

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou
Faculté du génie de la construction
Département de GENIE-MECANIQUE



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en génie mécanique Option : Energétique

Intitulé du sujet :

Dimensionnement d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique en vue de son installation sur le toit d'un bâtiment administratif



Co-promoteur :

D^r LAMROUS

Proposé et dirigé par :

D^r ALI MALEK

Réalisé par :

M^{elle}: ZEROUKHI
DJOUHER

Promotion 2012/2013

Remerciements

Nombreux sont ceux qui m'ont aidé pour la réalisation de ce mémoire de fin d'études.

Je tiens en premier lieu à exprimer mes vifs remerciements aux membres du jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Je remercie mes deux encadrateurs, M^r. ALI MALEK et M^r. LAMROUS, pour m'avoir dirigé tout le long de ce travail et M^{lle}. FARIDA BANDOUCHE, pour m'avoir aidé avec ses conseils précieux durant ce travail. Je les remercie aussi pour leur extrême gentillesse et leurs remarques qui m'ont beaucoup aidé.

Enfin je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire de fin d'études ainsi que tous mes ami(e)s qui m'ont soutenu durant ce travail.



Merci mon dieu de m'avoir permis d'arriver jusqu'ici et de m'avoir donné l'aptitude d'achever ce travail que je dédie particulièrement à mes très chers et adorables parents d'avoir m'inculquer toutes les bases de mon savoir, que dieu nous les garde.

Je dédie aussi ce travail à Mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, et qui m'ont donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. J'espère qu'ils trouveront dans ce travail toute ma reconnaissance et tout mon amour.

A mes très chères grand-mères

A mes très chers frères : Mouloud et Mourad, Youcef et Tayeb, Rachid à qui Je Souhaite le succès dans leur vie.

A ma sœur Karima

A tout mes tantes et oncles et leurs enfants.

A tout mes amis(es) de près comme de loin

Et surtout à Akila, Dalila, Nora, djadjiga, Ouiza lounes, Sihame, Linda, Malika, Samir, Ouiza,

Liza, Doria, Kamilia.

Liste des symboles et unités

A :	Surface [m^2]
C :	Chaleur spécifique [$J/Kg K$]
Cel:	Cellule solaire
D :	Diamètre du tube [m]
F :	Efficacité d'ailette
f :	Fluide
FR :	Facteur d'extraction de la chaleur du collecteur
G :	Eclairement globale [W/m^2]
h_{c-a} :	Coefficient d'échange par convection avec l'ambiant [W/m^2K]
h_{cond} :	Coefficient d'échange par conduction [W/m^2K]
h_{conv} :	Coefficient d'échange par convection [W/m^2K]
iso :	Isolant
L :	Longueur du tube [m]
M :	Masse [Kg]
\dot{m} :	Débit massique [Kg/s]
N :	Nombre des vitres
Nu :	Nombres de Nusselt
Pr :	Nombre de Prandtl
PVT :	Photovoltaïque thermique
Q_{th} :	Énergie thermique [W]
Q_{ele} :	Énergie électrique [W]
Re :	Nombre de Reynolds
T :	Température [K]
T^* :	Température réduite [K]
T_a :	Température ambiante [K]
T_e :	Température d'entrée du fluide [K]
T_s :	Température de sortie du fluide [K]
Ted :	Tedlar
t :	Tube
U_{p-a} :	coefficient des pertes de chaleur

Φ_s :	Charge calorifique cédée par transmission surfacique en W
Φ_L :	Déperdition par transmission linéique en W
Φ_f :	charge frigorifique charge en W
S^* :	C'est la puissance solaire directe recueillie à l'heure W sur un plan horizontal (W/m°C)
G_0 :	Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal hors atmosphère (KJm ² /jour).
Q_c :	l'énergie de chauffage (Wh)
Q_s :	l'énergie utile transférée par les capteurs (Wh)
$T_a(t)$:	température ambiante en évolution journalière °C
$G^*(i,\gamma)$:	Le rayonnement solaire global
ε :	Émissivité
v :	Verre
W :	Distance entre deux tubes [m]
λ :	Conductivité thermique [W/m K]
$\tau\alpha$:	Transmittivité-absorptivité du rayonnement par le capteur
ρ :	Masse volumiques [Kg/m ³]
V :	Vitesse [m/s]
τ :	Transmittivité du verre
μ :	Viscosité dynamique de l'eau [Kg/m s]
σ :	Constante de Stefan-Boltzmann (5.67 10 ⁻⁸ W/m ² .K ⁴)
α_{cel} :	Coefficient d'absorption de la cellule solaire
δ :	Epaisseur [m]
α :	Facteur d'idéalité de la cellule photovoltaïque
η :	rendement [%]
I :	Eclairement solaire reçu sur la surface des capteurs (W/m ²)
η_0 :	Rendement optique
T_m :	Température moyenne du fluide (°C)
T_{ex} :	Température extérieure de l'air (°C)
U_0 :	Coefficient global de perte (W/m ² °C)
S_c :	Surface de captation (m ²)
R :	Rapport entre la surface des capteurs et la surface du plancher, R= 0.3
ΔT :	Ecart entre la température moyenne intérieure et la température extérieure de la période (°C)
Er :	Energie solaire moyenne reçue par jour par mètre carré de capteur pour la période de calcul considérée (kWh/jm ²)

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Les valeurs des coefficients de trouble atmosphérique.....	35
Tableau II.2 : Valeurs de l'albédo du sol « ρ ».....	36
Tableau IV.1 :Propriétés géométriques, électriques et autres, du capteur hybride PVT... ..	59
Tableau IV.2 :Dimension et paramètres physiques de ballon de stockage.....	60
Tableau IV.3 : Besoins en chauffage pour une habitation à Constantine	64
Tableau V.1 : données climatiques pour Tizi Ouzou	67
Tableau V.2 :données géographiques	69
Tableau V.3 :déperditions surfaciques à travers les parois verticales.....	71
Tableau V.4 :Charge calorifique hivernale.....	72
Tableau V.5 :les températures minimales et maximales mesurées sur le site de Tizi Ouzou.....	75

Listes des figures

CHAPITRE I

Figure I-1: schéma du capteur solaire hybride PVT à air	4
Figure I-2: Configurations de capteurs PVT à air	5
Figure I-3: Banc d'essai du capteur solaire hybride PVT à air [49]	6
Figure I-4: Quelques exemples de modifications du capteur solaire PVT Hybride à air	7
Figure I-5: Coupe transversale d'un collecteur PV/T à air avec une plaque rainurée. [14]	8
Figure I-6: Coupe transversale du capteur hybride étudié [17]	9
Figure I-7: Vue schématique (a) d'un PV/T de verre à verre, (b) d'un PV/T de verre à tedlar. [19]	10
Figure I-8 : Photo du capteur hybride étudié par TOUAFE	11
Figure I-9: caractéristique d'un capteur solaire hybride PVT à eau	12
Figure I-10: les différents modèles étudiés	13
Figure I-11: Coupe transversale du composant hybride à eau [30]	14
Figure I-12 : le capteur solaire PVT vitré PVTWINS	14
Figure I-13: Capteur solaire PVT hybride à deux fluides et à fonctions superposées [31]	15
Figure I-14: Schéma du capteur solaire PVT hybride à eau SolarNor	15
Figure I-15 : Capteur solaire PVT à eau combiné avec un plancher solaire	17
Figure I-16: intégration de capteur solaire hybride PVT sur le toit d'une maison ...	17
Figure I-17: premier et second prototypes construits	18
Figure I-18: représente les cinq configurations étudiées	20
Figure I-19: Capteur PVT de concentration	21

Listes des figures

CHAPITRE II

Figure II-1 : principe de fonctionnement d'une cellule solaire.....	31
Figure II-2 : structure d'une cellule solaire.....	31
Figure II-3 : Caractéristique courant tension d'une diode au silicium dans l'obscurité et sous illumination [1].....	32
Figure II-4 : Schéma équivalent électrique d'une cellule solaire.....	34
Figure II-5 : Cellule photovoltaïque monocristalline.....	34
Figure II-6 : Cellule photovoltaïque polycristallin.....	35
Figure II-7 : Cellule photovoltaïque amorphe.....	35
Figure II-8 : Module photovoltaïque (PV)	36
Figure II-9 : (a) PVT à eau, (b) PVT à air.....	37

CHAPITRE III

Figure III-1 : système appliqué sur les toits.....	39
Figure III-2 : Intégration de capteur PVT à la façade d'une maison.....	39
Figure III-3 : Schéma générale du système de cogénération à base de capteur hybride PVT [45].....	46
Figure III-4 : chauffage avec plancher solaire.....	48
Figure III-5 : le plancher solaire direct.....	49
Figure III-6 : chauffage avec radiateur.....	52
Figure III-7 : Système 1, concept de préchauffe solaire de l'air.....	53
Figure III-8 : système 2, sans stockage.....	53
Figure III-9 : système 3, à double enveloppe.....	54
Figure III-10 : système 4, boucle de collecte fermée et stockage thermique.....	55
Figure III-11 : Principe de fonctionnement de mur trombe.....	55
Figure III-12 : Présentation des trois configurations étudiées (surface des capteurs : 4,62 m ²).....	56
Figure III-13 : Production thermiques et électriques annuelles des trois.....	57

Listes des figures

CHAPITRE IV

Figure IV-1 : a) les composants de capteur hybride PVT, b) serpentin en cuivre, c) dimension de capteur PVT.....	59
Figure IV-2 : ballon de stockage.....	60
Figure IV-3 : Dimension de ballon de stockage	61
Figure IV-4 : Repérage de soleil	61
Figure IV-5 : Mise en œuvre de système.....	62
Figure IV-6 : installation de plancher chauffant dans la dalle de béton.....	63
Figure IV-7 : Installation solaire pour production d'ECS.....	65

CHAPITRE V

Figure V-1 : composition des murs extérieurs	70
Figure V-2 :murs intérieurs.....	70
FigureV-3 : Composantes de la dalle de plancher.....	71

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Liste des symboles
Liste des tableaux
Liste des figures
Introduction générale

Chapitre I

Généralité sur les capteurs solaires hybrides PVT

Introduction.....	3
I.1Présentation.....	3
I.2Les capteurs solaires PVT à air	3
I.3Les capteurs solaires hybrides PVT à eau	12
I.4Capteur PVT de concentration	20

Chapitre II

L'état de l'art de module photovoltaïque (PV)

Introduction.....	22
II.1Généralités sur le rayonnement solaire	22
II.2Cellule photovoltaïque.....	30
II.3 Module.....	36
II.4 Le module photovoltaïque thermique (PVT).....	36
II.5 Conclusion.....	37

Chapitre III

Intégration des capteurs solaires hybrides dans l'habitat

Introduction.....	38
III.1 le montage de capteur solaire hybride PVT sur toiture.....	38
III.2 chauffage des bâtiments avec PVT à eau.....	46
III.3 chauffage des bâtiments avec PVT à air.....	52
III.4 Le mur Trombe-Michel	55
III.5 Comparaison avec des systèmes standards.....	56
III.6 conclusion.....	57

SOMMAIRE

Chapitre IV

Essai de réalisation d'une maquette de système hybride PVT

IV.1Présentation du capteur solaire hybride PVT étudié.....	58
IV .2Orientation.....	61
IV .3La mise en œuvre.....	62
IV .4Quelque photo de la maquette réalisée.....	66

Chapitre V

Bilan thermique estival et hivernal

Introduction	67
V.1Bilan hivernal	67
V.2Bilan estival	68
V.3Détermination des besoins en chauffage	71
V.4Méthode de calcul	72
V.5 Résultats des calculs pour la saison de chauffage	76
V.6Bilan de couverture des besoins électriques hivernal et estival.....	78
V.7conclusion.....	79

Conclusion générale.....	80
---------------------------------	-----------

Bibliographie.

INTRODUCTION
GENERALE

Introduction

Introduction

Dans les prochaines années, les énergies renouvelables vont probablement être un produit de substitution principal pour les combustibles fossiles en raison de leur nature propre et renouvelable.

Dans ce cadre l'énergie solaire est une des sources d'énergie renouvelable les plus prometteuses. Les applications principales de l'énergie solaire peuvent être classées dans deux catégories :

- les modules photovoltaïques qui permettent de convertir le rayonnement solaire en électricité ;
- les capteurs thermiques qui transforment le rayonnement solaire en chaleur.

La principale caractéristique d'un module photovoltaïque reste son rendement de conversion qui définit la part d'énergie électrique obtenue à partir de l'énergie incidente reçue sous forme de rayonnement. En effet, seulement une petite partie du rayonnement solaire incident est converti en électricité; le reste est perdu sous forme de chaleur dans le capteur photovoltaïque.

Dans le cadre de cette étude, une première partie a été entreprise pour se familiariser avec un équipement ou un système spécifique utilisant l'énergie solaire. Cet équipement appelé capteur solaire hybride PV-T est un ensemble composé d'un module photovoltaïque (PV), pour y convertir l'énergie radiative du rayonnement solaire en électricité, et, dans un même et unique cadre, d'un capteur solaire plan d'une grande efficacité pour la conversion en énergie calorifique.

Le capteur PVT possède une technologie hybride combinant donc le photovoltaïque et en face arrière un collecteur thermique plan de rendement élevé. Les capteurs hybrides PV-T permettent de réaliser un système 100 % énergie solaire, pour la génération d'énergie électrique et d'énergie thermique

Le module PV standard, à base de semi-conducteurs a comme inconvénient la dégradation des performances lorsque la température augmente. En Algérie, un jour ensoleillé en période estivale, la température des cellules photovoltaïques est très élevée et peut atteindre jusqu'à 100 °C, ce qui va provoquer une chute conséquente du rendement, et une réduction significative de la production des modules standards.

Dans les modules hybrides, la température est régulée grâce au système de refroidissement liquide, et un équilibre est créé, harmonisant à la fois le rendement photovoltaïque et le rendement thermique.

