaleur dans le LHTS sont très efficaces car, à un instant fixe, la température est quasiment constante partout, alors que dans le panneau PV les différences de température sont bien plus élevées. Ainsi, ce qui diminue l'efficacité du refroidissement des cellules par le LHTS, c'est la faiblesse des conductivités des matériaux qui sont compris entre le LHTS et les cellules, notamment la couche de Tedlar.

5.2.1.3. Conclusion

En conclusion, nous pouvons dire que l'écartement de 8 mm semble le plus adapté car il permet le maximum de réduction de la température des cellules photovoltaïques, 1 °C de plus que l'écartement de 12 mm. Le refroidissement des cellules PV pendant la nuit est aussi plus efficace. Ensuite, il pénalise assez peu la capacité de stockage du LHTS comparé à l'écartement de 4 mm et il permet une économie d'aluminium car il y a moins d'ailettes à mettre en place.

Maintenant, on peut fixer l'écartement des ailettes à 8 mm et faire varier l'épaisseur de MCP à l'arrière du panneau photovoltaïque afin de trouver la capacité de stockage optimale.

5.2.2. Détermination de l'épaisseur optimale de MCP

5.2.2.1. Protocole

L'influence de l'épaisseur de MCP sur la température au sein du panneau PV a été étudiée pour des valeurs de 2, 4, 6, 8 et 10 cm. L'écartement entre ailettes est constant et égal à 8 mm. Le chargement thermique est appliqué pendant 3 jours et on étudie les résultats de la dernière journée. La température a été relevée toutes les 15 minutes.

5.2.2.2. Résultats et interprétations

Le figure 70 représente la température des cellules photovoltaïques en fonction du temps et de l'épaisseur de MCP lors de la dernière période de chargement thermique.

Pour des épaisseurs supérieures ou égale à 6 cm, le maximum de température atteint dans la journée est quasiment identique. En effet, il est de 37 °C pour 6 cm, de 36,8 °C pour 8 cm et 36,7 °C pour 10 cm.

En revanche, on peut voir que lorsqu'il y a 2 ou 4 cm de MCP, il y a un pic de température qui apparaît en haut de la sinusoïde, les températures maximales sont alors de 42,2 °C et 40,4 °C respectivement pour des épaisseurs de 2 et 4 cm. Donc le pic est plus important lorsque la couche de MCP est de 2 cm d'épaisseur, on peut en conclure que plus l'épaisseur de MCP est faible, plus l'intensité du pic de température est importante.

Le pic de température apparaît plus tard dans le cas où il y a 4 cm de MCP que dans le cas où il n'y en a que 2. Ce décalage entre les deux pics est probablement dû au fait que la capacité de stockage de chaleur dans le MCP est plus grande lorsque le volume de celui-ci augmente. De plus, on peut supposer que ce pic est dû à un stockage de chaleur sensible dans le MCP qui est entièrement sous forme liquide car le volume de MCP, lorsqu'il y a 2 et 4 cm d'épaisseur, est peut-être trop faible pour stocker toute la chaleur qui lui est apportée sous forme de chaleur latente.

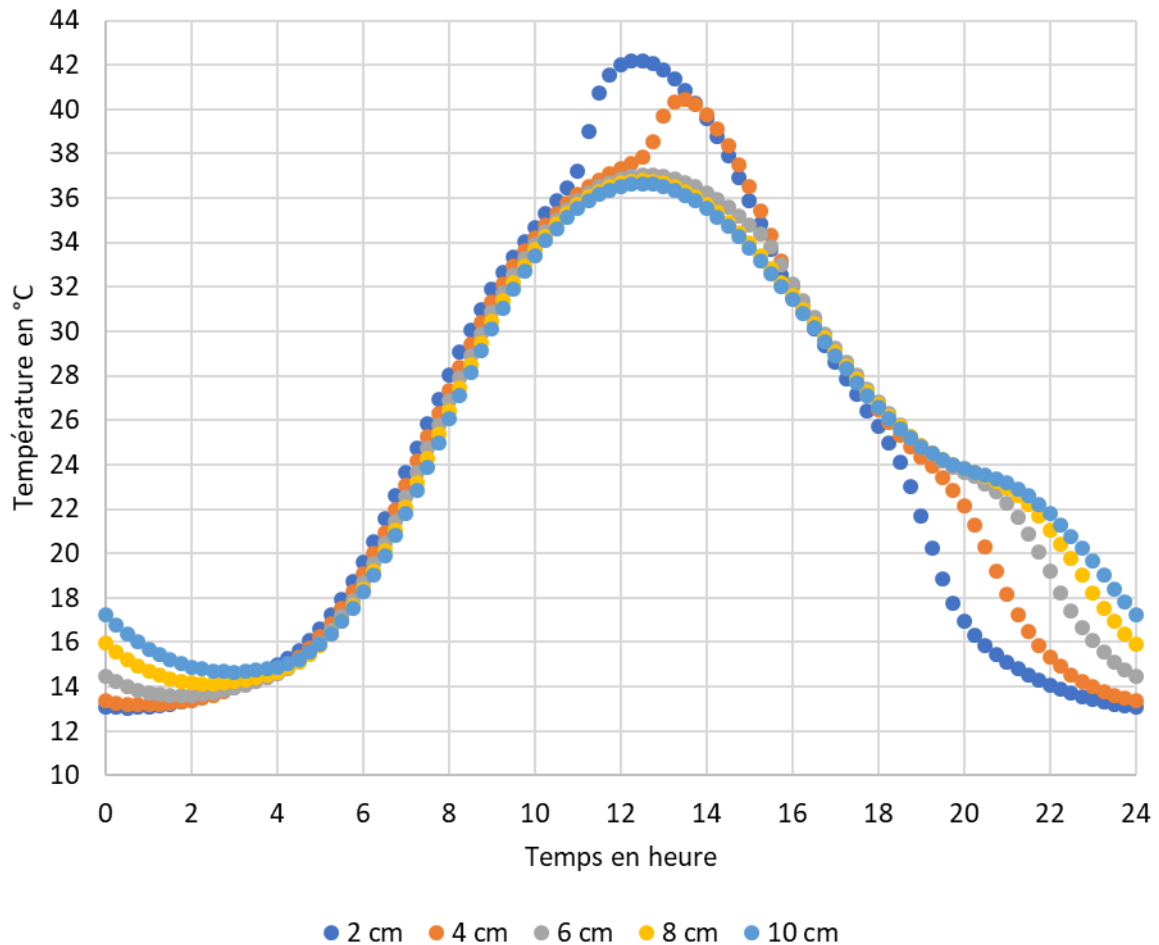


Figure 70 : Température des cellules PV en fonction du temps et de l'épaisseur de MCP

Lorsque l'épaisseur de MCP est strictement supérieure à 4 cm, on ne voit pas apparaître de pic de température. On peut supposer que le volume de MCP est suffisant pour stocker toute la chaleur, qui lui est apportée pendant la journée, sous forme de chaleur latente et ainsi maintenir le système à une température plus basse.

De plus, plus l'épaisseur de MCP est grande, plus la température pendant la nuit reste grande. Cela signifie que le refroidissement des cellules PV est plus lent quand l'épaisseur de MCP augmente. Ainsi, la couche de MCP permet de diminuer l'amplitude de température des cellules PV.

D'une part, l'épaisseur de MCP ralentit les échanges conductifs entre les cellules PV et le canal de ventilation donc le refroidissement par l'arrière des cellules est ralenti.

D'autre part, pendant la nuit le MCP relâche de la chaleur lors de la solidification et cette chaleur s'évacue par conduction à travers l'aluminium puis est transmise à l'air du canal de ventilation d'un côté et au panneau PV de l'autre côté. C'est pourquoi, on observe un ralentissement du refroidissement des cellules PV pendant la nuit. Plus l'épaisseur de MCP est grande, plus il y a de chaleur stockée dans la journée et plus il y a de chaleur libérée pendant la nuit (cela est vrai car les échanges thermiques sont performants dans le système grâce aux ailettes de refroidissement) donc plus la température du système entier diminue lentement.

Ce ralentissement du refroidissement des cellules PV n'est pas un problème car il se réalise pendant la nuit, il n'y a pas de production d'électricité à ce moment donc la température peut rester élevée. On remarque sur le graphique précédent que la température minimale des cellules PV est de 13 °C pour une épaisseur de MCP de 2 cm et de 14,7 °C pour une épaisseur de 10 cm. Or la température minimale de l'air ambiant est de 13 °C donc le refroidissement est complet lorsque l'épaisseur de MCP est petite et il l'est quasiment lorsqu'elle est plus grosse.

La figure 71 représente la température au milieu du volume de MCP en fonction du temps et de l'épaisseur de paraffine.