Si on utilise ce principe, il est très possible d'obtenir un plus grand rendement électrique, en plus d'une quantité de chaleur gratuite, une énergie que l'on peut exploiter par exemple pour assurer les besoins en chauffage de bâtiments à basse énergie ou encore pour satisfaire les besoins en eau chaude sanitaire.

Introduction

Ce mémoire est divisé en cinq chapitres :

Nous avons présenté dans le premier des généralités sur les capteurs solaires hybrides concernant les différents modèles, la géométrie des absorbeurs utilisés, et les applications de ces modèles.

L'état de l'art sur le capteur photovoltaïque avec les principales données astronomiques généralement utilisées pour caractériser le rayonnement solaire, font l'objet du second chapitre.

Le troisième chapitre est consacré à l'intégration de capteur solaire hybride PVT pour le chauffage et la climatisation des habitats.

Un essai de réalisation de la maquette d'un système hybride PVT est l'objectif de quatrième chapitre

Le cinquième chapitre traite du bilan thermique estival et hivernal de la salle de lecture de la bibliothèque de la faculté du génie de la construction de l'UMMTO et détermine les besoins en énergie de ce bâtiment. Utilisant un programme de calcul des énergies solaires thermique et électrique produit par le capteur hybride, nous déterminons la surface de capteur nécessaire pour couvrir en partie les besoins en chauffage et en électricité de cette salle.

En fin de mémoire, nous terminons par une conclusion générale qui reprend les principaux résultats trouvés et qui résume la contribution apportée par notre travail sur ce thème des capteurs solaires hybrides.

CHAPITRE I
GENERALITES SUR
LES CAPTEURS
SOLAIRES HYBRIDES PVT

Chapitre I**Généralités sur les capteurs solaires hybrides PVT****Introduction**

Il est intéressant de commencer par la synthèse bibliographique des capteurs solaires hybrides PVT existants. De nombreux systèmes et produits innovants ont été mis en avant et leur qualité évaluée par des universitaires et des professionnels. Une gamme de modèles théoriques a été imaginée et leur pertinence validée par des données expérimentales. Des paramètres essentiels de leur conception sont identifiés.

Wolf [1], Florschuetz [2], Kern et Russel [3,4] ont présenté à plusieurs reprises le concept clé et les caractéristiques des PVT utilisant de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. Les travaux de recherche ont traité principalement des capteurs plans, comme les contributions de Raghuraman et Cox [5], Braunstein et Komfeld [6,7] et Lalovic [8] dans les années 80.

La plupart des recherches menées dans ce domaine ont pour objectif d'évaluer les performances thermiques et électriques ou d'analyser l'aspect économique des systèmes hybrides à travers l'estimation du taux de couverture solaire assuré et le développement de modèles thermiques de photo-conversion en régime permanent ou dynamique. Certaines de ces analyses s'appuient en outre sur des confrontations avec des études expérimentales en conditions contrôlées ou in situ en divers sites.

D'autres recherches ont pour but l'optimisation des performances des composants solaires existants en améliorant les conditions de fonctionnement (inclinaison, orientation du composant...) ou en proposant des configurations géométriques innovantes. Elles se basent sur la modification des dimensions ou des propriétés des matériaux de constitution (isolant thermique, absorbeur, cellules PV...) ou des fluides caloporteurs (air, eau...). Ces améliorations visent à accroître la quantité d'énergie solaire absorbée et les transferts thermiques entre le fluide caloporteur et l'absorbeur ou à réduire, voire éliminer, les pertes thermiques extérieures du capteur hybride [thèse de Touafek].

I-1 Présentation du capteur

Un capteur solaire hybride photovoltaïque –thermique (PVT) est la combinaison d'un capteur photovoltaïque (PV) pour la production de l'électricité et d'un capteur thermique pour la production d'énergie calorifique. En d'autres termes, le capteur PV est utilisé comme une partie de l'absorbeur thermique [9].

I-2 Les capteurs solaires PVT à air

La conception du produit de type air fournit une solution simple et économique. La température des cellules photovoltaïques peut être abaissée par extraction de la chaleur à l'aide de la circulation naturelle ou forcée du fluide caloporteur.

Cela évite la chute brutale du rendement électrique du module photovoltaïque quand la température du panneau s'élève, tout en assurant la récupération d'une certaine quantité d'énergie thermique qui peut être exploitée par ailleurs.

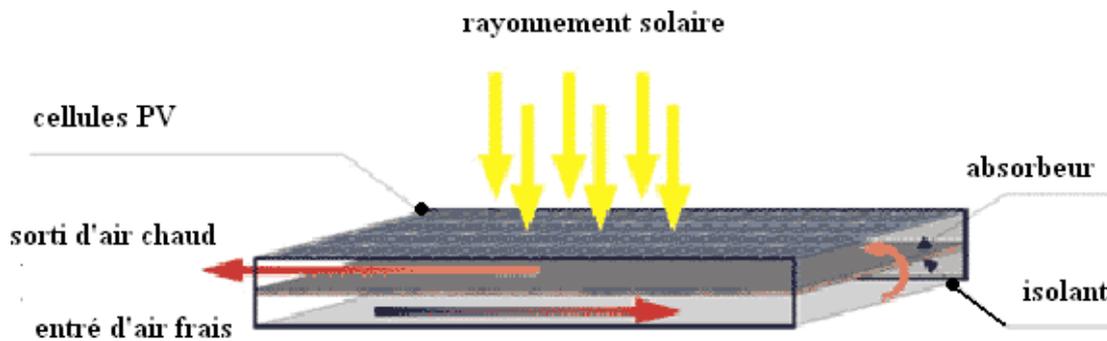


Figure I-1 : schéma du capteur solaire hybride PVT à air

Ce capteur solaire est composé d'une couverture transparente, d'un absorbeur peint en noir et d'une partie arrière isolante. Les cellules PV sont collées sur des feuilles d'absorbeurs avec une résine spéciale permettant de récupérer l'énergie calorifique par l'air caloporteur circulant dans la couche inférieure.

En 2000, Hegazy [10] a effectué une enquête approfondie sur les performances thermiques et électriques de quatre capteurs solaires hybrides PVT à air, différenciés par le mode de refroidissement des panneaux PV (Figure I-2) : canal au dessus du panneau PV en mode 1, canal au dessous en mode 2, le capteur PV entre les canaux en un seul passage en mode 3, et enfin la conception à double passage selon le mode 4.

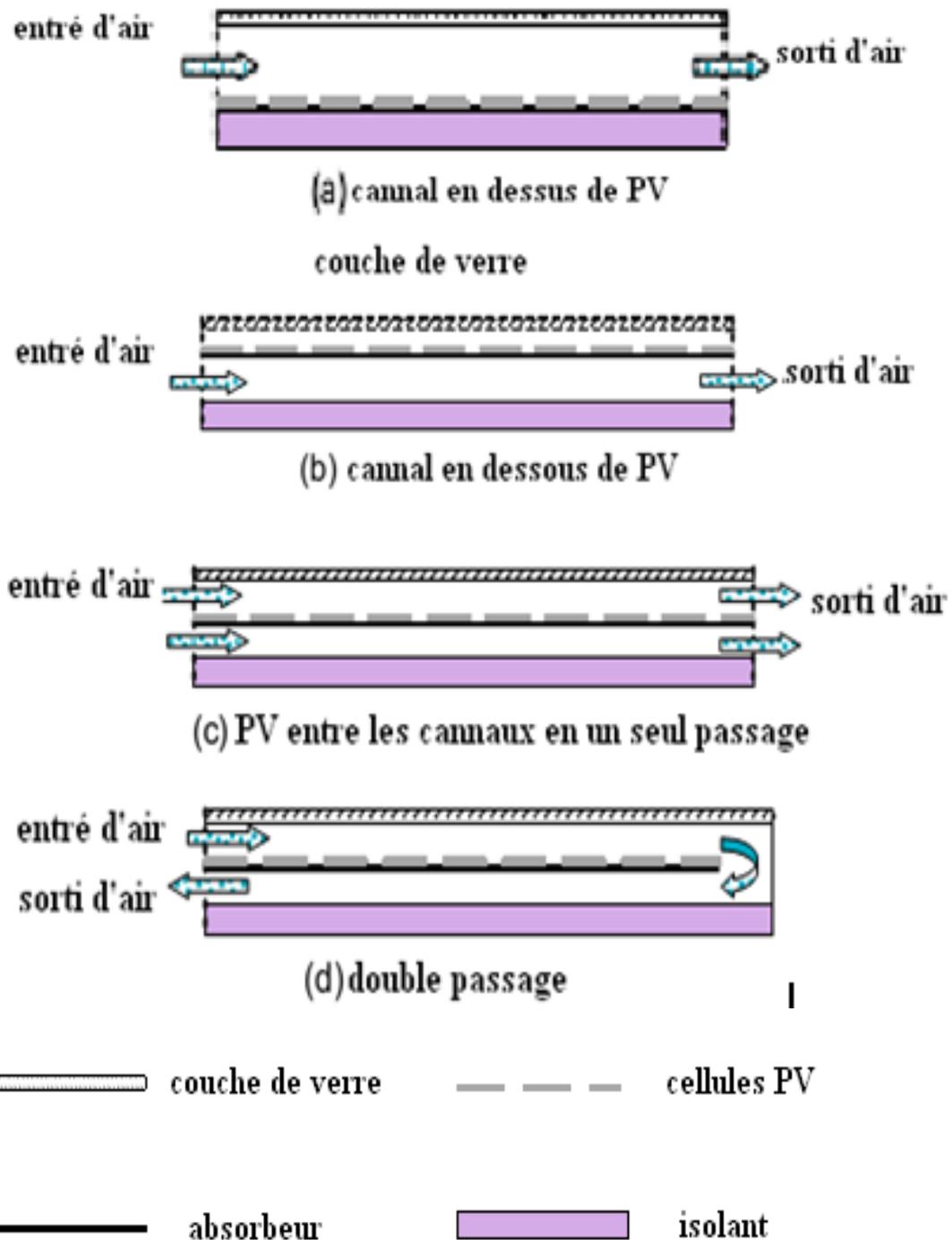


Figure I-2 : Configurations de capteurs PVT à air

Chacun de ces prototypes est vitré et à une longueur de 9 m et une largeur de 1 m. L'épaisseur de la lame d'air a été choisie en fonction d'un critère d'optimisation proposé par Hegazy pour divers débits massiques, à savoir :

$\left(\frac{H}{L}\right)_{opt} = 2,5 \cdot 10^{-3}$ Où H est la hauteur de la lame d'air et L la longueur du canal traversé par le flux turbulent d'air.

L'analyse numérique effectuée par Hegazy a montré que les performances du capteur solaire hybride PVT à air dépendent de la température maximale de l'air en sortie, des rendements thermiques et électriques et de l'énergie électrique nette disponible après soustraction de l'énergie nécessaire au fonctionnement du ventilateur et des autres appareils alimentés. La simulation réalisée pour une journée ensoleillée a montré que les efficacités des modèles 2 et 4 étaient assez voisines et meilleures que le modèle 1. Cependant, le modèle 3 s'est montré le plus performant car il utilise moins d'énergie pour la ventilation tout en produisant la même quantité d'énergie que les modèles 2 et 4. L'efficacité globale du modèle 3 est de 57,3%.

En 2006, Tiwari et al [11] présentent l'étude théorique et expérimentale en régime permanent d'un capteur PVT à air ventilé naturellement ou mécaniquement. Ce capteur est constitué de deux modules PV de 0.61 m^2 de surface chacun, connectés en série et montés sur une couche isolante non-corrosive de Tedlar. Les cellules photovoltaïques sont collées entre elles par l'intermédiaire d'une couche d'EVA et protégées par une couche de verre. Une lame d'air isolée à l'aide d'une couche de bois permet la ventilation naturelle ou forcée des modules PV en sous-face. L'énergie électrique produite est stockée dans une batterie électrique. Après des tests effectués sur un banc d'essais en acier, inclinable, monté à New Delhi, en Inde (Figure I-3), les auteurs montrent que la récupération complémentaire d'énergie thermique permet l'amélioration du rendement global du système d'environ 18%.

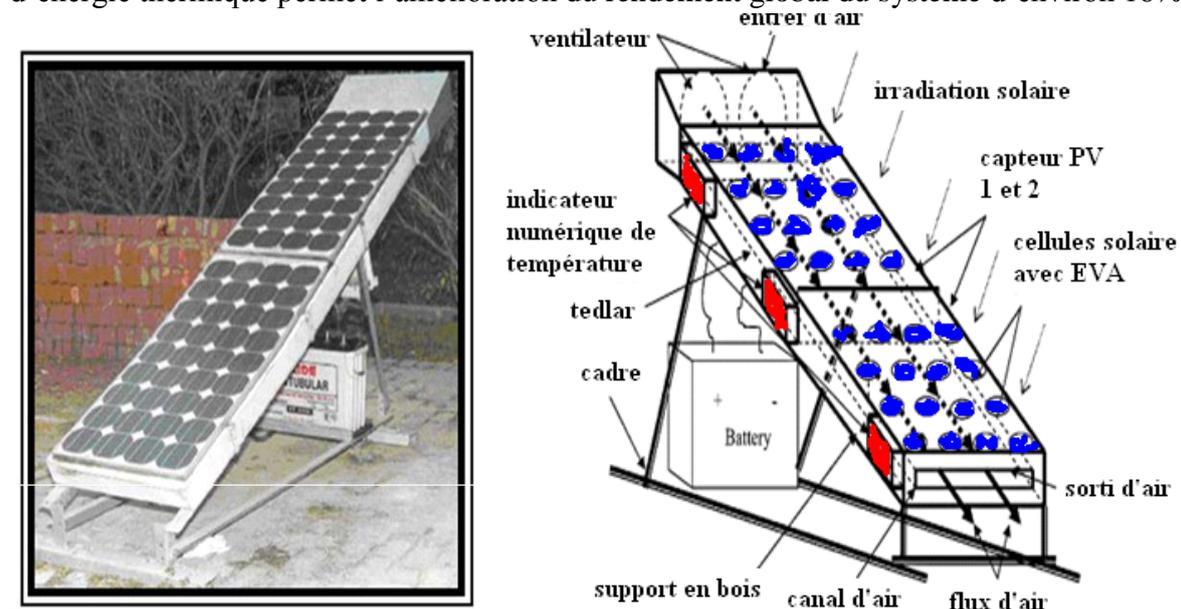


Figure I-3 : Banc d'essai du capteur solaire hybride PVT à air [11]

Trip Anagnostopoulos et al. [12] ont effectué des tests à l'Université de Patras (à $38,2^\circ \text{ N}$) en Grèce sur des capteurs solaires hybrides PVT à air et à eau intégrés à un bâtiment. Les auteurs ont montré l'intérêt de réduire la température des modules photovoltaïques PV, d'accroître la production d'air préchauffé et de réduire les pertes thermiques à travers l'isolant en sous-face du capteur PV.

Ils ont constaté que le coût de production du capteur hybride PVT à air est d'environ 5% plus élevé que celui des modules photovoltaïques.

Différentes configurations de capteur PVT ont été testées, moyennant quelques modifications à moindre coût. Ces études font apparaître qu'une faible épaisseur de la lame d'air améliore les transferts thermiques mais cause une chute du rendement thermique du système par suite de la réduction du débit d'air. Pour remédier à ce problème la solution proposée est d'accroître la surface d'échange entre l'air et les modules PV en intégrant des plaques planes ou nervurées, des tubes soudés à l'absorbeur ou des ailettes au sein de la lame d'air.

L'efficacité thermique de ces capteurs varie de 38% à 75% pour les PVT à air et de 55% à 80% pour les PVT à eau.

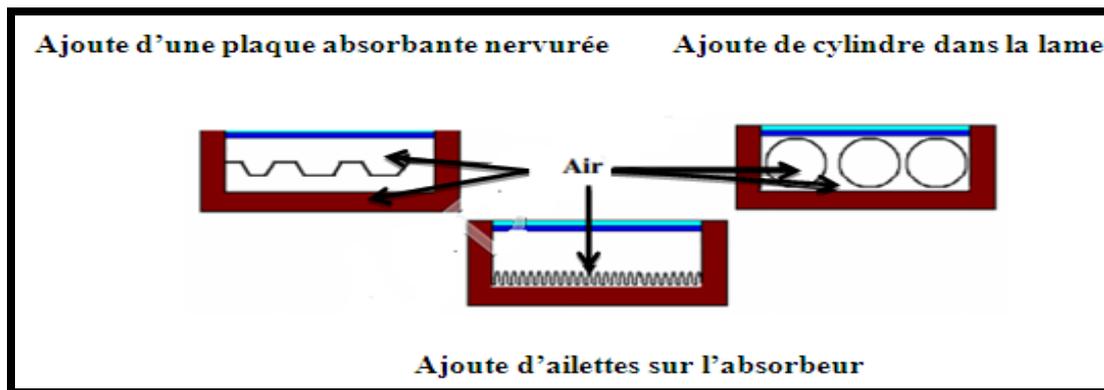


Figure I-4 : Quelques exemples de modifications du capteur solaire PVThybride à air

En 2006, Vokas et al [13] ont mené l'étude théorique d'un capteur solaire PVT à air, consistant en un capteur solaire thermique sur lequel est collé un panneau PV, en mettant l'accent sur ses performances thermiques. Le rendement thermique de ce capteur hybride d'1.32 m² de surface, a été comparé à celui d'un capteur thermique standard à air, de même surface et à celui d'un capteur solaire thermique à air comportant un absorbeur sélectif et ayant 2m² de surface.

Dans le cas où la température de l'air à l'entrée du capteur solaire est égale à la température de l'air ambiant, les résultats obtenus montrent que le PVT a un rendement thermique inférieur de 9% à celui du capteur thermique standard (rendement = 70%). Le capteur solaire à absorbeur sélectif a le rendement thermique le plus élevé (75% environ). Cependant, l'avantage du capteur solaire hybride est qu'il peut produire en outre, de l'énergie électrique sur toute l'étendue de la surface du capteur.

Toni et Trip Anagnostopoulos [14] ont étudié le degré d'amélioration par l'ajout d'une feuille de métal suspendue au milieu du canal d'air et des arrangements à ailettes au niveau de la paroi opposée du canal d'air. Il a été constaté que ces améliorations peu coûteuses sont plus efficaces pour de faibles longueurs de collecteur (inférieure à 5m par exemple). D'autre part, l'effet de la profondeur du canal, du débit de masse ou de la longueur du système sur la consommation d'énergie par le ventilateur est faible. Les travaux d'Othman et al. [15] ont également souligné l'importance des ailettes à travers leur analyse expérimentale et mathématique.

En 2009 une autre forme de collecteur PV/T à air à passage simple a été conçue par OTHMAN et al. [16] Le collecteur PV/T, comme on peut le voir sur la figure I-5, a été conçu avec des plaques rainurées en V, placées sous le panneau PV. Les tests montrent que l'ajout des plaques rainurées à la structure, augmente l'efficacité de ce capteur de 30 % par rapport à un autre type de collecteurs.

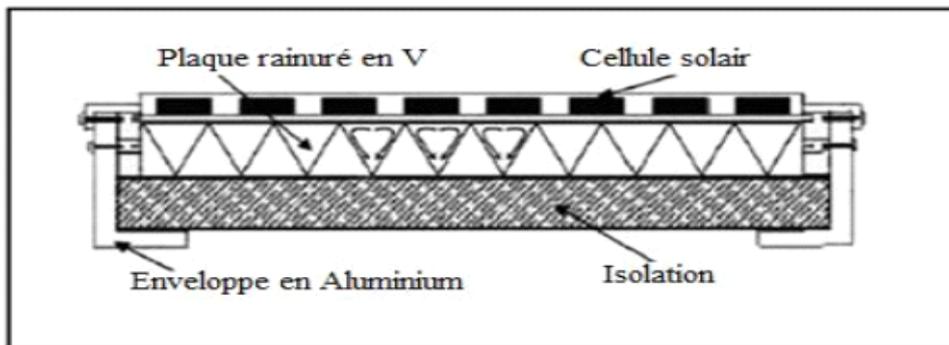


Figure I-5 : Coupe transversale d'un collecteur PV/T à air avec une plaque rainurée.

[16]

En 2009, EBRAHIM M. et al [17] ont mené l'étude expérimentale d'un capteur hybride à air, simple passe à deux conduits (au-dessus et en dessous de la plaque photovoltaïque), la cellule photovoltaïque étant collée directement sur l'absorbeur. Des ailerons sont attachés au fond de l'absorbeur. L'influence du débit massique de l'écoulement sur les efficacités photovoltaïque, thermique et combinée du collecteur PV/T est discutée.

Pour une valeur du rayonnement solaire de 600 W/m^2 , et à température ambiante de $35 \text{ }^\circ\text{C}$, les résultats trouvés prouvent que l'efficacité combinée (thermique et électrique) du PV/T augmente de 49,14 % à 62,82 % lorsque les débits massiques varient de 0,0316 à 0,09 kg/s.

En 2009, JOSHI A.S. et al [18] ont traité dans une étude numérique validée expérimentalement deux types de capteur hybride : l'un de verre - tedlar et l'autre de verre - verre. Les deux modèles sont comparés dans les conditions climatiques de New Delhi et des expressions analytiques du bilan énergétique pour les cellules solaires, la surface arrière, les températures de sortie de l'air et l'efficacité thermique globale sont déduites dans les deux cas.

Cette étude a mené aux conclusions suivantes :

- La température de la surface arrière du capteur est plus élevée dans le collecteur PV/T verre-verre.
- Le collecteur PV/T verre - verre a une meilleure efficacité thermique.
- L'efficacité thermique globale du collecteur verre - verre est plus élevée, 43.4 à 47.4% pour ce collecteur et de l'ordre de 41,6 à 45,4% pour le collecteur verre-tedlar.

- Dans les deux cas, l'efficacité thermique globale diminue avec l'augmentation de la longueur de la conduite. Pour le collecteur verre-verre, elle est au maximum de 45,3% pour une longueur de 1,2 m et 42,61% pour 7,2 m. Pour l'autre collecteur elle vaut respectivement 43,41% et 40,71%.
- L'efficacité thermique globale augmente avec l'augmentation du débit massique.

En 2010, SARHADDI F. et al [19] ont développé un modèle détaillé du calcul des paramètres thermiques et électriques d'un collecteur PV/T à air typique (figure I-6).

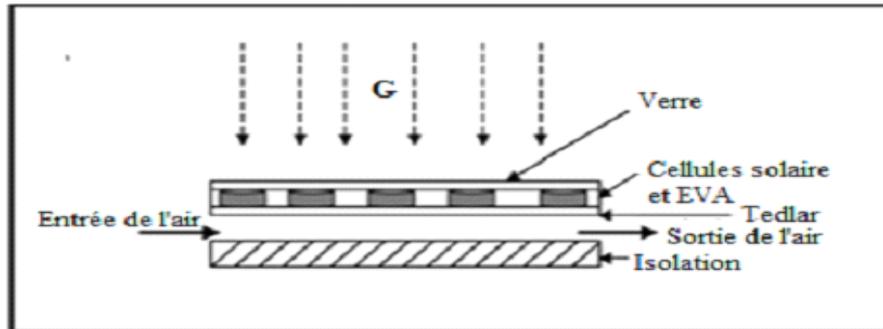


Figure I-6 Coupe transversale du capteur hybride étudié par SARHADDI et al. [19]

Les paramètres thermiques et électriques incluent la température de la pile (cellule) solaire, la température de la face arrière, la température de l'air à la sortie, la tension électrique de circuit ouvert, le courant de court-circuit, la tension et le courant maximum (du point de puissance maximale), etc... Quelques corrections sont faites sur les coefficients de perte de chaleur afin d'améliorer le modèle thermique du collecteur PV/T.

Un meilleur modèle électrique est employé pour augmenter la précision du calcul des paramètres électriques du PV/T à air. En plus d'estimer les paramètres électriques, il établit une expression analytique de l'efficacité énergétique globale en termes thermique et électrique. Un programme de simulation sur ordinateur est développé afin de calculer tous ces paramètres.

Les résultats de la simulation numérique sont en bon accord avec les mesures expérimentales relevées dans la littérature consacrée. Les efficacités thermique, électrique et énergétique globale du collecteur hybride à air sont respectivement égales à 35,18%, 10,01% et 45%, pour un échantillon donné des paramètres climatiques et de fonctionnement.

En 2011, TEO H.G. et al [20] ont étudié un système de refroidissement actif pour les modules photovoltaïques, l'énergie électrique et thermique est produite par le système hybride du module PV/T. Les résultats de l'expérience portent sur les effets de ce mécanisme de refroidissement.

Sans refroidissement, la température de fonctionnement du module PV/T a atteint une valeur de 68 °C et l'efficacité électrique a chuté de manière significative à 8,6%. L'utilisation d'un ventilateur pour refroidir le module PV/T, a abaissé la température à 38 °C et a porté l'efficacité électrique à environ 12,5%.

Le débit massique optimum estimé dans cette étude, en rapport aux dimensions du capteur PV/T étudié est de 0,055 kg/s. Au-delà de cette valeur, l'énergie thermique et l'énergie électrique produites par le capteur ne sont plus affectées par l'augmentation de débit. Ce qui permet de choisir la puissance de ventilation et d'éviter de gaspiller de l'énergie inutilement.

En 2012, MORTEZAPOUR H. et al [21] ont évalué dans une étude analytique et expérimentale les performances d'un capteur hybride à deux passages d'air. Ils ont établi en fonction des paramètres d'utilisation, les expressions analytiques des performances des PVT verre - verre et verre - tedlar (figure I-7), qu'ils ont validées dans le dernier cas par des mesures expérimentales.

L'influence du débit d'air sur l'efficacité des capteurs a également été étudiée, montrant que le PVT verre-verre donne des valeurs plus élevées pour la température des cellules et celle de l'air à la sortie, ainsi que pour l'efficacité thermique. Cependant, la température de la surface arrière et l'efficacité électrique sont plus hautes pour le collecteur verre-tedlar. L'augmentation du débit d'air abaisse la température de l'air de sortie et améliore l'efficacité électrique du module photovoltaïque. Les valeurs expérimentales de l'efficacité électrique maximum, efficacité thermique et efficacité globale du collecteur verre à tedlar sont respectivement 10,35%, 57,9% et 84,5% .

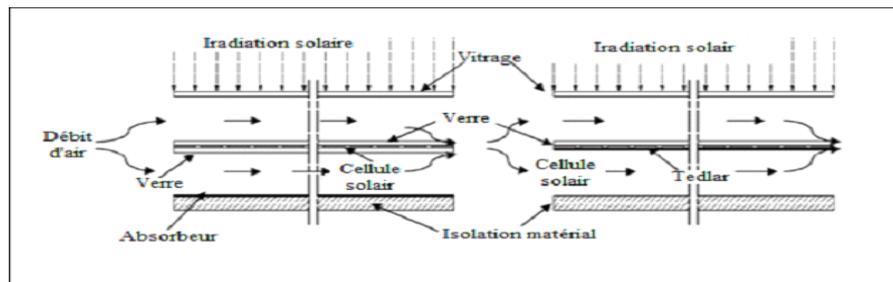


Figure I-7 :Vue schématique (a) d'un PV/T verre - verre, (b) d'un PV/T verre - tedlar. [21]

En 2009, Joshi et al ont comparé le rendement thermique des deux types de modules photovoltaïques verre- verre et verre -tedlar. Dans leur étude, le rendement thermique du module verre-verre est de 43,4 à 47,7% contre 41,6 à 45,4% pour le module verre- tedlar.

Dans une étude expérimentale menée en 2006, K. TOUAFEK et al [22] ont évalué les performances électriques et thermiques d'un prototype de capteur hybride et ont démontré que ce type de capteur constitue une bonne alternative aux modules photovoltaïques et thermiques classiques installés séparément.