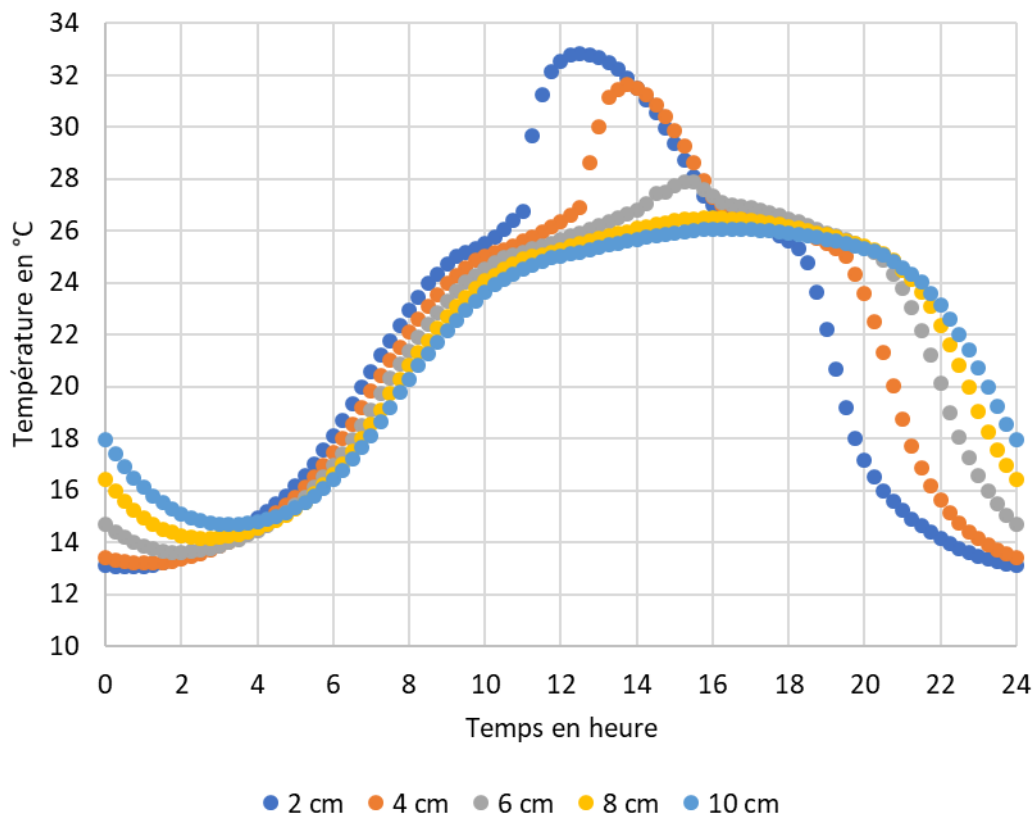


Figure 71 : Graphique représentant la température au milieu de la couche de MCP en fonction du temps et de l'épaisseur de paraffine

Comme nous avons pu le voir sur la figure 69, les échanges de chaleur au sein du LHTS sont efficaces car même avec une épaisseur de 8 cm, le comportement du MCP semble homogène sur toute son épaisseur. Afin de comparer le comportement du MCP en fonction de son épaisseur, on peut alors relever la température au milieu du volume de MCP (figure 71).

Sur le graphique précédent, on peut voir que des pics de température sont présents dans le MCP lorsque l'épaisseur est de 2, 4 et 6 cm. Cela montre que la capacité de stockage de ces systèmes est trop faible pour stocker toute l'énergie qui leur est fournie sous forme de chaleur latente. En effet, ces pics de température correspondent à un stockage de chaleur sensible dans le MCP qui se fait par augmentation de sa température et qui vient après le changement de phase donc après le stockage de chaleur latente.

Sur la figure 70, nous avons aussi pu remarquer des pics de température sur les cellules PV pour des épaisseurs de 2 et 4 cm mais pas pour une épaisseur de 6 cm. Or en étudiant la température de la paraffine elle-même, on se rend compte que le système avec une épaisseur de 6 cm n'a pas une capacité de stockage de chaleur latente suffisante mais le pic de température étant très faible, il a peu d'impact sur la température du panneau PV.

Pour des épaisseurs de 8 et 10 cm, les courbes de température sont similaires. En effet, on n'observe pas de pic de température, la capacité de stockage d'énergie thermique sous forme de chaleur latente est suffisante. De plus, dans ces cas-là, la température du MCP ne dépasse pas sa température de fusion qui est de 26 °C, ce qui montre que le contrôle de la température est total.

Le tableau suivant représente la température maximale atteinte par les cellules PV et l'heure à laquelle elle est atteinte pour différentes épaisseurs de paraffine. Les valeurs sont prises au milieu de la couche de Silicium représentant les cellules PV.

Epaisseur de MCP (en cm)	Température maximale	Heure où la température est maximale
2	42,2 °C	12h15
4	40,4 °C	13h45
6	37,0 °C	12h30
8	36,8 °C	12h45
10	36,7 °C	12h45

Tableau 7 : Tableau représentant l'heure à laquelle la température maximale des cellules PV est atteinte en fonction de l'épaisseur de MCP

Plus l'épaisseur de MCP augmente, plus la température maximale des cellules PV diminue. Cependant, le déphasage de la température que l'on peut observer dans la couche de MCP sur la figure 71 n'est pas perceptible sur la température maximale des cellules PV. Ainsi, la température la plus élevée des cellules PV est atteinte en même temps que l'ensoleillement est maximum et que le potentiel de production d'électricité est le plus élevé. Cela montre que les échanges de chaleur par conduction entre les cellules PV et le MCP doivent être augmentés car le déphasage de la température réalisé dans la couche de MCP pourrait être très utile au niveau des cellules PV. En effet, la température maximale des cellules PV pourrait être décalée à une période de la journée où l'ensoleillement est plus faible et ainsi permettre une augmentation du rendement de conversion photoélectrique plus grande.

Le tableau suivant représente la température moyenne des cellules PV et la température moyenne des cellules PV pendant la durée de la journée où l'ensoleillement est supérieur à la moyenne quotidienne c'est-à-dire entre 8h00 et 16h00.

Epaisseur de MCP (en cm)	Température moyenne entre 8h00 et 16h00	Température moyenne
2	36,5 °C	24,4°C
4	35,5 °C	24,5 °C
6	34,3 °C	24,7 °C
8	33,9 °C	24,8 °C
10	33,7 °C	25,0 °C

Tableau 8 : Tableau représentant la température moyenne et la température moyenne pendant la phase de production d'électricité des cellules PV en fonction de l'épaisseur de MCP

Plus l'épaisseur de MCP augmente, plus la température pendant la phase de production diminue mais la température moyenne augmente. La diminution de la température moyenne pendant la phase de production d'électricité signifie que le rendement moyen quotidien augmente.

L'augmentation de la température moyenne n'est pas un problème car on constate que cette augmentation se fait pendant la nuit puisque pendant le jour la température diminue. De plus, l'augmentation est probablement dû au fait que plus l'épaisseur de MCP est grande, moins il y a de chaleur transmise dans le canal de ventilation pendant la journée puisque cette chaleur est stockée dans le MCP. Pendant la nuit, cette chaleur stockée sera libérée et réchauffera les cellules PV et le système en entier, d'où l'augmentation de la température moyenne.

5.2.2.3. Conclusion

L'étude de l'influence de l'épaisseur de MCP sur la température des cellules PV a été réalisée pour un écartement entre les ailettes de 8 mm et des épaisseurs de 2, 4, 6, 8 et 10 cm de paraffine.

Nous avons pu observer qu'avec une épaisseur inférieure ou égale à 6 cm, la capacité de stockage sous forme de chaleur latente est insuffisante pour contenir toute la chaleur transmise du panneau vers le MCP. Il y a donc un stockage sous forme de chaleur sensible qui apparaît ce qui augmente la température du MCP et des cellules PV sauf dans le cas où l'épaisseur est égale à 6 cm. Dans ce cas, l'intensité du pic de température est faible et il n'influe pas sur la température des cellules PV.

De plus, plus l'épaisseur de MCP est importante, plus la température maximale et la température moyenne pendant la phase de production des cellules PV sont faibles ; ce qui permet d'augmenter le rendement de conversion photoélectrique.

L'épaisseur de 6 cm de MCP est celle qui présente le plus d'intérêt car elle permet de maintenir les cellules à une température quasiment égale à celle obtenue avec 8 ou 10 cm. La température maximale atteinte par les cellules PV est de 37 °C et si on augmente l'épaisseur de MCP, cette température diminue faiblement.

Malgré une capacité de stockage de chaleur sous forme latente insuffisante pour stocker toute la chaleur transmise par le panneau, la hausse de température au sein du MCP lors du stockage sous forme sensible n'augmente pas la température des cellules PV. Donc il y a la quantité optimale de MCP permettant de maintenir la température des cellules PV à 37 °C. Ainsi, l'épaisseur de MCP préconisée est 6 cm.

5.3. Comparaison refroidissements MCP+convection et convection seul

5.3.1. Résultats et interprétations

Afin de savoir si le refroidissement des cellules PV est efficace lorsque l'on ajoute une couche de MCP à l'arrière du panneau PV, on se propose de comparer les résultats obtenus dans le paragraphe précédent (5.2) modélisant le comportement du panneau PV avec une couche de MCP à l'arrière et les résultats obtenus au paragraphe 5.1 modélisant le comportement d'un panneau avec uniquement une convection à l'arrière.