En 2008, K. TOUAFEK et al [23] ont simulé numériquement le comportement thermique d'un capteur hybride, suivie en 2009, de l'étude thermique d'un capteur hybride à air destiné au chauffage d'habitation.

L'étude porte sur la détermination de la cartographie thermique du capteur hybride photovoltaïque thermique à air, recouvert d'une vitre supplémentaire au-dessus du module classique. Ils ont déterminé la distribution de la température au niveau de chaque point du capteur à différentes valeurs du débit d'air.

Dans le cas où le capteur n'est pas ventilé, La température de l'air à la sortie est mesurée à 60°C, la température à l'entrée étant de 30°C, tandis que la température de la vitre protectrice du capteur est d'environ 70°C.

Pour le même capteur PVT, mais avec ventilation, la température de l'air à la sortie n'est plus que de 40°C et celle de la vitre égale à environ 60°C. La température d'entrée de l'air est de 20°C. L'augmentation du débit d'air fait chuter le niveau des températures.

En 2013, Touafek K. et al [24], présentent un collecteur hybride de conception nouvelle. Afin d'augmenter ses performances globales, le capteur est muni de deux plaques absorbantes, l'une au dessous du module photovoltaïque et l'autre au-dessus de la couche isolante (figure I-8). Un modèle mathématique basé sur les bilans énergétiques de chaque composant du capteur est établi et des tests expérimentaux de validation sont effectués. Les performances électriques et thermiques sont évaluées par simulation numérique du modèle. Avec ce capteur on obtient un meilleur rendement thermique et électrique que pour les collecteurs hybrides traditionnels. En effet, des mesures effectuées entre 8h et midi, donnent un rendement thermique variant entre 22% et 68%, une puissance thermique maximale de 290 W et une puissance électrique maximale de 46 W, l'air circulant avec un débit massique de 0,022 kg/s. La température de l'air en sortie atteint 35°C.



Figure I-8 : Capteur hybride étudié par Touafek et al

Ji et al. [25] ont étudié théoriquement et expérimentalement les performances d'un mur trombe photovoltaïque équipant la façade sud d'une chambre 'environnementale', montée sur le toit de l'Université des Sciences et Technologies de Hefei (31,9 ° N), en Chine. Ce mur est composé d'un vitrage photovoltaïque à l'extérieur, un mur d'isolation à l'intérieur et des ouvertures de ventilation de haut en bas, laissant un conduit d'air entre les deux éléments pour le chauffage des locaux par circulation naturelle. Les résultats ont confirmé le double avantage du système: amélioration de l'état thermique de la pièce et production d'électricité. La température intérieure peut être relevée de 5 à 7 ° C en hiver. D'autre part, le refroidissement des cellules photoélectriques généré par le flux canalisé maintient l'efficacité des cellules PC-Si à 10,4% en moyenne.

I-3 Les capteurs solaires hybrides PVT à eau

Un système solaire hybride PVT à eau est une combinaison du capteur solaire photovoltaïque de production d'énergie électrique avec le capteur thermique de production d'énergie calorifique (Figure I- 9).

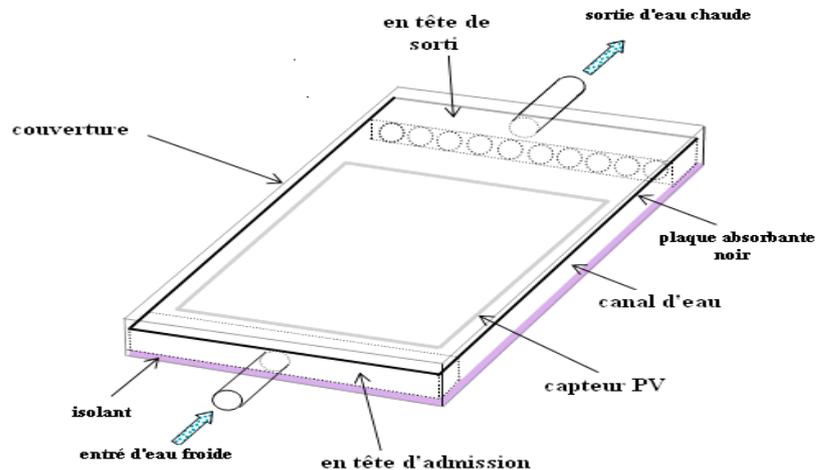


Figure I-9 : caractéristiques d'un capteur solaire hybride PVT à eau

En 1995, Bergene et Lovvik [26] ont proposé un modèle physique détaillé pour l'évaluation des performances d'un capteur solaire hybride PVT à eau, à plaque plane (Figure 8). Le rendement global a été trouvé dans la fourchette de 60-80%. Comme pour les systèmes thermosiphon, Agarwal et Garg ont montré que l'efficacité thermique du capteur hybride PVT dépend des propriétés optiques du vitrage ; ce qui n'est pas le cas cependant pour l'efficacité de la cellule [27].

En 2003, Hisashi Saitoh, Yasuhiro Hamada et [28] ont conçu et construit un capteur solaire hybride PVT à eau dans une cité universitaire à Hokkaido, au Japon. Dans cet essai du système hybride, la saumure a été utilisée comme liquide de refroidissement. Ils ont utilisé un capteur photovoltaïque de type monocristallin. Les panneaux ont été inclinés de 30 degrés. La solution de saumure est du propylène glycol (30% en poids) et le débit est de 1 l / min. Pendant la durée de l'expérience, la température de la saumure a varié dans l'intervalle 10 à 40 °C. Les rendements trouvés expérimentalement pour la production d'énergie thermique, électrique et hybride sont respectivement 46,2%, 10,7% et 42,6%. L'analyse exergétique a été également faite et les gains d'efficacité sont de 4,4%, 11,2% et 13,3% pour la conversion d'énergie électrique, hybride et thermique. Le système hybride est prévu pour réduire la zone d'installation de la zone de panneau de 27%.

En 1998, Hottel-Whillier et De Vries [29] étudient le fonctionnement en régime permanent et à long terme de différents modèles de PVT en Hollande. Le capteur ayant une couverture unique donne de meilleures performances que le capteur non couvert (rendement thermique défavorable) ou doublement couvert (rendement des cellules défavorable) (figure I-10).

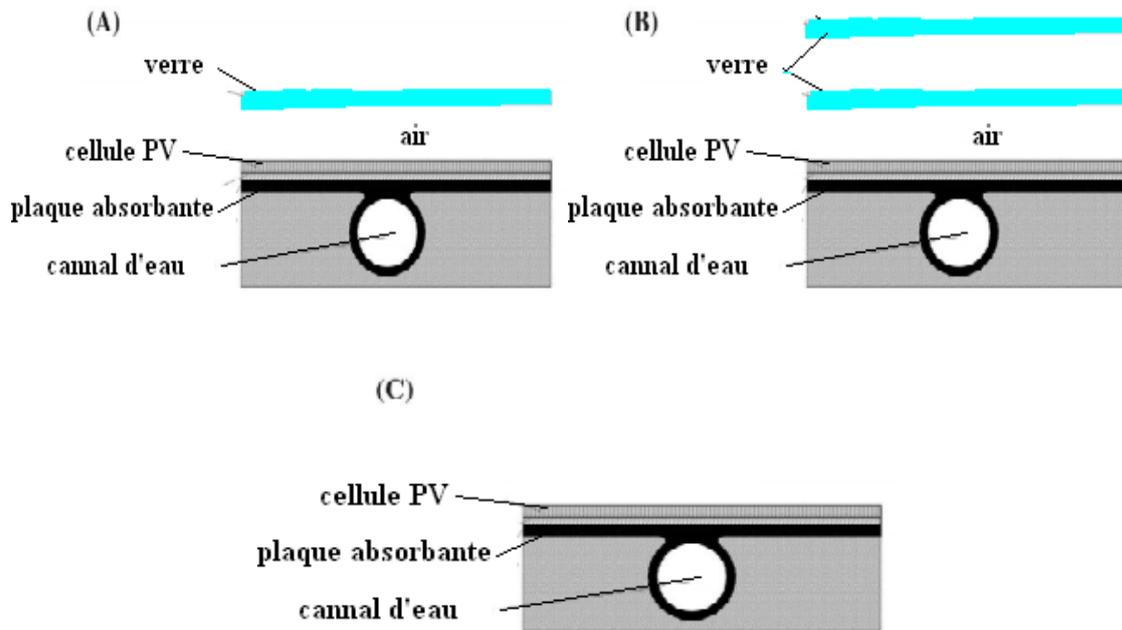


Figure I-10 : les différents modèles étudiés [29]

Fujisawa et Tani [30] étudient un capteur solaire hybride PVT à eau, composé d'un capteur solaire PV vitré en silicium monocristallin (rendement électrique de 13%) (Figure I-11). Ce capteur solaire a une longueur de 1.3 m et une largeur de 0.5 m. une étude expérimentale in situ a été menée sur ce capteur solaire vitré et sur un capteur solaire similaire non vitré en vue d'estimer et de comparer leurs performances énergétiques annuelles. Les résultats obtenus ont été comparés à ceux d'un capteur solaire PV de 0.48 m^2 de surface et d'un capteur solaire thermique de 0.61 m^2 de surface d'absorbeur.

De cette étude, plusieurs conclusions sont tirées :

- le système le plus performant est le capteur solaire hybride vitré qui a une production totale de 615 kWh/an comparé au capteur solaire thermique plan qui produit 575kWh/an.
- Le capteur solaire hybride non vitré produit le moins d'énergie hybride (480 kWh/an) et le capteur solaire PV est le moins performant (72.6 kWh/an).
- la comparaison du capteur solaire hybride non vitré avec un capteur solaire PV montre que le refroidissement à l'eau, utilisée comme fluide caloporteur permet de réduire la température de fonctionnement des modules PV, et conduit à une production d'énergie électrique annuelle supérieure de 8% à celle du capteur solaire PV [29].
- Le capteur solaire hybride vitré produit plus d'énergie que les capteurs solaires PV et thermique séparément installés.

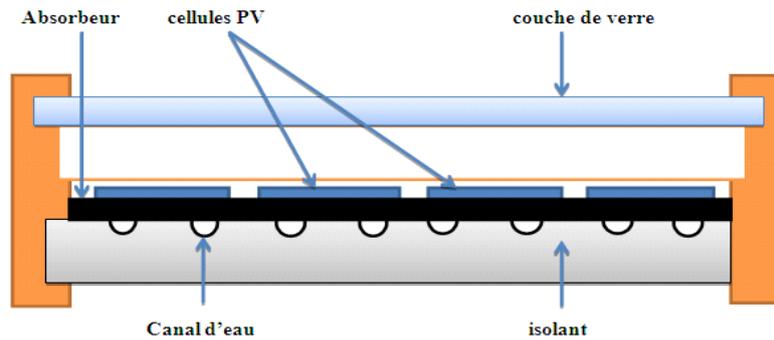


Figure I-11 : Coupe transversale du composant hybride à eau [30]

La recherche sur les capteurs solaires hybrides PVT à eau est en constante évolution ; aussi la liste des systèmes proposés précédemment n'est pas exhaustive. Cependant, au niveau du marché, peu de capteurs solaires de types liquides ont été commercialisés jusqu'à présent. Nous pouvons citer le capteur solaire PVT à eau non vitré, commercialisé par la société Millenium Electric et le capteur solaire PVT vitré PVTWINS de la société ECN (produit d'une collaboration entre ECN, ZEN Solar, Shell Solar et Renewable Energy Systems (RES) en Angleterre) (Figure I-12).



Figure I-12 : le capteur solaire PVT vitré PVTWINS

En 2001, Trip Anagnostopoulos [31] effectue l'étude d'un capteur solaire hybride faisant appel à deux types de fluides caloporteurs disposés de manière superposée. Trois configurations ont été conçues et analysées expérimentalement afin d'évaluer le comportement de chacune des formes de production thermique (à air ou à eau).

Le système le plus performant est schématisé sur la Figure I-13. Il comporte un absorbeur soudé à des tubes en cuivre situé en face avant du composant, une plaque métallique plane et des ailettes disposées sur la paroi inférieure de la lame d'air.

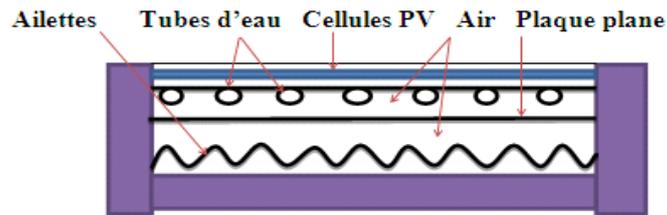


Figure I-13 : Capteur solaire PVT hybride à deux fluides et à fonctions superposées [31]

Des cellules PV en silicium polycristallin ont été utilisées car assurant un bon rendement et ayant un coût plus réduit que les cellules PV en silicium monocristallin. Cependant, des cellules en silicium monocristallin et amorphe peuvent être employées.

Sur la base des travaux analytiques de De Vries [32], Vokas et al. [33] ont effectué une analyse théorique d'une application PVT à eau pour le chauffage et le refroidissement domestique, dans trois villes à climat différent: Athènes (à 37,9 ° N), Héraklion (à 35,5 ° N) et Thessalonique (à 40,5 ° N). L'efficacité thermique de leur système solaire hybride PVT a été trouvé autour de 9% inférieur au capteur solaire thermique conventionnel.

En 2007, Sandnes et Rekstad [34] ont étudié un capteur solaire PVT hybride vitré. Ce système est composé de cellules PV en silicium monocristallin, collées sur un absorbeur en plastique noir (polyphénilenoxyde) par l'intermédiaire d'un adhésif à base de silicium de 0.5 mm d'épaisseur. Cet absorbeur est muni de canaux de circulation d'eau en sous-face (8).

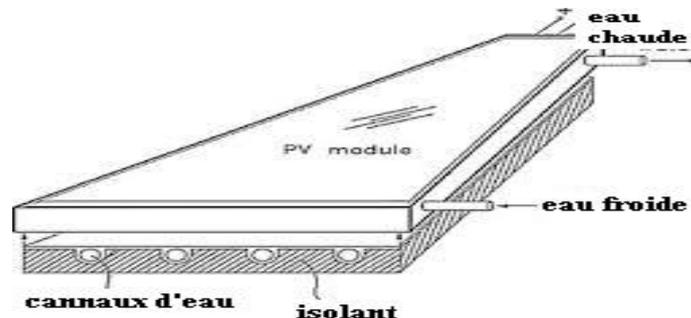


Figure I-14 : Schéma du capteur solaire PVT hybride à eau SolarNor [34]

L'eau circule par l'intermédiaire de la force de gravité. Le panneau PV est constitué de 6 rangées de 5 cellules PV en série, chacune de 0.32 m² de surface et 1.5 Wc. L'étude expérimentale de ce capteur solaire vitré a été menée in situ et ses performances énergétiques annuelles sont comparées à celles d'un capteur solaire similaire à double vitrage. Les résultats de la simulation pour la journée du 3 novembre 2007 ont montré que :

- Le capteur solaire hybride vitré a une production électrique journalière de 339.9 Wh.
- Le capteur hybride à double vitrage conduit à une production électrique journalière de seulement 296.2 Wh.

Saitoh et al. [35] au Japon ont étudié expérimentalement les performances d'un capteur solaire hybride PVT à simple vitrage avec une solution de saumure (propylène glycol) comme fluide de refroidissement. Le rendement électrique est dans la gamme 10-13%, et le rendement calorifique est de 40 à 50%. Le rendement total est à peu près équivalent à celui du capteur solaire thermique et il est plus élevé que le capteur solaire PV.

En 1995, Bergene et Lovvik [36] ont modélisé une configuration similaire de capteur PVT hybride à eau. Ce modèle théorique se base sur la méthode des volumes finis et permet le calcul des performances horaires, des gains thermiques et électriques, des rendements et du comportement thermique des diverses couches de ce capteur solaire. Le composant est constitué d'une couche de verre séparée du panneau PV par une lame d'air confinée.

Des essais expérimentaux sur les systèmes hybrides PVT à eau, réalisés à Riyad (24,6 ° N), en Arabie Saoudite [37], ont montré que la température ambiante élevée en été conduit à une chute de 30% de l'efficacité de capteur solaire PV, même si l'efficacité thermique reste bonne. En hiver, les modules photovoltaïques montrent une amélioration des performances mais les rendements thermiques se détériorent.

Rockendorf et al. [38] ont construit un prototype hybride PVT à eau (avec des cellules solaires sur la plaque absorbante en aluminium et des tubes de fluide caloporteur en cuivre). Les résultats de la simulation TRNSYS ont montré que le signal électrique de sortie du collecteur PVT à eau est nettement plus élevé que celui du capteur solaire PV.

Selon Affolter et al. [39], les performances des absorbeurs de capteurs solaires PVT à eau sont semblables à celles des absorbeurs solaires thermiques de type non sélectifs. Ils ont également présenté les résultats généraux concernant la température de stagnation, c'est à dire la température du panneau en l'absence de débit d'eau. Les observations ont montré que l'absorbeur d'un capteur solaire thermique à revêtement sélectif peut atteindre 220°C, tandis que la température de stagnation de l'absorbeur PVT atteint 150 ° C. Une température plus élevée que 135 ° C, soit le niveau de résistance des matériaux d'encapsulation communs comme la résine EVA (acétate de vinyle) [40]. Au-dessus de 135 ° C, l'EVA s'oxyde rapidement. La forte augmentation de la température des modules PV en été, empêche l'utilisation de l'EVA comme adhésif des panneaux PV dans un composant vitré.

Fraisse et al [41] notent que dans ce type de configuration, l'utilisation de cellules amorphes est la plus adaptée car elles sont moins sensibles aux variations de températures. Cependant, les rendements électriques obtenus sont faibles étant donné le bas rendement électrique des cellules PV amorphes (à savoir 4 à 7%) et les pertes thermiques liées au vitrage.

Plus tard, des études paramétriques sont réalisées en faisant varier les coefficients de transfert par conduction entre l'absorbeur et le tube, et entre l'absorbeur et le panneau PV. Il est montré ainsi que le capteur solaire comportant un contact idéal entre l'absorbeur et le tube et entre l'absorbeur et les panneaux PV donne le rendement global le plus élevé, soit 70%. Dans le cas où ces coefficients de transfert thermique sont faibles, le rendement descend à 60%.

Les diverses simulations réalisées ont montré que le modèle basé sur la représentation de chaque couche par un seul nœud de température est convenable pour l'étude des capteurs solaires de configuration similaire.

En 2007, Fraisse et al [41] étudient un système combinant un capteur solaire hybride à eau et un plancher solaire dans une phase d'intégration à un bâtiment situé à Mâcon (Figure I-15).

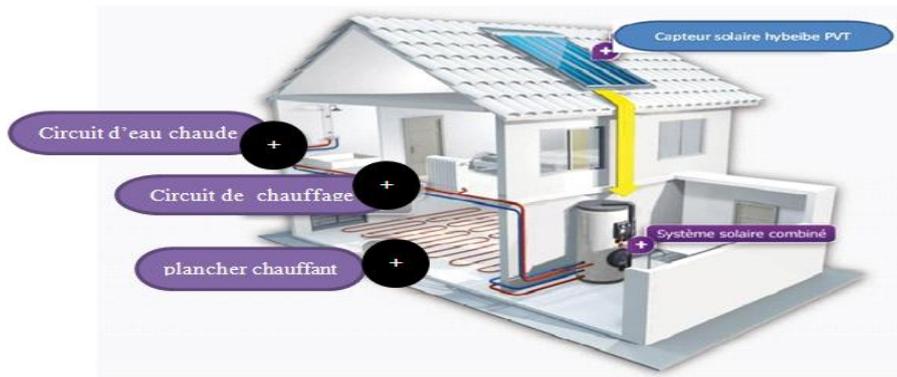


Figure I-15 : Capteur solaire PVT à eau combiné avec un plancher solaire

Ils démontrent qu'en présence de vitrage le rendement électrique annuel du système hybride combiné est de 6.8%, ce qui est inférieur de 28% au rendement d'un capteur solaire PV non intégré (9.4%). Ils expliquent cette baisse du rendement électrique par un accroissement de la température de fonctionnement des panneaux PV (pouvant être supérieure à 100°C) dû à la couverture de verre. Par contre, en absence de vitrage le rendement électrique est de 10%, ce qui est supérieur de 6% à celui du capteur solaire PV non intégré

Chow et al [42] ont poursuivi cette étude des capteurs solaires PVT à eau à travers leur intégration à la façade d'un bâtiment et l'étude expérimentale de ses performances thermiques et électriques. Le rendement thermique a été estimé à 38.9% à basse température et le rendement électrique à 8.56% (Figure I-16).



Figure I-16 : intégration de capteur solaire hybride PVT sur le toit d'une maison

Kalogirou et Tri Anagnostopoulos [43] poursuivent une étude précédente menée sur les capteurs solaires PVT hybrides à air [44] en analysant cette fois, le comportement sur trois sites différents, de capteurs solaires PVT hybrides à eau comportant des panneaux PV à base

de cellules en silicium poly cristallin ou de cellules amorphes. Ces composants ont été intégrés à des bâtiments industriels et ont chacun une surface totale de 300 m².

En 2007, Chow et al [45] présentent la modélisation et l'étude comparative des performances d'un capteur solaire PVT hybride à eau, d'un capteur solaire PV et d'un capteur solaire à eau. Deux prototypes de capteurs solaires hybrides ont été construits, le premier ayant été modélisé en 2006 [46].

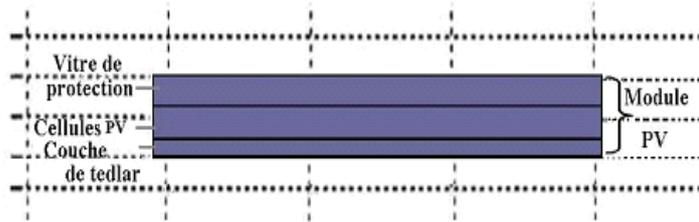


Figure I-17 : premier et second prototypes construits [45]

Le second composant, plus performant a été modélisé plus finement [45]. C'est un capteur solaire vitré composé d'un panneau PV en silicium cristallin collé à un absorbeur métallique (Figure 1-17). Des tubes de circulation d'eau sont soudés à l'arrière de cet absorbeur. Le système est couplé à un ballon de stockage horizontal.

Les résultats de la simulation montrent que le rendement thermique annuel moyen en eau de ce capteur solaire PVT hybride à eau est de 38.1% et celui du capteur solaire à eau, de 43.2%. De plus, la comparaison du capteur solaire hybride avec un capteur solaire PV montre que le refroidissement avec l'eau comme fluide caloporteur permet de réduire la température de fonctionnement des modules PV. Dans ce sens, la production d'énergie électrique annuelle du capteur solaire hybride est supérieure de 2.2% à celle du capteur solaire PV.

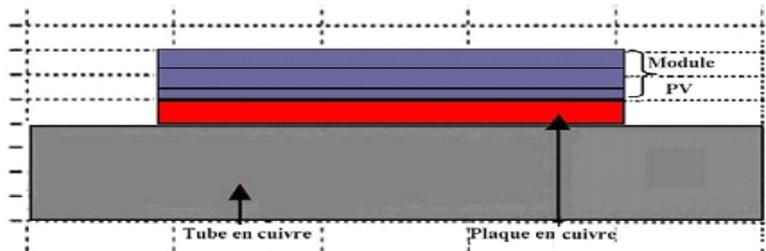
En 2008 K.Touafek et al ont étudiés la distribution de la température dans les différentes couches du capteur hybride. Ils ont établi par simulation numérique le comportement thermique de ce capteur PVT, ainsi que la cartographie de température pour cinq configurations : la première configuration représente le capteur photovoltaïque isolé thermiquement et non recouvert. La deuxième configuration correspond à un capteur photovoltaïque isolé thermiquement, et sur lequel une vitre a été déposée. La troisième configuration est un module photovoltaïque comportant un échangeur de chaleur, constitué d'une plaque en cuivre et d'un serpentín en tubes de cuivres, installé sous le capteur. Ils supposent l'état stationnaire, c'est-à-dire que le fluide s'écoulant à l'intérieur de la tubulure est au repos pendant la durée de la simulation. Dans la quatrième configuration, ils ont ajouté une vitre supplémentaire au-dessus du capteur. Et enfin ils ont déposé une seconde vitre au-dessus du capteur hybride, représentant ainsi la cinquième configuration. Les résultats de la simulation numérique sur le comportement thermique du capteur solaire PVT y sont présentés et discutés [23] (Figure I-16).



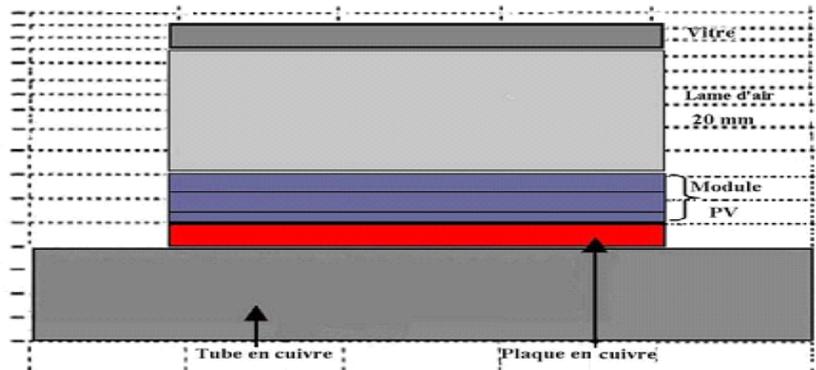
Configuration 1 : module photovoltaïque isolé thermiquement et sans vitre



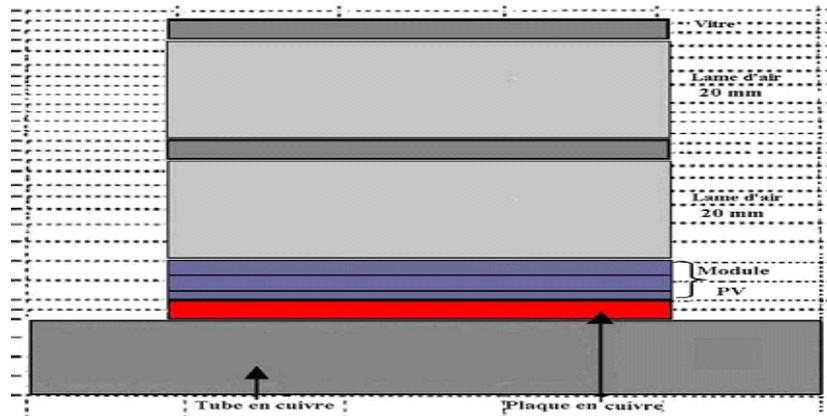
Configuration 2 : capteur solaire PV vitré et isolé thermiquement



Configuration 3 : capteur hybride sans vitre



Configuration 4 : capteur solaire hybride vitré



Configuration 5 : capteur solaire hybride à double vitrage

Figure I-18 : représente les cinq configurations étudiées [47].

I.4 Capteur PVT de concentration

Le capteur PVT à concentration veut dire la concentration du rayonnement solaire sur un capteur hybride PVT.

Garg et Adhikari (1999) ont étudié un système utilisant plusieurs CPCs (capteur solaire à concentration parabolique) intégrés dans un module simple de PVT avec un passage simple pour chauffer l'air. Ils ont constaté que le capteur chauffant l'air, avec un taux de concentration de 3, a une meilleure efficacité.

Othman et al (2005) ont étudié un capteur à concentration à double passage d'air et équipé d'ailettes, le but de la surface ailette étant d'améliorer le transfert thermique sur la face arrière du module PV.

Le système de Trip Anagnostopoulos et al (2002) (un système de chauffage à air) est peut-être l'incarnation la plus simple d'un concentrateur de PVT. Comme mentionné, celui-ci a utilisé un réflecteur plat pour diriger le rayonnement solaire supplémentaire sur un capteur PVT.