La figure 72 représente le pourcentage de diminution de la température des cellules PV par rapport au cas où il n'y a que de la convection à l'arrière du panneau photovoltaïque. Les résultats sont représentés en fonction du temps et de l'épaisseur de la couche de MCP.

Le graphique suivant représente la fonction :

$$f(t) = \frac{T_{convection\ seul}(t) - T_{x\ cm\ MCP+convection}(t)}{T_{convection\ seul}(t)} * 100$$

Avec :

- $T_{convection\ seul}(t)$ la température des cellules PV au temps t lorsqu'il n'y a pas de MCP à l'arrière du panneau, uniquement de la convection c'est-à-dire lorsque le coefficient d'échange convectif vaut 46.
- $T_{x\ cm\ MCP+convection}(t)$ la température des cellules PV au temps t lorsqu'il y a x cm de MCP à l'arrière du panneau PV (avec $x=2, 4, 6, 8$ ou 10) et de la convection (coefficient d'échange convectif au niveau du canal vaut 46).

Ainsi, $f(t)$ représente le pourcentage d'évolution de la température des cellules PV entre les cas avec uniquement de la convection et lorsqu'il y a MCP+convection.

On peut voir sur le graphique que la présence du MCP permet de diminuer la température de 4h00 à 16h00 car les courbes sont positives. De plus, pendant la nuit la présence du MCP augmente la température des cellules jusqu'à 60 % de leur valeur lorsqu'il n'y a que de la convection.

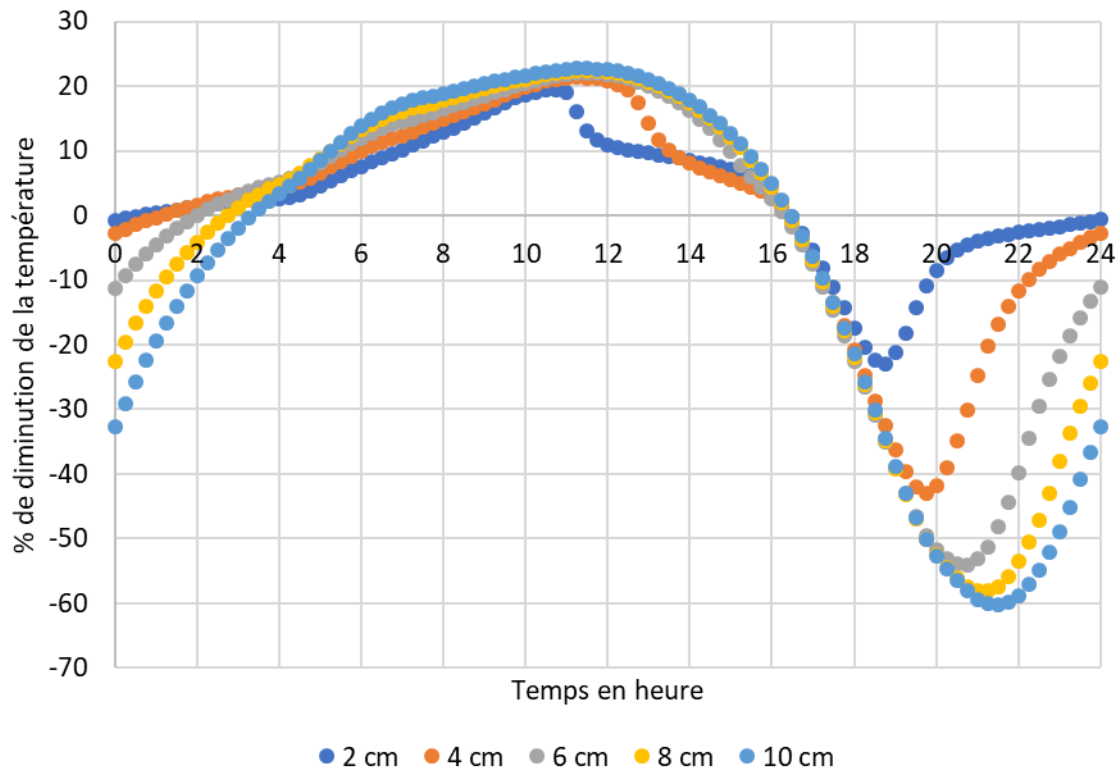


Figure 72 : Graphique représentant le pourcentage de diminution de la température des cellules PV par rapport à la température de celles-ci lorsqu'il y a un panneau PV seul avec convection arrière

Ensuite, plus l'épaisseur de MCP est grande, plus la durée pendant laquelle $T_{convection\ seul}(t) < T_{x\ cm\ MCP+convection}(t)$ est courte. Afin d'augmenter la durée de contrôle de la température du panneau PV c'est-à-dire augmenter la durée pendant laquelle la différence $T_{convection\ seul}(t) - T_{x\ cm\ MCP+convection}(t)$ est positive, on peut augmenter l'espacement entre les ailettes.

En effet, nous avons vu dans le chapitre 4 que plus la distance entre les ailettes est courte, plus le changement de phase est rapide et plus la durée de contrôle de la température est courte. Cependant, augmenter l'espacement entre les ailettes diminue les transferts thermiques et diminue l'intensité du refroidissement du panneau.

On remarque que toutes les épaisseurs de MCP permettent une diminution de la température entre 8h00 et 16h00 (voir figure 73).

La figure 73 représente la fonction $f(t)$ définie auparavant mais on se concentre sur la période où la production d'électricité est la plus forte c'est-à-dire entre 8h00 et 16h00.

Plus l'épaisseur de MCP est grande, plus la réduction de la température est efficace. En effet, avec 10 cm d'épaisseur de MCP, la plus forte réduction de température est de 22 %. On voit aussi que la réduction de la température est efficace lorsque le stockage sous forme de chaleur latente est élevé car pour des épaisseurs de 2 et 4 cm, il y a une réduction beaucoup moins forte de la température lorsque le stockage sous forme de chaleur sensible se met en place.

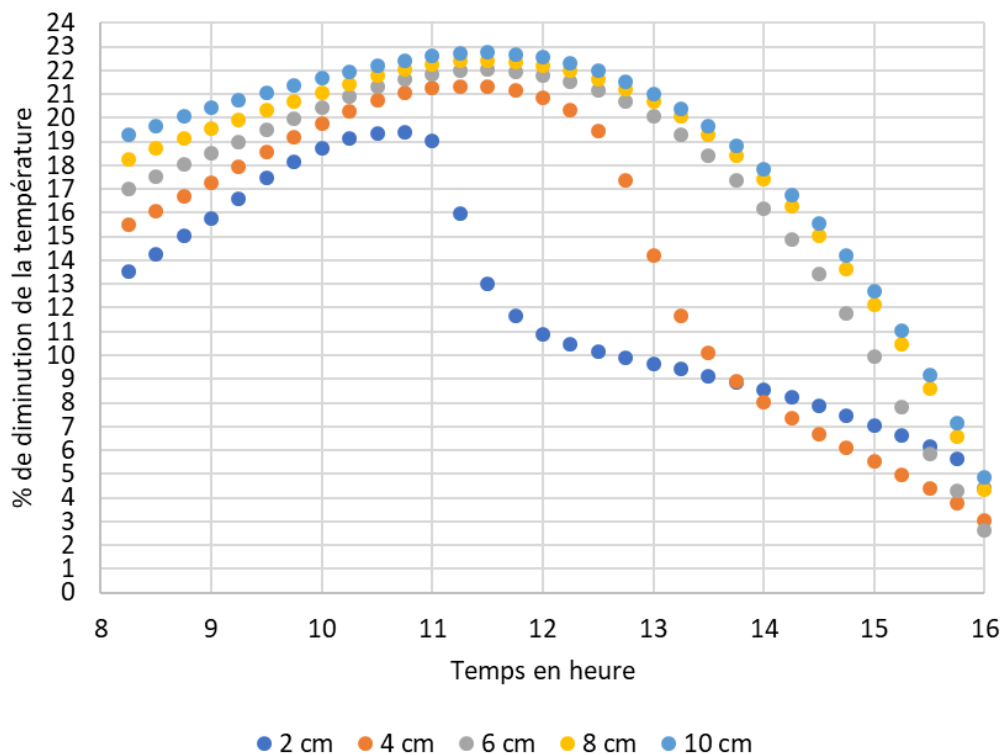


Figure 73 : Graphique représentant le pourcentage de diminution de la température des cellules PV pendant la période de production d'électricité et en fonction de l'épaisseur de MCP

La figure 74 représente l'augmentation de rendement électrique en fonction de l'épaisseur de MCP. Il est calculé de la manière suivante :

$$0,41 * (T_{sans\ MCP} - T_{x\ cm\ MCP})$$

Les températures utilisées sont celles des cellules PV.