Cependant, la concentration du rayonnement solaire peut également être réalisée avec des objectifs paraboliques composés des réflecteurs de concentrateurs (CPC), linéaires ou circulaires de Fresnel ou avec des plaques paraboliques. Un arrangement typique d'un capteur PVT de CPC est montré sur la figure I-18.

Comme mentionné, la concentration par les réflecteurs linéaires de Fresnel est également possible. Rossel et al (2005) ont travaillé sur un tel système obtenant un rapport de concentration de 11. L'efficacité thermique maximum de ce capteur est approximativement de 60% sans compter l'énergie électrique. Par ailleurs, ils ont signalé le fait qu'une des résistances thermiques principales dans leur capteur PVT est celle qui est générée entre la cellule PV et le plat d'amortisseur sur lesquels il a été collé.

Une autre variante de la ligne focale des collecteurs PVT est les Gerçures actuellement en service dans une des résidences à l'université nationale australienne (ANU). Ce système étudié par Coventry (2005), utilise un réflecteur parabolique à cuvette avec un module de PVT monté à son foyer. Le système a un taux de concentration de 37 et une efficacité combinée de 69%. Coventry a noté que le système a une efficacité thermique inférieure à celles des autres systèmes. Les imperfections dans la forme du concentrateur ont comme conséquence l'éclairement non-uniforme de la plaque, affectant de ce fait la conversion électrique.

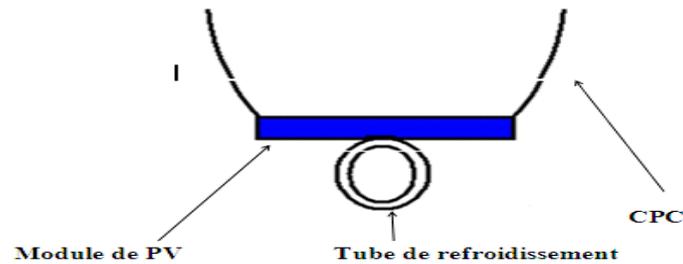


Figure 1-19 : Capteur PVT de concentration

Kribus et al (2006) ont étudié la conception d'un système hybride PVT en utilisant un concentrateur parabolique de petite taille. À la différence des systèmes décrits plus tôt, celui-ci pourrait fournir de l'eau à de plus hautes températures, ce qui pourrait rendre possible leur utilisation dans des applications résidentielles, notamment dans les systèmes de refroidissement à absorption.

CHAPITRE II

L'état de l'art de module PV

Chapitre II

L'état de l'art du module PV

Introduction

Le mot photovoltaïque vient du mot grec photos qui signifie lumière et du mot volta relatif au nom du physicien italien qui, en 1800, découvrit la pile électrique. Mais c'est le savant français Antoine Becquerel qui le premier, en 1839, mit en évidence cette conversion particulière de l'énergie : la variation de la conductivité d'un matériau sous la lumière.

C'est dans les appareils photos que les premières cellules furent utilisées, pour mesurer le taux de lumière. Avant l'arrivée du silicium, elles étaient à base de sélénium.

A la différence d'une pile classique, dont l'énergie est stockée puis restituée à volonté, la photopile ne produit de l'électricité que si elle est exposée à la lumière ; cette différence est fondamentale. Tout élément photovoltaïque est un convertisseur d'énergie qui transforme la lumière en courant électrique.

En se servant d'une analogie hydraulique, on pourrait comparer la pile électrique à une citerne d'eau, et la photopile à une source naturelle dont le débit serait proportionnel à l'ensoleillement à un instant donné.

La conversion d'énergie, met en jeu trois phénomènes physiques, intimement liés et simultanés :

- ❖ l'absorption de la lumière dans le matériau
- ❖ le transfert d'énergie des photons aux charges électriques.
- ❖ la collecte des charges.

Il est donc clair qu'un matériau doit avoir des propriétés optiques et électriques spécifiques pour permettre la conversion photovoltaïque.

II.1 Généralités sur le rayonnement solaire

1- Mouvement terrestre

On sait tous que la terre tourne autour du soleil et que sa trajectoire est elliptique, la terre met une année ou 365 jours pour faire une révolution autour du soleil et 1 jour ou 24 heures pour faire un tour sur elle-même autour d'un axe passant par le pôle Nord et le pôle Sud. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles est nommé plan équatorial.

L'énergie solaire atteignant une surface donnée dépend directement de l'orientation de celle-ci et de la position du soleil. Pour récupérer un maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux, la connaissance de la position du soleil en fonction du temps est donc fondamentale.

2. Paramètres de position

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par des coordonnées appelées coordonnées terrestres horizontales, horaires ou équatoriales.

❖ Coordonnées terrestres

On distingue:

- ❖ La latitude δ (positive dans l'hémisphère nord, négative dans l'hémisphère sud).
- ❖ La longitude L (positive à l'ouest, négative à l'est).

Le méridien origine, servant à la mesure de la longitude est celui de Greenwich. On peut trouver ces coordonnées dans un atlas géographique.

❖ Coordonnées horizontales

La position d'un astre dans l'espace peut être repérée par ses coordonnées horizontales définies sur la sphère céleste (figure A) et qui sont:

- ❖ Sa hauteur angulaire (h) qui est l'angle que fait la direction de l'astre avec le plan horizontal (c'est-à-dire tangent au sol).
- ❖ Son azimut (a) correspondant à l'angle que fait le plan du méridien local avec le plan vertical passant par l'astre. L'azimut est compté négativement vers l'est, positivement vers l'ouest.

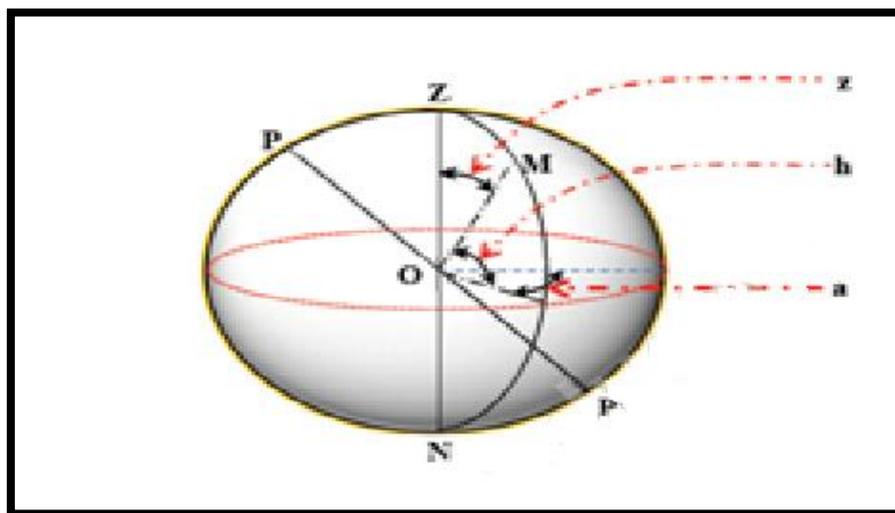


Figure A-Coordonnées horizontales (h , a)

3. Les coordonnées célestes

3.1 Les coordonnées géographiques

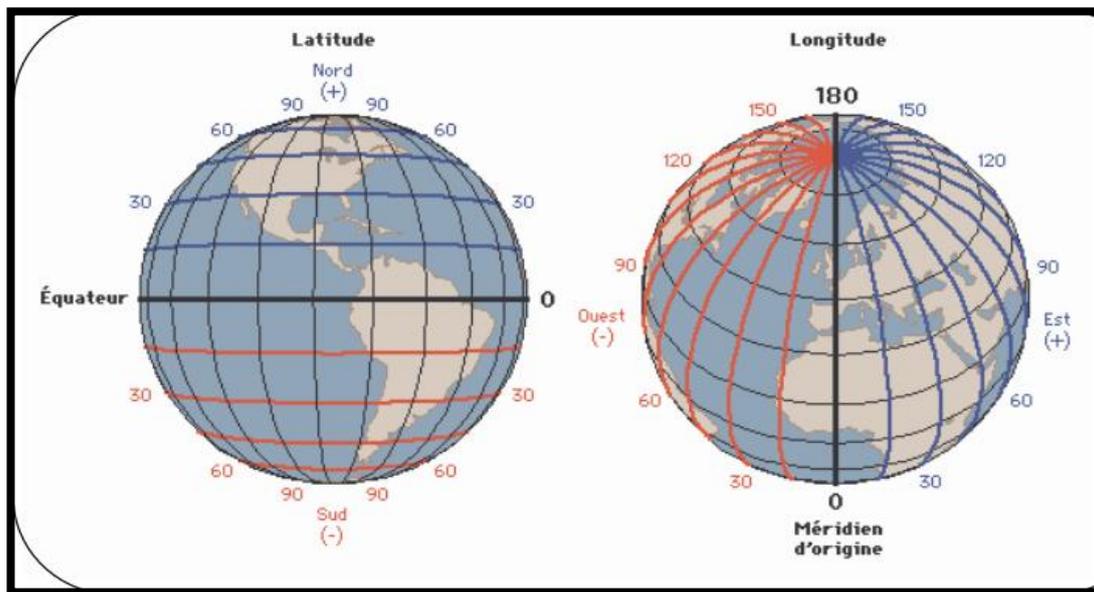


Figure B : Les coordonnées géographiques

❖ **latitude (ϕ)**

Elle permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de 0° à 90° dans l'hémisphère nord et de 0° à -90° dans l'hémisphère sud.

❖ **longitude (L)**

La longitude d'un lieu donné est l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien de Greenwich, elle est comptée de 0° à 180° , positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

❖ **l'altitude (Z)**

C'est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m).

3-2- Les coordonnées horaires

- ❖ la déclinaison (δ) est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial, elle varie au cours de l'année entre -23.45° et $+23.45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(n_j + 284)\right) \quad (\text{II.1})$$

Où :

δ : La déclinaison mesurée en degrés.

n_j : Le numéro du jour dans l'année.

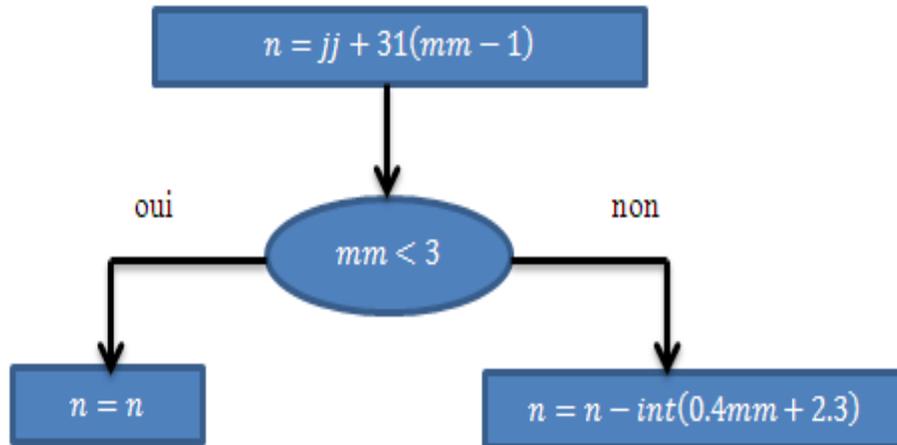


Figure C : Organigramme de calcul du numéro du jour de l'année.

La fonction « int » consiste à prendre la partie entière de la valeur du terme entre parenthèse.

Où :

mm : numéro du jour

jj : la date.

❖ l'angle horaire ω est l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien), il définit le vrai temps solaire figure D.

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

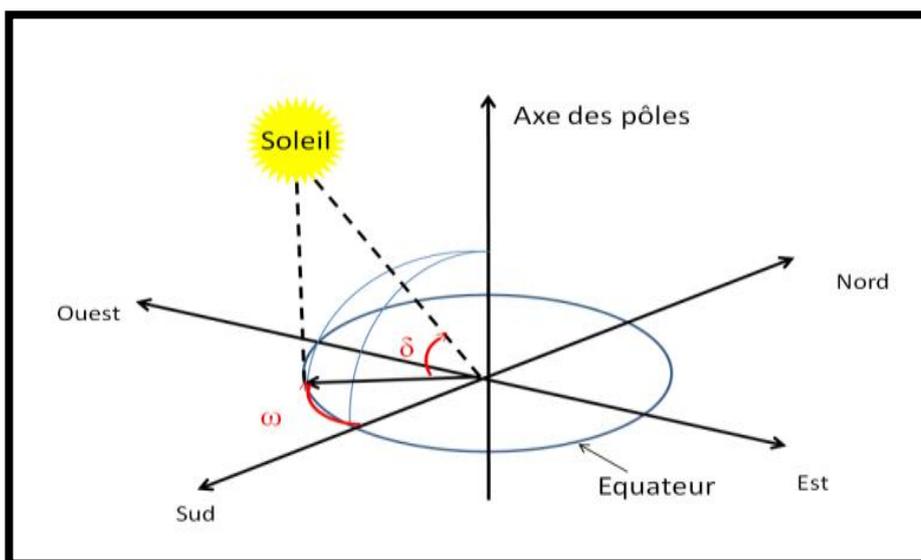


Figure D : Les coordonnées horaires

Le repérage du soleil se fait par l'intermédiaire de deux angles :

- l'azimut (**a**), ou l'angle que fait la projection sur le plan horizontal de la direction du soleil avec la direction sud. Il est compté de 0° à 360° d'ouest en est, ou de 0° à 180° à partir du sud vers l'ouest.
- la hauteur (**h**), ou l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Il est compté de 0° à 90° vers le zénith et de 0° à -90° vers le nadir.

La hauteur du soleil est déterminée par la formule suivante :

$$\sin(h) = \sin(\phi) \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\omega) \cos(\delta) \quad (\text{II. 3})$$

4. les paramètres du temps

4.1. Le temps solaire vrai (TSV)

Le temps solaire vrai, en un instant et un lieu donné, est l'angle horaire du soleil ω , il est donné sous la forme suivante :

$$\text{TSV} = \frac{\omega}{15} + 12 \quad (\text{II.4})$$

ω est compté en degré.

$\omega = 0$, TSV = 12^h.00 ;

$\omega < 0$ Correspond à la matinée ;

$\omega > 0$ Pour l'après-midi.

4-2. Le temps solaire moyen (TSM)

Il est donné par la relation :

$$\text{TSV} - \text{TSM} = Et \quad (\text{II. 5})$$

Où Et est l'équation de temps (min) ; elle corrige le TSV par rapport au TSM. Elle est donnée par la relation :

$$Et = 9.87 \sin(2.n) - 7.53 \cos(n) - 1.5 \sin(n) \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$$n = \left(\frac{360}{365} (n_j - 81) \right) \quad (\text{II.7})$$

n_j : le numéro du jour dans l'année.

4-3. Le temps universel

C'est le temps civil moyen du méridien de Greenwich(méridien origine) appelé encore GMT(Greenwich Mean Time). Pour un lieu situé à la longitude L :

$$TU = TSM - \left(\frac{L}{15}\right) \quad (\text{II.8})$$

Où L est la longitude.

$L > 0$, pour les villes situées à l'est de Greenwich,

$L < 0$, pour les villes situées à l'ouest de Greenwich,

$TU = TSM$, pour le méridien de Greenwich

4-4. le temps légal

C'est une heure liée au temps légal par une différence fixe, exprimée en un nombre entier d'heures dépendant de la longitude et des coutumes de chaque pays.

$$TL = TU + \Delta H \quad (\text{II.9})$$

ΔH : Le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

$\Delta H = 1$ heure pour l'Algérie.

5. Diagramme solaire :

L'énergie solaire reçue par un capteur dépend de l'orientation que fait celui-ci avec le soleil ; et pour connaître rapidement les coordonnées horizontales de l'astre du jour en fonction de la journée choisie et de l'heure désirée, on trace un diagramme circulaire appelé diagramme solaire.

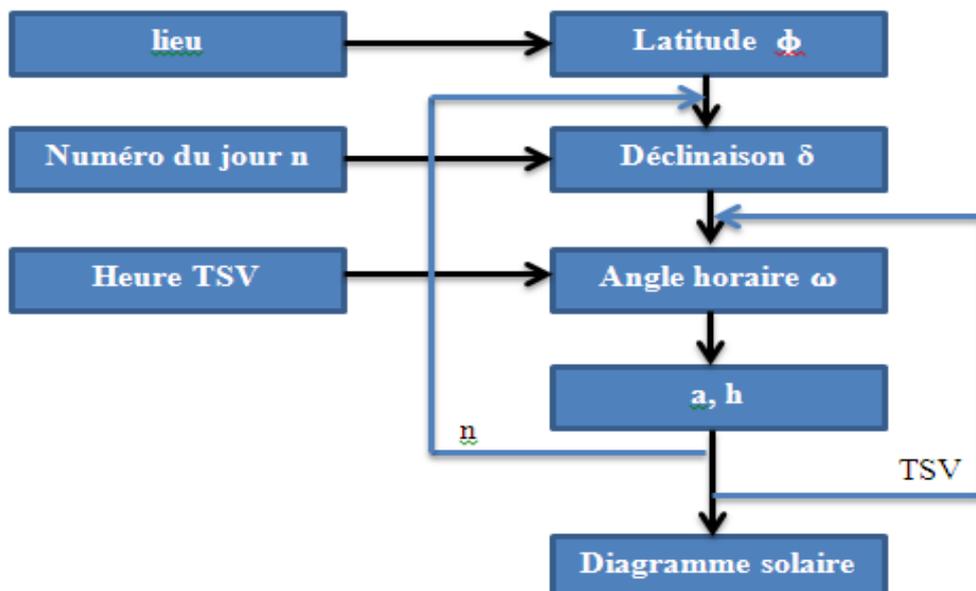


Figure E:organigramme simplifié permettant le tracé du diagramme solaire pour une latitude donnée.

6. Rayonnement solaire

- **Le rayonnement global** défini comme étant la somme du rayonnement diffus et du rayonnement direct

$$G = G_d \sin h + G_{dif} \tag{II.10}$$

Où :

G_d : représente le rayonnement direct.

G_{dif} : représente le rayonnement diffus.

h : hauteur du soleil.

- **Le rayonnement direct** : c'est le rayonnement solaire reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.
- **Le rayonnement diffus** : c'est le rayonnement diffusé par les différents gaz constituant l'atmosphère.

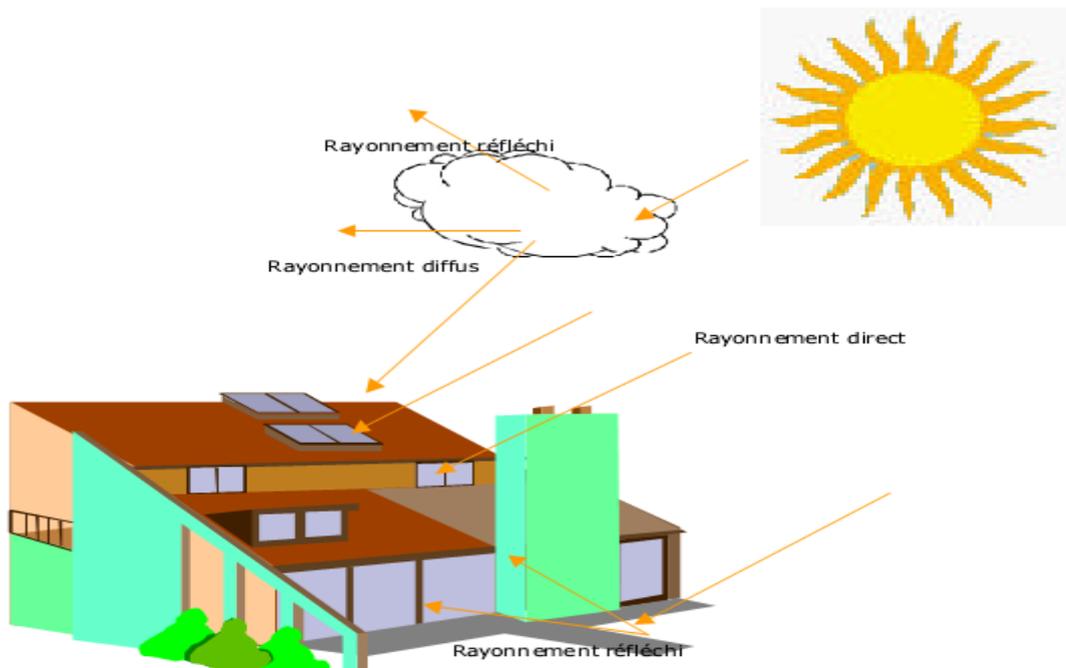


Figure d : le rayonnement solaire à la surface de la terre

6.1 Calcul du rayonnement direct reçu par la vitre

La relation calculant le rayonnement direct par ciel clair est :

$$G_d = I_c A \exp\left(\frac{-B}{\sin(h)}\right) \cos(i) \tag{II.11}$$

$$I_c = I_0(1 + 0.0034 \cos(30(m - 1) + n)) \tag{II.12}$$

G_d : Rayonnement solaire direct.

m : Le numéro du mois dans l'année.

n : Le numéro de jour dans le mois.

A et B étant les coefficients de trouble du ciel dont les valeurs sont confinées dans le tableau ci-dessous :

	Ciel pur	Conditions normales	Zone industrielle
A	0.87	0.88	0.91
B	0.17	0.26	0.43

Tableau II.1 : Les valeurs des coefficients de trouble atmosphérique

6.2 Calcul du rayonnement diffus reçu par la vitre

Le flux diffus reçu par la vitre provient du flux diffus émis par la voûte céleste (φ_1) et de celui qui est émis par le sol (φ_2)

$$G_{dif} = \varphi_1 + \varphi_2 \quad (\text{II.13})$$

G_{dif} : est l'intensité du rayonnement solaire diffus

$$\varphi_1 = \varphi_0 \frac{(1+\cos(\beta))}{2} \quad (\text{II.14})$$

$$\varphi_2 = \rho(I_0 \sin(h) + \varphi_0) \frac{(1-\cos(\beta))}{2} \quad (\text{II.15})$$

$$\varphi_0 = I_0 \sin(h) \left[0.271 - 0.2939 \exp\left(\frac{-B}{\sin(h)}\right) \right] \quad (\text{II.16})$$

ρ : Albédo du sol.

Albédo : c'est la partie réfléchi par le sol.

- **L'albédo** : c'est la fraction du rayonnement réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce coefficient peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$\text{Albédo} \quad \text{Alb} = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie reçue}}$$

Ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul ; et pour les autres surfaces l'albédo est représenté dans le tableau suivant :

Surface	Albédo
Mer chaud	0.05
Forêt tropical	0.12
Mer froid	0.15
Pierre, ciment, sol cultivé	0.15 à 0.25
Herbe vert	0.25
Sable clair	0.37
Neige tassée	0.6
Vénus	0.64
Neige fraîche	0.85
Nuage	0.8

Tableau II.2 : Valeurs de l'albédo du sol « ρ »

II.2 Cellule photovoltaïque

1. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Quand la lumière du soleil tombe sur certains matériaux appelés semi-conducteurs comme le silicium, les photons qui la constituent sont capables de transmettre leurs énergies aux électrons de valence du semi-conducteur pour rompre la liaison qui les maintient à leurs atomes respectifs. L'absence d'un électron appelée (trou) peut aussi se déplacer librement à l'intérieur du solide, passant d'un atome à l'autre en prenant la place d'un électron.

Les trous se comportent sous différents aspects comme des particules avec une charge positive égale à celle de l'électron. Le mouvement des électrons et des trous dans des directions opposées génère un courant électrique dans le semi-conducteur capable de circuler par le circuit externe et lui fournir l'énergie cédée par les photons en créant les paires (électrons-trous). Pour séparer les électrons des trous et interdire le rétablissement de la liaison, on utilise un champ électrique pour établir une différence de potentiel, qui fait que les électrons et les trous circulent dans des directions opposées donnant lieu ainsi à l'établissement d'un courant circulant dans le sens du champ électrique.

Lorsqu'une cellule solaire qui est connectée à une charge extérieure est éclairée, il apparaît une différence de potentiel aux bornes de la charge et une circulation du courant qui sort vers le circuit extérieur par le pôle positif et retourne vers la cellule par le pôle négatif. La cellule se comporte comme un générateur d'énergie électrique.

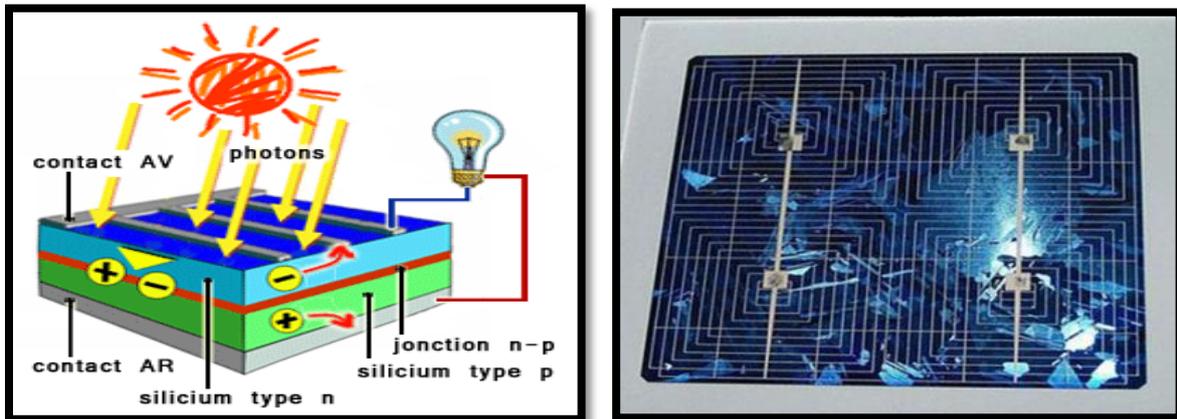


Figure II-1 : principe de fonctionnement d'une cellule solaire

2. effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs comme le silicium. Il permet de convertir directement la lumière solaire en électricité par le biais de la production et du transport dans la cellule solaire de charges électriques positives ou négatives sous l'effet de la lumière. L'énergie électrique obtenue est appelée énergie photovoltaïque.

3. La structure de la cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé «effet photovoltaïque», découvert par E. Becquerel en 1839. Elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants. La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique.

Le semi-conducteur est entouré d'une grille métallique permettant de faire circuler l'électricité produite. L'ensemble est recouvert d'une couche antireflet assurant l'absorption d'un maximum de lumière par la cellule.

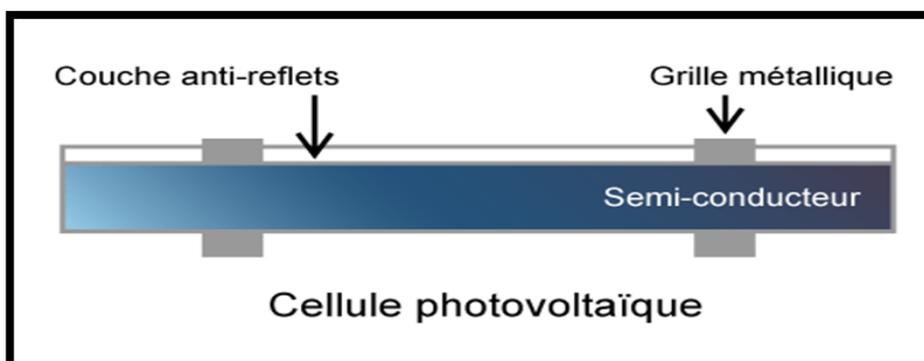


Figure II-2 : structure d'une cellule solaire

4. Caractéristique d'une cellule photovoltaïque

Une cellule solaire Photovoltaïque est une diode électronique PN de grande surface qui, exposée à la lumière (photons), génère une tension électrique (volts). Les caractéristiques électriques en convention récepteur de la cellule pour différents éclairagements sont données sur la figure II-3.