Pour des épaisseurs supérieures à 6 cm, l'augmentation de rendement électrique est d'au maximum 4,25 %. Cette valeur est atteinte au moment où l'ensoleillement est maximal donc où la conversion photoélectrique est la plus forte.

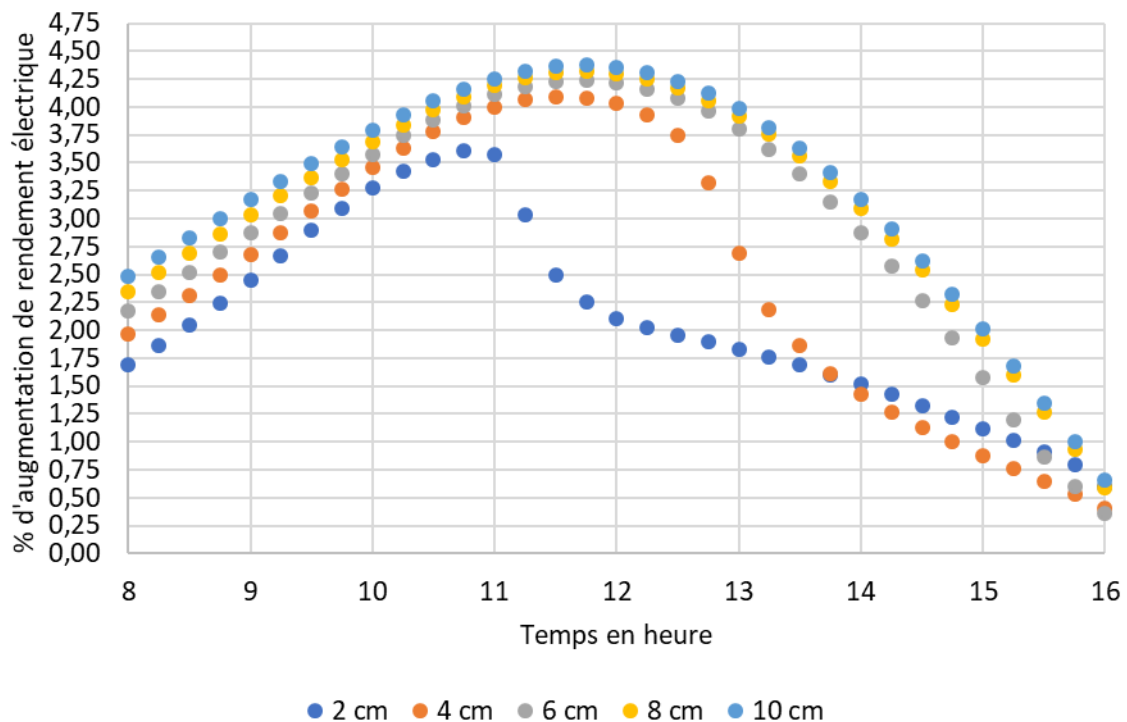


Figure 74 : Graphique représentant le gain de rendement électrique des cellules PV en fonction du temps et de l'épaisseur de MCP

De plus, le calcul de l'augmentation du rendement électrique représenté sur le graphique précédent ne prend en compte que la différence de température. Or l'évolution du rendement électrique prend en compte deux grands paramètres : la température des cellules PV et l'intensité du flux solaire frappant les cellules. C'est pourquoi dans la littérature, il y a des systèmes permettant d'augmenter le rendement de conversion photoélectrique qui sont basés sur le refroidissement des cellules ou sur la concentration des rayons solaires sur les cellules ou sur les deux.

Ainsi, en calculant une augmentation du rendement en ne prenant en compte que la différence de température, on oublie que le rendement peut augmenter par augmentation de l'intensité lumineuse. Donc ce qui est représenté sur la figure 74 est le gain de rendement électrique par diminution de la température.

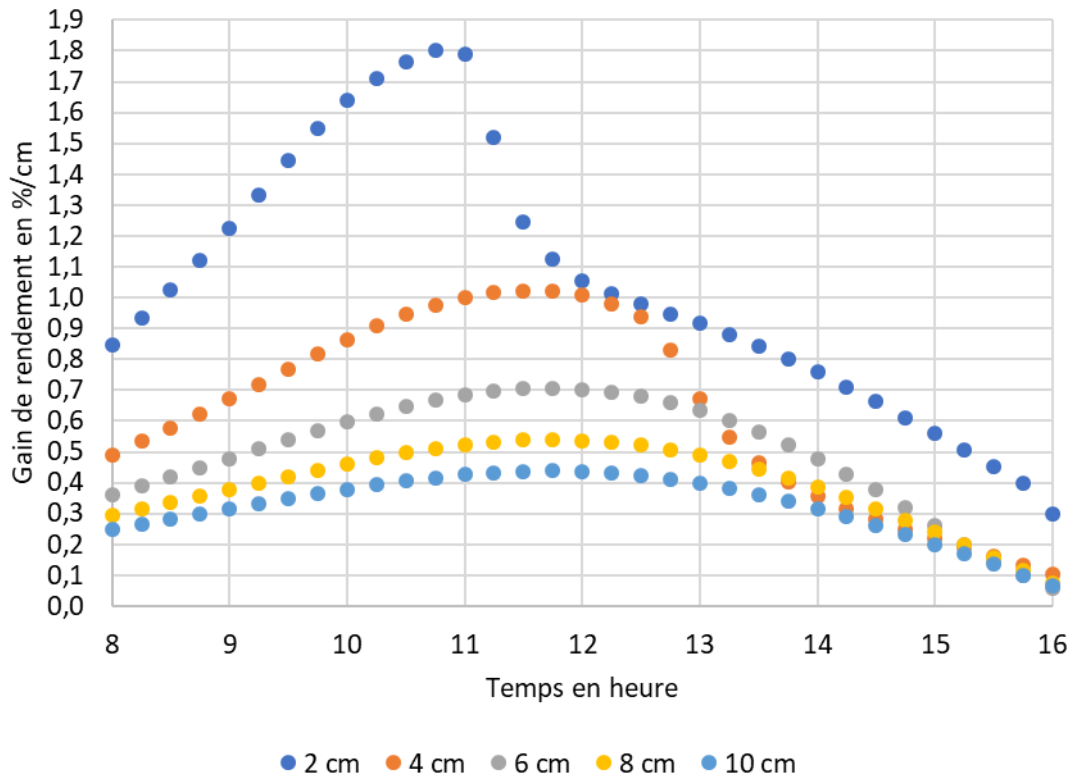


Figure 75 : Graphique représentant le gain électrique (en %) divisé par le nombre de centimètres de MCP à l'arrière du panneau PV

La figure 75 représente le gain de rendement électrique par centimètre de MCP, il est calculé de la manière suivante :

$$\frac{\text{Gain de rendement électrique en \%}}{\text{Nombre de centimètres de MCP}}$$

On peut voir que plus l'épaisseur de MCP augmente, moins les centimètres de MCP sont rentables. Donc il faut chercher à minimiser l'épaisseur de MCP et éviter l'épaisseur de 4 cm car entre 13h00 et 16h00, le gain de rendement électrique par cm de MCP est plus faible que lorsqu'il y a une plus grande quantité de MCP.

Le tableau suivant représente des valeurs moyennes prises entre 8h00 et 16h00 au niveau des cellules PV et en fonction de l'épaisseur de MCP à l'arrière du panneau. Les grandeurs représentées sont le pourcentage de diminution de la température des cellules, le gain de rendement électrique global et par centimètre de MCP.

Epaisseur de MCP en cm	Diminution de la température	% diminution de la température	Gain de rendement électrique	Gain de rendement électrique par cm
2	5,1	12,1	2,09	1,04
4	6,15	14,4	2,52	0,631
6	7,31	17,1	3	0,5
8	7,73	18,2	3,17	0,396
10	7,94	18,7	3,26	0,326

Tableau 9 : Tableau représentant le pourcentage de diminution de la température, le gain de rendement électrique global et par centimètre moyens entre 8h00 et 16h00

On peut voir que plus l'épaisseur de MCP augmente et plus la diminution de la température est importante, plus le gain de rendement électrique est important mais plus le gain par centimètre de MCP est faible.

5.3.2. Conclusion

Dans le paragraphe 5.2.2, nous avons déterminé que l'épaisseur de 6 cm de MCP était la plus intéressante du point de vue de la diminution de la température et de la quantité de MCP nécessaire. Dans la partie précédente, nous avons vu qu'une épaisseur de 6 cm permettait de diminuer la température des cellules PV dans les mêmes proportions que les épaisseurs supérieures avec l'avantage d'avoir une durée de contrôle de la température plus grande.

On peut conclure que l'ajout d'une épaisseur de 6 cm de paraffine RT26 en complément d'un système de convection naturelle permet de réduire la température moyenne des cellules PV entre 8h00 et 16h00 de 7,31 °C, soit une diminution de 17,1 % de la température par rapport au cas avec convection seule. Ce qui représente un gain de rendement électrique moyen de 3 %. De plus, la température maximale atteinte par les cellules PV est de 37 °C, ce qui est 4,92 °C en dessous de la température maximale avec uniquement de la convection.

Quant au système de convection seule, il permet de diminuer la température moyenne des cellules PV entre 8h00 et 16h00 de 13,6 °C, ce qui représente une diminution de la température de 26,67 % par rapport au cas où la convection est fortement réduite (h=10). Ce qui représente un gain de rendement électrique de 5,57 %.

Ainsi, l'ajout de MCP en complément d'un système de convection permet de refroidir encore plus les panneaux photovoltaïques pendant leur période de production d'électricité. Cependant, le système de convection a une efficacité de refroidissement plus grande que celle du MCP mais l'avantage du MCP est de permettre de diminuer l'amplitude de la température au sein du panneau et d'augmenter la température du système pendant la nuit. Cette dernière propriété est intéressante pour coupler les panneaux photovoltaïques à un système de récupération d'énergie thermique.

Conclusion

Les cellules photovoltaïques à base de silicium voient leur rendement de conversion photoélectrique diminuer avec l'augmentation de la température. La diminution est de 0,41 % par degrés Celsius, or elle n'est pas négligeable car le rendement des cellules est d'au maximum 20 % lorsqu'elles sont à 25 °C.

Les panneaux peuvent être intégrés dans différentes structures notamment les bâtiments ou bien être laissés libres ; ce qui complexifie leur refroidissement. Ainsi de nombreux systèmes de refroidissement des panneaux photovoltaïques ont déjà été étudiés : faire couler de l'eau à la surface des panneaux PV, mettre des ailettes de refroidissement à l'arrière du panneau avec circulation d'eau ou d'air et convection forcée ou naturelle, des canaux de ventilation, des panneaux photovoltaïque-thermique ... Récemment, de plus en plus d'études sont réalisées sur le stockage de la chaleur fatale issue des panneaux photovoltaïques dans des matériaux à changements de phases. La chaleur issue des panneaux PV est stockée dans des batteries thermiques qui sont dans des unités séparées ou alors dans une épaisseur de MCP collée à la face arrière des panneaux.

Il existe différents types de MCP et celui que nous avons utilisé dans cette étude est de la paraffine qui est un MCP organique. La conductivité thermique des paraffines est faible et cela représente un frein pour les échanges thermiques entre le panneau PV et le puit de chaleur que représente le MCP. C'est pourquoi différents moyens ont été développés pour augmenter la vitesse et l'intensité des échanges de chaleur : intégration d'ailettes métalliques, dispersion de nanoparticules de grande conductivité dans le MCP, ... Ces méthodes permettent d'augmenter la vitesse de stockage de chaleur et ainsi limiter l'augmentation de la température des panneaux PV.

Dans notre étude nous nous sommes intéressés au dimensionnement d'un LHTS (« Latente Heat Thermal Energy Storage ») à ailettes contenant de la paraffine RT26 permettant de refroidir les cellules photovoltaïques et ainsi augmenter leur rendement de conversion photoélectrique. Le dimensionnement se base sur le développement d'un modèle numérique utilisant la méthode des éléments finis. Le système panneau PV + LHTS a été maillé à l'aide du logiciel GMSH et le calcul aux éléments finis a été mené par le logiciel Code_Aster.

Pour savoir si le modèle développé est cohérent avec ce qui se passe dans la réalité, les résultats du modèle ont été comparés à des résultats expérimentaux. Cela nous a permis de trouver le domaine de validité du modèle. De plus, afin de connaître l'efficacité du refroidissement grâce à la paraffine, le cas où il n'y a que de la convection à l'arrière du panneau a aussi été modélisé.

Ensuite, la comparaison avec les résultats expérimentaux nous ont permis de déterminer les écartements entre ailettes pour lesquels le modèle numérique est en corrélation avec l'expérience. Il s'est avéré que la corrélation était forte lorsque l'écartement entre ailettes est de 8 ou 12 mm. Puis, après plusieurs modélisations, il s'est avéré que le LHTS avec un écartement des ailettes de 8 mm et une épaisseur de MCP de 6 cm donnait les meilleurs résultats de refroidissement. En prenant en compte, le refroidissement maximal des cellules, le refroidissement pendant la période de production d'électricité, le gain de rendement électrique maximal et moyen pendant la période de production ainsi que le gain de rendement de conversion photoélectrique par centimètre de MCP utilisé.

Enfin, la couche de 6 cm de paraffine permet de faire diminuer la température moyenne pendant la phase de production d'électricité de 7,31 °C soit 17,1 % par rapport au cas de la convection seule. Ce qui permet d'augmenter le rendement de conversion photoélectrique de 3 %, cela représente un gain de 0,5 %/cm de paraffine.

Avec une augmentation du rendement de conversion photoélectrique de 3 %, l'influence du LHTS à ailettes avec 6 cm d'épaisseur de MCP et un écartement entre ailettes de 8 mm est comparable aux autres systèmes de refroidissement des panneaux photovoltaïques. En effet, les systèmes vus dans la littérature permettent des gains de rendements de l'ordre de 2 % pour les systèmes à air et de 3 % pour les systèmes à eau.

Pour conclure, la possibilité d'installer un LHTS à ailettes de 6 cm d'épaisseur à l'arrière des panneaux PV contenus dans les tuiles photovoltaïques doit encore être investiguée. En effet, cette possibilité dépend de la taille du canal de ventilation que l'on souhaite laisser à l'arrière, il est aujourd'hui d'une épaisseur de 4 cm. Ainsi, il faudrait un espace de 11 cm à l'arrière des tuiles pour contenir tout le dispositif. Cela est possible uniquement si l'épaisseur des liteaux peut être modifiée. De plus, l'ajout de MCP sur une toiture va engendrer une augmentation de la masse, ce qui peut être un problème si les tuiles sont posées sur un toit déjà existant et qui n'est pas dimensionné pour recevoir une charge supplémentaire.

Ensuite, le système développé dans cette étude peut être perfectionné puisqu'on a vu que le refroidissement des cellules n'était pas complet pendant la nuit, cela est dû au fait que la chaleur stockée dans le MCP et qui est relâchée la nuit n'a pas le temps de s'évacuer totalement. C'est pourquoi les échanges entre le canal de ventilation et le MCP doivent être augmentés. En effet, dans cette étude nous nous sommes surtout intéressés aux échanges entre le panneau PV et le MCP en écartant ceux entre MCP et canal de ventilation. Cette augmentation peut être effectuée au travers d'un accroissement de la taille de la surface d'échange en intégrant des ailettes de refroidissement en aluminium du côté de l'air du canal de ventilation par exemple.

Bibliographie

- (1) <http://www.smartroof.be/downloads/notice-d-installation-neosolpan.pdf>
- (2) <http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/12375/1/Ms.GM.Reteri%2bFentrouci.pdf>
- (3) http://www.lmm.jussieu.fr/~lagree/COURS/MECAVENIR/cours5_echange.pdf
- (4) <https://cours.espci.fr/site.php?id=2&fileid=310>
- (5) <https://pdf.sciencedirectassets.com> , « On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations », E. Skoplaki, J.A. Palyvos
- (6) <https://pdf.sciencedirectassets.com>, « Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World A Review », Swapnil Dubey* , Jatin Narotam Sarvaiya, Bharath Seshadri
- (7) <http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/12375/1/Ms.GM.Reteri%2bFentrouci.pdf>
- (8) Techniques de l'ingénieur, « Fluides caloporteurs – Propriétés », Christophe MARVILLET
- (9) Techniques de l'ingénieur, « Pour une climatisation passive des bâtiments : les matériaux à changement de phase », 12 juin 2012
- (10) <https://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-01068784/document>, « Etude de l'influence de l'inertie thermique sur les performances énergétiques des bâtiments », Fabio Munaretto
- (11) https://www.researchgate.net/profile/Elena_Palomo_Del_Barrio/publication/266352114_Integration_d'un_modele_simplifie_de_materiau_a_changement_de_phase_dans_une_plate-forme_d'aide_a_la_conception_energetique_de_batiments/links/5540f3d30cf232227314d16/Integration-dun-modele-simplifie-de-materiau-a-changement-de-phase-dans-une-plate-forme-daide-a-la-conception-energetique-de-batiments.pdf, « Intégration d'un modèle simplifié de matériau à changement de phase dans une plate-forme d'aide à la conception énergétique de bâtiments », Alain Guiavarch, Denis Bruneau, ...
- (12) « Utilisation des matériaux à changement de phase pour le rafraîchissement et l'amélioration de l'inertie thermique dans le bâtiment », Amine Laouatni
- (13) <http://gmsh.info/>
- (14) <http://perso.ensta-paristech.fr/~kielbasi/docs/gmsh.pdf>
- (15) https://www.code-aster.org/V2/doc/v12/fr/man_d/d1/d1.02.05.pdf
- (16) https://www.code-aster.org/V2/doc/v9/fr/man_r/r5/r5.02.02.pdf
- (17) <https://www.o-sitoit.com/chauffage-thermovoltaique.php>
- (18) <https://www.base-innovation.com/la-technologie-thermovoltaique-cogenair/>
- (19) http://www.sft.asso.fr/Local/sft/dir/user-3775/documents/actes/congres_2013/articles/6250.pdf

- (20) « Experimental study of cooling BIPV modules by forced convection in the air channel », ScienceDirect
- (21) http://ww2.ac-poitiers.fr/electrotechnique/IMG/pdf/energie_solaire_photovoltaique.pdf
- (22) <http://systemessolaires.fr/panneaux-photovoltaiques/>
- (23) <https://patentimages.storage.googleapis.com/be/08/78/74b543c7915f00/US20110272004A1.pdf>
- (24) http://www.sft.asso.fr/Local/sft/dir/user-3775/documents/actes/congres_2009/Communications/130.pdf « propriétés thermophysiques de composites EVA / fibres de wollastonite argentée »
- (25) http://www.verreonline.fr/v_plat/prop_therm1.php
- (26) « Etude expérimentale de la convection naturelle en canal vertical à flux de chaleur imposé : application au rafraîchissement passif de composants actifs de l'enveloppe des bâtiments », Christophe Daverat, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00782327/document>
- (27) https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-01184854/file/Gisement_solaire-2013.pdf
- (28) http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/fr04/Chap_4_FR.pdf
- (29) <http://dateandtime.info/fr/citysunrisesunset.php?id=264371>
- (30) https://www.solaire-collectif.fr/ftp/article/601/2017_-_6_EGCS17_Conclusion_Avenir_de_la_filiere_et_Synthese_journee.pdf
- (31) <https://www.futura-sciences.com/planete/actualites/developpement-durable-energie-solaire-systeme-hybride-produit-chaleur-electricite-34210/>
- (32) Laila Khatra¹, Hamid El Qarnia and Mohammed El Ganaoui, « The Effect of the Fin Length on the Solidification Process in a Rectangular Enclosure with Internal Fins », 2019 (boîte mail)
- (33) « Performance enhancement in latent heat thermal storage system: A review » S. Jegadheeswaran *, Sanjay D. Pohekar, Science-direct.com
- (34) « Materials used as PCM in thermal energy storage in buildings: A review » L.F. Cabezaa,*, A. Castell , C. Barrenechea,b, A. de Graciaa, A.I. Fernández, Science-direct.com
- (35) Ozonur Y, Mazman M, Paksoy HO, Evliya H. « Microencapsulation of coco fatty acid mixture for thermal energy storage with phase change material. » Int J Energy Res 2006;30:741–9
- (36) « Microencapsulated PCM thermal-energy storage system » M.N.A. Hawlader,*, M.S. Uddina , Mya Mya Khin, Science-direct.com
- (37) « Performance enhancement of the photovoltaic cells using Al₂O₃/PCM mixture and/or water cooling-techniques » R Salem, M Elsayed, A Abd-Elaziz K M Elshazly
- (38) « An active cooling system for photovoltaic modules », H.G. Teo, P.S. Lee, M.N.A. Hawlader science-direct.com

- (39) « Hybrid photovoltaic/thermal solar systems », Y. Tripanagnostopoulos, TH. Nousia, M. Souliotis, P. Yianoulis, Science-direct.com
- (40) « Development and applications of photovoltaic-thermal systems : A review », Yuting Jia, Guruprasad Alva, Guiyin Fang, sciencedirect.com
- (41) « A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology », T.T. Chow, sciencedirect.com
- (42) « Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements », Tonui, Tripanagnostopoulos, sciencedirect.com
- (43) « Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors », Abel A. Hegazy
- (44) « Numerical determination of adequate air gaps for building-integrated photovoltaics », Guohui Gan, sciencedirect.com
- (45) « Performance of four air-based photovoltaic thermal collectors configurations with bifacial solar cells », PooryaOoshaksaraei, KamaruzzamanSopian ,Saleem H.Zaidi^aRozliZulkifli^b
- (46) « Maximising the energy output of a PVT air system », S.M. Bambrook, A.B. Sproul, sciencedirect.com
- (47) « Effects of different fins parameters on temperature and efficiency for cooling of photovoltaic panels under natural convection », Fatih Bayrak, Hakan F. Oztop, Fatih Selimefendigil
- (48) « Cooling of photovoltaic cells », B. Cruey, J. King, B. Tingleff, 2006, <https://bob.tingleff.com/pvcooling.pdf>
- (49) « Comparative study of double-pass flat and compound parabolic concentrated photovoltaic-thermal systems with and without fins », Amin M. Elsafi, P. Gandhidasan, sciencedirect.com
- (50) « Natural convection in an internally finned phase change material heat sink for the thermal management of photovoltaic », M.J. Huang, P.C. Eames, B. Norton, N.J. Hewitt, 2011, sciencedirect.com
- (51) « A review of photovoltaic systems : design, operation and maintenance », Luis Hernandez-Callejo, Sara Gallardo-Saavedra, Victor Alonso-Gomez, 2019, sciencedirect.com
- (52) « Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur SEPIC », <https://corpus.ulaval.ca/jspui/handle/20.500.11794/23118>, Sofiane Abada
- (53) « Etude expérimentale de la convection naturelle aux abords de parois contenant des matériaux à changement de phase », Damien DAVID, 2010.
- (54) « PCM thermal storage in buildings : A state of art », Vineet Veer Tyagi, D. Buddhi, 2005, sciencedirect.com
- (55) <http://www.almet-metal.com/images/alu-proprietes-physiques-typiques.pdf>, propriétés de l'aluminium

- (56) « Experimental and numerical study of a PCM window model as a thermal energy storage unit », Benjamin Durakovic, Muris Torlak, october 2016.
- (57) [https://www.rubitherm.eu/media/products/datasheets/Techdata - RT26 EN 06082018.PDF](https://www.rubitherm.eu/media/products/datasheets/Techdata_RT26_EN_06082018.PDF)
- (58) http://thesis.univ-biskra.dz/1589/1/Meca_d5_2015.pdf « Modélisation des paramètres de la conversion thermique de l'énergie solaire », Foued Charane.
- (59) « Phase Change Materials (PCM) storage for free cooling of buildings – A review », Adeel Waqas, Zia Ud Din, 2012, sciencedirect.com
- (60) « Review on thermal energy storage with phase change materials and applications », Atul Sharma, V.V. Tyagi, C.R. Chen, D. Buddhi, 2007, sciencedirect.com
- (61) « Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Stéphane Petibon, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00377788/document>, 2009
- (62) « Increasing the efficiency of PV panel with the use of PCM », Rok Stropnik, Uros Stritih, 2016, sciencedirect.com
- (63) « An investigation on performance analysis of different PV materials », Avithi Desappan Dhass, Ranganathan Senthil Kumar, Ponnusamy Lakshmi, Elumalai Natarajan, Ayyaswamy Arivarasan, 2019, sciencedirect.com
- (64) <https://www.lactualitechimique.org/La-calorimetrie-et-l-energie>
- (65) « Photovoltaic thermal (PV/T) collectors : A review », P.G. Charalambous, G.G. Maidment, S.A. Kalogirou, K. Yiakoumetti, 2006
- (66) « Improving Photovoltaic Panel Using Finned Plate of Aluminium », Ahmad El Mays, Rami Ammar, Mohamad Hawa, Mohamad Abou Akroush, Farouk Hachem, Mahmoud Khaled, Mohamad Ramadan, 2017, sciencedirect.com
- (67) « Contribution au stockage d'énergie thermique en bâtiment : développement d'un système actif à matériaux à changement de phase », Serge Ekomy Ango, 2011
- (68) « Recent developments in phase change materials for energy storage applications : A review », Hassan Nazir, Mariah Batool, Francisco J. Bolivar Osorio, Marlory Isaza-Ruiz, Xinhai Xu, K. Vignarooban, Patrick Phelan, Inamuddin, Arunachala M. Kannan, 2018
- (69) « Thermal conductivity enhancement of lauric acid phase change nanocomposite in solid and liquid state with single-walled carbon nanohorn inclusions », Sivasankaran Harish, Daniel Orejon, Yasuyuki Takata, Masamichi Kohno, 2014
- (70) « Critical review of latent heat storage systems for free cooling in buildings », Rami Zeinelabdein, Siddig Omer, Guohui Gan, 2017
- (71) « Possibility of using PCMs in temperature control and performance enhancements of free stand and building integrated PV modules », S.A. Nada, D.H. El-Nagar, 2018
- (72) « Improving the thermal regulation and efficiency enhancement of PCM-Integrated PV modules using nano particles », S.A. Nada, D.H. El-Nagar, H.M.S. Hussein, 2018

(73) « Increasing the efficiency of PV panel with the use of PCM », Rok Stropnik, Uros Stritih, 2016

(74) https://www.dupont.com/content/dam/dupont/products-and-services/membranes-and-films/pvf-films/documents/DEC_Tedlar_GeneralProperties.pdf

(75) maxicours.com

Annexe

Annexe 1 : Propriétés paraffine RT26

Data sheet



RT26



RUBITHERM® RT is a pure PCM, this heat storage material utilising the processes of phase change between solid and liquid (melting and congealing) to store and release large quantities of thermal energy at nearly constant temperature. The RUBITHERM® phase change materials (PCM's) provide a very effective means for storing heat and cold, even when limited volumes and low differences in operating temperature are applicable.

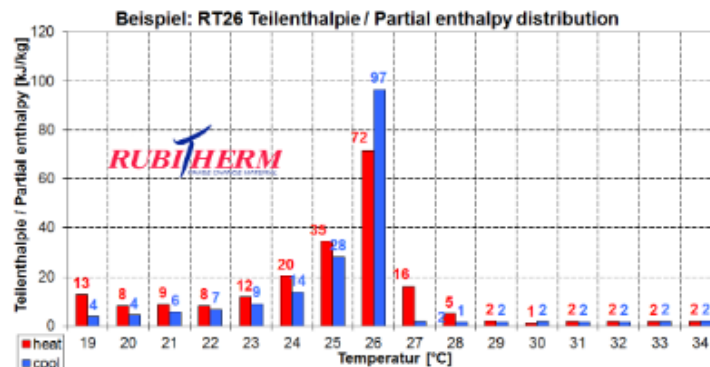
We look forward to discussing your particular questions, needs and interests with you.

Properties for RT-line:

- high thermal energy storage capacity
- heat storage and release take place at relatively constant temperatures
- no supercooling effect, chemically inert
- long life product, with stable performance through the phase change cycles
- melting temperature range between -9 °C and 100 °C available

The most important data:

	Typical Values	
Melting area	25-26	[°C]
	main peak: 26	
Congealing area	26-25	[°C]
	main peak: 26	
Heat storage capacity ± 7,5%	180	[kJ/kg]*
Combination of latent and sensible heat in a temperatur range of 19°C to 34°C.	50	[Wh/kg]*
Specific heat capacity	2	[kJ/kg·K]
Density solid at 20 °C	0,88	[kg/l]
Density liquid at 30 °C	0,75	[kg/l]
Heat conductivity (both phases)	0,2	[W/(m·K)]
Volume expansion	12,5	[%]
Flash point	150	[°C]
Max. operation temperature	60	[°C]



Rubitherm Technologies GmbH
 Imhoffweg 6
 D-12307 Berlin
 Tel: +49 (30) 7109622-0
 Fax: +49 (30) 7109622-22
 E-Mail: info@rubitherm.com
 Internet: www.rubitherm.com

The product information given is a non-binding planning aid, subject to technical changes without notice. Version: 06.08.2018

*Measured with 3-layer-calorimeter.

Annexe 2 : Présentation théorie de la thermique non linéaire

Dans cette partie, on ne prendra en compte que les échanges de chaleur par conduction. Même si le matériau à changement de phase peut passer de la phase solide à la phase liquide et ainsi être capable de réaliser des échanges de chaleur par convection, ceux-ci seront négligés.

Ici, on souhaite donner les principes thermodynamiques permettant d'établir l'équation de la chaleur dans le cas d'un problème de thermique non linéaire.

Tout d'abord, le premier principe de la thermodynamique nous apprend que la variation d'énergie totale d'un système ayant un volume de contrôle Ω est la somme des variations des énergies interne, cinétique et potentielle du système et que cette variation est égale à la somme des variations du travail des efforts extérieurs et de l'énergie thermique reçu par le système.

$$dE_{totale} = d(U + E_{cinétique} + E_{potentielle}) = \delta W + \delta Q$$

De plus, $dE_{potentielle} = d(m_{système}gz)$, avec z l'altitude. Si on considère qu'il n'y a pas d'échanges de matières avec le milieu extérieur, on peut considérer la masse du système comme étant constante. Aussi, dans les systèmes qui seront étudiés, l'altitude est constante donc l'expression de l'énergie potentielle est constante donc $dE_{potentielle} = 0$.

$$\text{On a alors } dE_{totale} = d(U + E_{cinétique}) = \delta W + \delta Q$$

On se placera par la suite dans des cas où le chargement que l'on appliquera sur le système se limitera à un chargement thermique, il n'y aura donc pas d'efforts extérieurs à considérer, c'est pourquoi $\delta W = 0$.

$$\text{Le premier principe ressemble alors à } dE_{totale} = d(U + E_{cinétique}) = \delta Q$$

Puis, le théorème de l'énergie cinétique nous dit que la variation d'énergie cinétique est dû à la somme du travail des forces extérieurs et intérieurs qui s'exercent sur le système étudié.

$$\Delta E_{cinétique}^{A \rightarrow B} = E_{cinétique}^B - E_{cinétique}^A = \sum W_{F_{int}}^{A \rightarrow B} + \sum W_{F_{ext}}^{A \rightarrow B}$$

Ici, pour la résolution de problème thermique, on considère que le système est sans mouvement ($\sum W_{F_{ext}}^{A \rightarrow B} = 0$) et que le travail des efforts produit par déformations plastiques est négligeable donc $\sum W_{F_{int}}^{A \rightarrow B} = 0$.

On obtient alors l'équation suivante : $dU = \delta Q$

Si l'on écrit le premier principe de la thermodynamique en termes de puissance, on a

$$\dot{U} = \dot{Q}$$

Avec \dot{U} la puissance interne et \dot{Q} la variation de chaleur interne par unité de temps (J/s).

Ensuite, le système est de volume connu Ω , on peut alors écrire l'équation précédente sous forme d'intégrale en considérant un volume élémentaire s , ainsi

$$\text{pour tout } s \in \Omega, \rho \frac{d}{dt} \int_s e \, d\Omega = \dot{Q} = \int_s (r_{vol} - \text{div } q) \, d\Omega$$

Avec :

e : l'énergie interne massique en J/kg

ρ : la masse volumique du matériau en kg/m³

r_{vol} : le taux volumique d'apport extérieur de chaleur en W/m³

q : le vecteur flux de chaleur en W/m²

De plus, le système est immobile et considéré comme indéformable donc le volume de contrôle ne varie pas en fonction du temps $\Omega(t) = \Omega$. On peut alors écrire :

$$\rho * \frac{de}{dt} = r_{vol} - \text{div } q$$

Cette équation est l'équation locale de conservation de la chaleur.

Par la suite, nous n'étudierons que des transformations réversibles donc nous pouvons utiliser le second principe de la thermodynamique :

$$dU = TdS$$

Si on intègre le second principe dans l'équation précédente, en prenant des grandeurs massiques, on obtient :

$$\rho * T \frac{ds}{dt} = r_{vol} - \text{div } q$$

De plus, on sait que la capacité thermique à pression constante s'écrit : $C_p = T \left(\frac{\partial s}{\partial T} \right)_p$, on peut alors écrire :

$$\rho * T \frac{ds}{dt} = \rho * C_p * \frac{\partial T}{\partial t}$$

$$\rho * C_p * \frac{\partial T}{\partial t} = r_{vol} - \text{div } q$$

Cette dernière équation est la forme commune de l'équation de la chaleur.

De plus, on peut écrire que :

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho * C_p * T) = \frac{\partial \beta}{\partial t} = r_{vol} - \text{div } q$$

$$\dot{\beta} = r_{vol} - \text{div } q$$

En effet, on a $\beta(T)$ qui représente l'enthalpie et qui vaut :

$$\beta(T) = \int_{T_0}^T \rho C_p(T) dT$$

Enfin, dans les problèmes étudiés après, on ne prendra en compte que les échanges de chaleur par conduction au sein des matériaux. Ainsi, à ces mêmes matériaux, on pourra leur appliquer la loi de Fourier. Cette loi va permettre de relier le vecteur flux de chaleur q (qui est normal aux isothermes dans les matériaux) au gradient de température établi dans les matériaux. De plus, tous les matériaux utilisés sont isotropes donc le tenseur de conductivité propre à chaque matériau est réduit à un scalaire qui peut dépendre de la température : la conductivité thermique $\lambda(T)$.

$$q(x, t) = -\lambda(T) * grad(T(x, t))$$

On obtient alors l'équation de la chaleur suivante :

$$\frac{\partial \beta}{\partial t} = r_{vol} - div[-\lambda(T) * grad(T(x, t))]$$

ou

$$\rho * C_p * \frac{\partial T}{\partial t} = r_{vol} - div[-\lambda(T) * grad(T(x, t))]$$

Les deux formulations de l'équation de la chaleur précédentes sont mathématiquement identiques. Cependant lors du calcul aux éléments finis, si la température varie trop rapidement entre deux instants de calcul ou si la plage de température pendant laquelle le matériau change de phase est vraiment très petite alors la formulation enthalpique donnera une approximation plus juste que la formulation avec la capacité thermique.

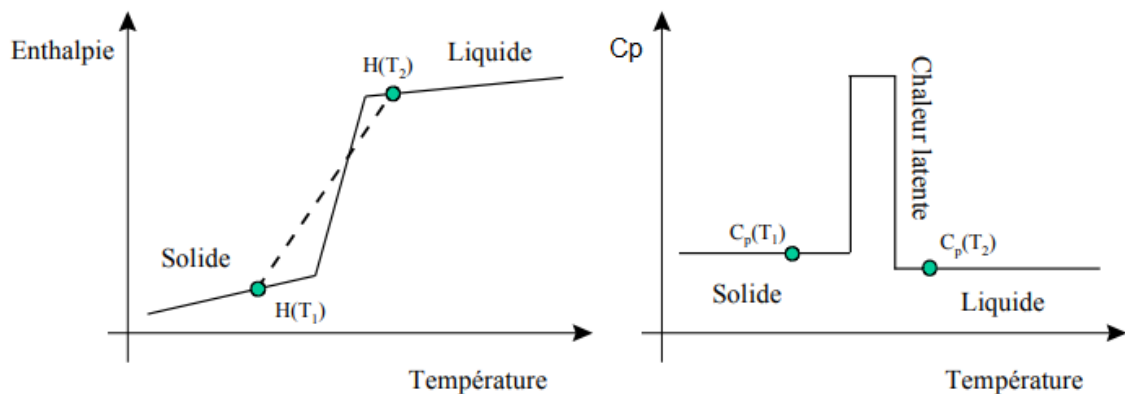


Figure 77 : Graphiques permettant de comparer l'allure des fonctions enthalpie et capacité thermique (16)

Sur la figure n°77, T_1 et T_2 sont deux températures successives dans un chargement thermique imposé à un système et ces deux températures ont la particularité d'être de part et d'autre de la plage de températures à laquelle le matériau change de phase. On peut alors voir sur les

courbes de la figure 7 que dans ce cas, la valeur de la droite entre $H(T_1)$ et $H(T_2)$ contient peu d'erreur par rapport à la courbe d'enthalpie de référence. Au contraire, on peut voir que la discrétisation entre $C_p(T_1)$ et $C_p(T_2)$ ne prend alors pas en compte le changement de pente de la fonction $C_p(T)$ pendant le changement de phase du matériau.

Ainsi, il est préférable d'utiliser la formulation enthalpique lors de la discrétisation de l'équation de la chaleur car elle permet à l'utilisateur d'appliquer le chargement thermique souhaité sans risque d'insérer de grandes erreurs dans la simulation.

Annexe 3 : Discrétisation de l'équation de la chaleur

Afin d'être utilisé dans un logiciel de calcul aux éléments finis, cette équation doit être discrétisée. La méthode utilisée par Code_Aster est la θ -méthode ou méthode du θ schéma.

Pour appliquer la θ -méthode, on veut une équation différentielle ayant la forme suivante :

$$\begin{cases} \dot{y}(t) = f(t, y(t)) \\ y(0) = y_0 \end{cases}$$

La θ -méthode est dite explicite si $\theta=0$, méthode de Cranck-Nicholson si $\theta=0.5$ et méthode implicite si $\theta=1$.

Ainsi, la θ -méthode doit permettre de discrétiser l'équation de la chaleur et d'obtenir une équation de la forme :

$$\frac{1}{\Delta t} (y_{n+1} - y_n) = \theta * \phi(t_{n+1}, y_{n+1}) + (1 - \theta) * \phi(t_n, y_n)$$

Afin d'utiliser la méthode du θ schéma pour discrétiser l'équation de la chaleur, nous devons préciser quelques paramètres :

- Les frontières du volume Ω seront appelées $\Gamma = \Gamma_1 \cup \Gamma_2 \cup \Gamma_3 \cup \Gamma_4 \cup \Gamma_5 \cup \Gamma_6$ et ce sera sur ces mêmes frontières que nous appliquerons des conditions limites de différentes natures.
- Ensuite, on choisit une fonction v telle que :

$$\frac{d}{dt} \left(\int_{\Omega} \beta(T) \cdot v \cdot d\Omega \right) = \int_{\Omega} \dot{\beta}(T) \cdot v \cdot d\Omega$$

Et

$$\int_{\Omega} \lambda(T) \nabla T \cdot \nabla v \cdot d\Omega = - \int_{\Omega} \text{div}(\lambda(T) \nabla T) \cdot v \cdot d\Omega + \int_{\Gamma} \lambda(T) \frac{\partial T}{\partial n} \cdot v \cdot d\Gamma$$

Avec n la normale à la surface.

Si on intègre ces expressions dans l'équation de la chaleur établie précédemment,

$$\frac{\partial \beta}{\partial t} = r_{vol} - \text{div}[-\lambda(T) * \text{grad}(T(x, t))]$$

On obtient :

$$\frac{d}{dt} \left(\int_{\Omega} \beta(T) \cdot v \cdot d\Omega \right) = \int_{\Omega} r_{vol} \cdot v \cdot d\Omega - \int_{\Omega} \lambda(T) \nabla T \cdot \nabla v \cdot d\Omega + \int_{\Gamma} \lambda(T) \frac{\partial T}{\partial n} \cdot v \cdot d\Gamma$$

Maintenant, si l'on applique les conditions aux limites de type « échange » sur les surfaces, on peut écrire :

$$\begin{aligned} & \int_{\Omega} \dot{\beta}(T) \cdot v \cdot d\Omega + \int_{\Omega} \lambda(T) \nabla T \cdot \nabla v \cdot d\Omega \\ &= \int_{\Omega} r_{vol} \cdot v \cdot d\Omega + \int_{\Gamma_1} h_1(t) * (T_{ext1}(t) - T) \cdot v \cdot d\Gamma_1 \\ &+ \int_{\Gamma_2} h_2(t) * (T_{ext2}(t) - T) \cdot v \cdot d\Gamma_2 \end{aligned}$$

On peut alors appliquer la méthode du θ schéma à cette équation pour obtenir la forme suivante :

$$\frac{1}{\Delta t} (y_{n+1} - y_n) = \Theta * \phi(t_{n+1}, y_{n+1}) + (1 - \Theta) * \phi(t_n, y_n)$$

Ainsi, on a l'équation de la chaleur suivante discrétisée :

$$\begin{aligned} & \int_{\Omega} \frac{\beta(T(x, t + \Delta t)) - \beta(T(x, t))}{\Delta t} v \cdot d\Omega + \int_{\Omega} (\Theta * \lambda(T(x, t + \Delta t)) \nabla T(x, t + \Delta t) \cdot \nabla v + (1 - \Theta) \\ & * \lambda(T(x, t)) \nabla T(x, t) \cdot \nabla v) d\Omega \\ &= \int_{\Gamma_1} (\Theta * h_1(t + \Delta t) (T_{ext1}(x, t + \Delta t) - T(x, t + \Delta t)) + (1 \\ & - \Theta) (h_1(t) (T_{ext1}(x, t) - T(x, t)))) v \cdot d\Gamma_1 + \int_{\Gamma_2} (\Theta * h_2(t + \Delta t) (T_{ext2}(x, t \\ & + \Delta t) - T(x, t + \Delta t)) + (1 - \Theta) (h_2(t) (T_{ext2}(x, t) - T(x, t)))) v \cdot d\Gamma_2 \\ &+ \int_{\Omega} (\Theta r_{vol}(x, t + \Delta t) + (1 - \Theta) r_{vol}(x, t)) v \cdot d\Omega \end{aligned}$$

A ce stade, on peut isoler les termes qui sont connus à un instant t dans une fonction telle que :

$$\begin{aligned}
L(v, T(x, t)) &= \int_{\Omega} \frac{\beta(T(x, t))}{\Delta t} v. d\Omega \\
&- \int_{\Omega} (1 - \Theta) * \lambda(T(x, t)) \nabla T(x, t). \nabla v. d\Omega \\
&+ \int_{\Gamma_1} (1 - \Theta) h_1(t) (T_{ext1}(x, t) - T(x, t)). v. d\Gamma_1 \\
&+ \int_{\Gamma_2} (1 - \Theta) h_2(t) (T_{ext2}(x, t) - T(x, t)). v. d\Gamma_2 + \int_{\Omega} (1 - \Theta) r_{vol}(x, t). v. d\Omega
\end{aligned}$$

Dans la fonction $L(v, T(x, t))$, tous les paramètres sont connus puisqu'à un temps t , la température $T(x, t)$ est connue en tout point de la structure. De plus, les fonctions β et λ sont connues pour toutes les températures et elles ne dépendent ici que de la température connue au temps t .

On obtient alors l'équation suivante :

$$\begin{aligned}
&\int_{\Omega} \frac{\beta(T(x, t + \Delta t))}{\Delta t} v. d\Omega + \int_{\Omega} (\Theta * \lambda(T(x, t + \Delta t)) \nabla T(x, t + \Delta t). \nabla v. d\Omega \\
&- \int_{\Omega} (\Theta r_{vol}(x, t + \Delta t). v. d\Omega = L(v, T(x, t))
\end{aligned}$$