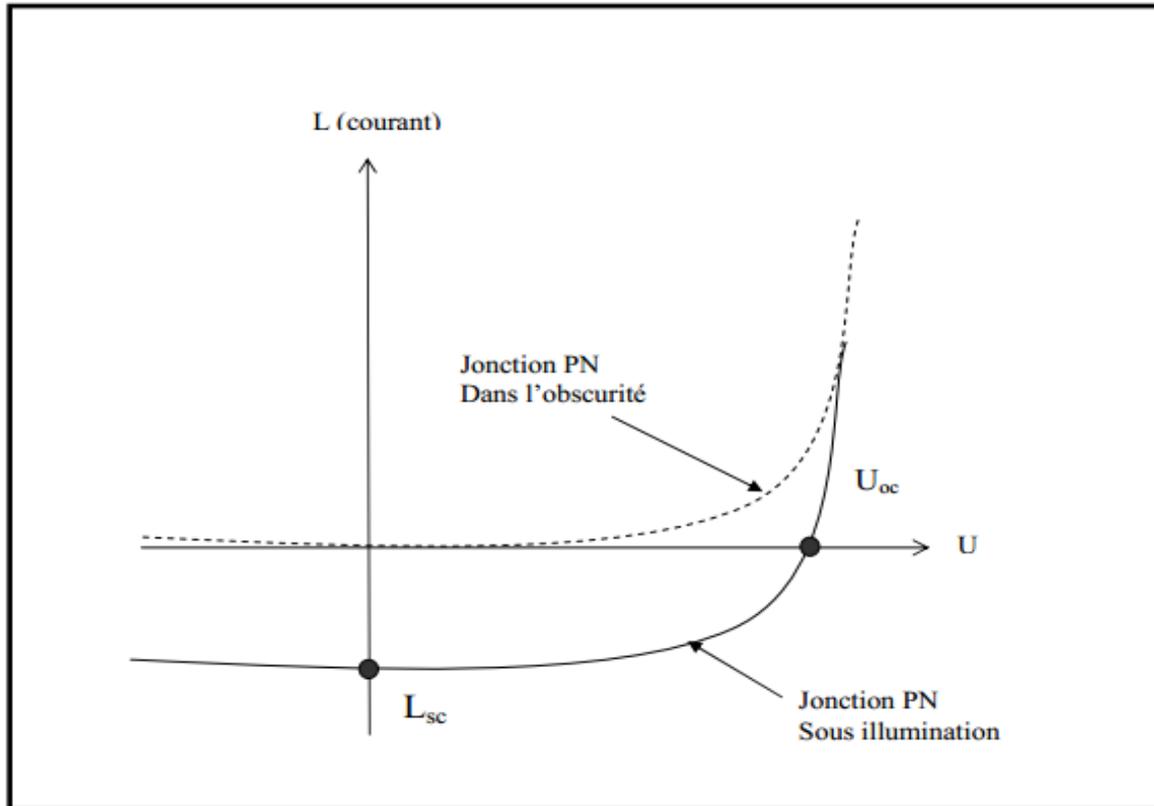


Figure II-3 : Caractéristique courant- tension d'une diode au silicium dans l'obscurité et sous illumination

On a représentée sur la figure (II-3), les deux caractéristiques courant, tension, de cette photodiode : dans l'obscurité en pointilles et sous illumination en trait plein.

On remarque que la courbe sous illumination est simplement décalée par rapport à la première d'une valeur I_{cc} , qui traduit la génération constante du courant par la lumière. Cette valeur est appelée courant de court-circuit, puisque le courant que génère la photopile sous la lumière est à tension nulle (en court-circuit). La valeur U_{co} , à l'inverse, est à tension de circuit ouvert, tension de la photopile sous la lumière à courant nul.

$$I = I_0 \left(e^{\frac{U}{U_t}} - 1 \right) \quad (II.15)$$

Où U est la tension imposée à la diode ;

$U_t = KT/q$ est une constante

$K = 1.38 \times 10^{-23}$ est la constante de Boltzmann

$q = 1.602 \times 10^{-19}$: charge de l'électron

T : température absolue en K°

I_0 : le courant de saturation de la diode.

Sous illumination et avec un changement de signe purement conventionnel pour le courant, cette relation devient :

$$I = I_1 - I_s \left(e^{\frac{U}{kT}} - 1 \right) \quad (\text{II.16})$$

Où I_1 est le photon courant

A l'aide de cette équation, on peut quantifier les paramètres suivants :

Le courant de court-circuit, I_{sc} , valeur du courant lorsque la tension $U=0$.

Il vaut : $I_{oc} = I_1$

Et la tension de circuit ouvert, U_{oc} , lorsque le courant est nul :

$$U_{oc} = \frac{kT}{q} \log \left(1 + \frac{I_1}{I_0} \right)$$

Il est important de remarquer que cette tension augmente avec le log de I_1 , donc avec le log de l'illumination. En revanche, elle décroît avec la température, malgré le terme kT/q .

En effet, le courant de saturation, I_0 , dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction : il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense largement le terme kT/q . donc la tension du circuit ouvert U_{oc} baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes.

On peut compléter le schéma équivalent de la cellule solaire (figure II-4) en ajoutant deux résistances pour tenir compte des pertes internes.

- R_s : représente la résistance serrée qui tient compte des pertes ohmiques du matériau, de la métallisation et du contact métal/semi-conducteur.
- R_p : représente une résistance parallèle (ou résistance de fuites) provenant des courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier à l'intérieur du matériau des irrégularités ou impuretés.

L'équation de la caractéristique courant tension devient alors :

$$I = I_1 - I_0 \left(e^{q \frac{U+I R_s}{kT}} - 1 \right) - \frac{U+I R_s}{R_p} \quad (\text{II.17})$$

Et l'on remarque que le courant de court-circuit I_{sc} , lorsque $I=0$, n'est pas strictement égale à I_1 .

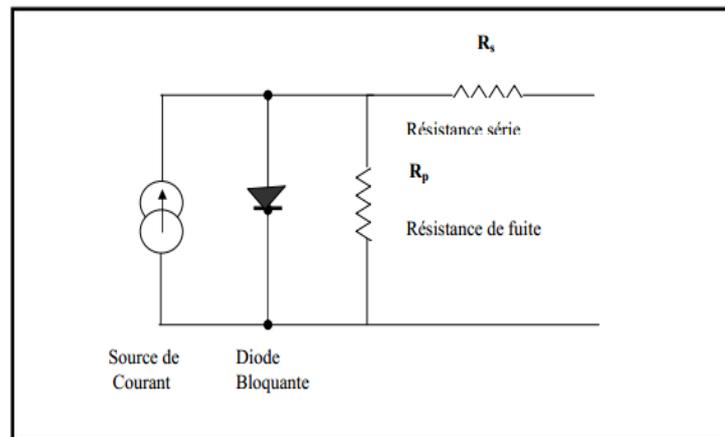


Figure II-4 : Schéma équivalent électrique d'une cellule solaire

5. type de cellules solaires

Les différentes techniques utilisées de nos jours, ont permis de mettre au point divers types de cellules au silicium : monocristallin, poly-cristallin, amorphe. Il existe aussi des cellules qui utilisent d'autres matériaux.

Le silicium : C'est le semi-conducteur le plus utilisé, il est très présent à la surface du globe (28% de l'écorce terrestre) et possède 4 électrons de valence. Le silicium peut être utilisé sous différentes formes : cristalline, poly-cristalline, et même amorphe.

➤ Cellule en silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.

Les cellules monocristallines sont les plus commercialisées offrant un bon rendement électrique compris entre 10% et 17%, mais font appel à une méthode de production plus complexe et donc coûteuse. En effet, l'obtention d'un cristal pur nécessite une grande quantité d'énergie.

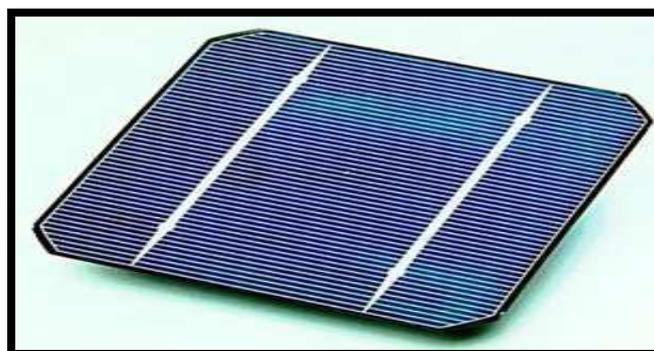


Figure II-5 : Cellule photovoltaïque monocristalline

➤ **Cellule en poly-cristallin**

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux. Les cellules poly-cristallines ont un rendement électrique compris entre 11% et 15%, et leur procédé de fabrication consomment moins d'énergie. Elles ont ainsi un coût de production plus faible mais leur rendement est légèrement inférieur à celui des cellules mono-cristallines.

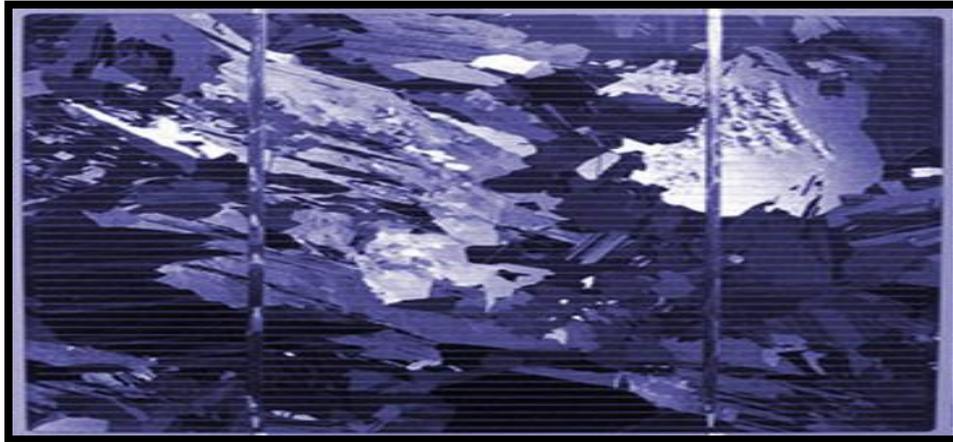


Figure II-6 : Cellule photovoltaïque poly-cristallin

➤ **Cellule amorphe**

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé ou marron. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites "solaires".

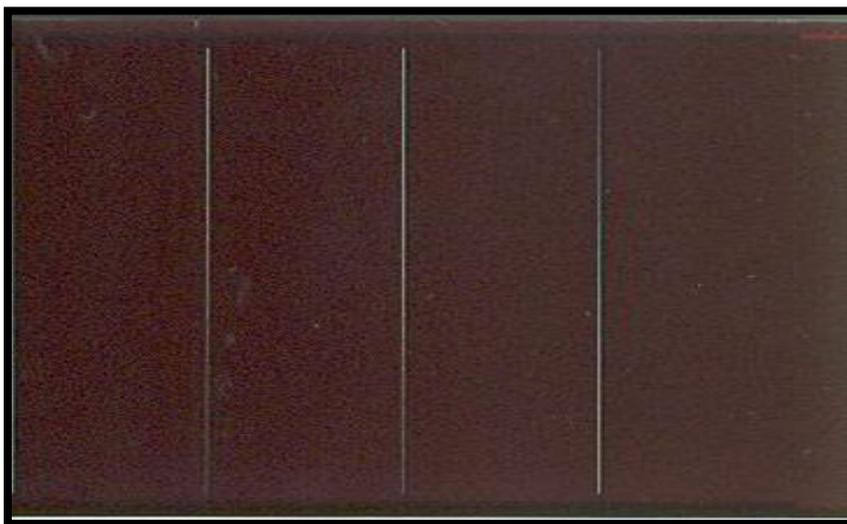


Figure II-7 : Cellule photovoltaïque amorphe

II.3 Module

Un module photovoltaïque est d'abord un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Par définition c'est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique suffisante lors de son exposition à la lumière. Il est, en lui même, un système complexe composé de cellules photovoltaïques, d'intercalaires, de diodes by pass, de connecteurs, d'une boîte de jonction, de câbles, d'un verre de protection sur la face avant du module et d'un verre ou d'un film en fluorure polyvinylique sur la face arrière du module (figure II-8).

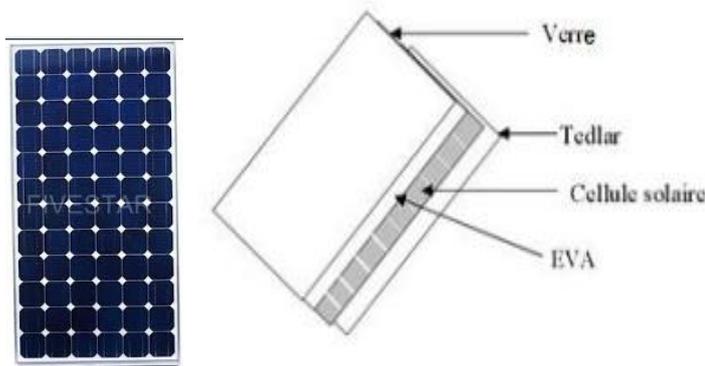


Figure II-8 : Module photovoltaïque (PV)

II.4 Le module photovoltaïque thermique (PVT)

Le capteur PVT est un capteur hybride photovoltaïque et thermique. Il réunit dans le même cadre un capteur photovoltaïque pour la production d'électricité et un capteur thermique pour la production d'énergie calorifique.

Les cellules photovoltaïques sont scellées sur les feuilles d'absorbeurs avec une résine spéciale permettant de récupérer l'énergie calorifique par le fluide caloporteur circulant dans la couche inférieure.

Le capteur PVT permet jusqu'à 40% de performance effective supplémentaire sur la partie photovoltaïque grâce au refroidissement des modules, comparé à un module photovoltaïque (PV) traditionnel.

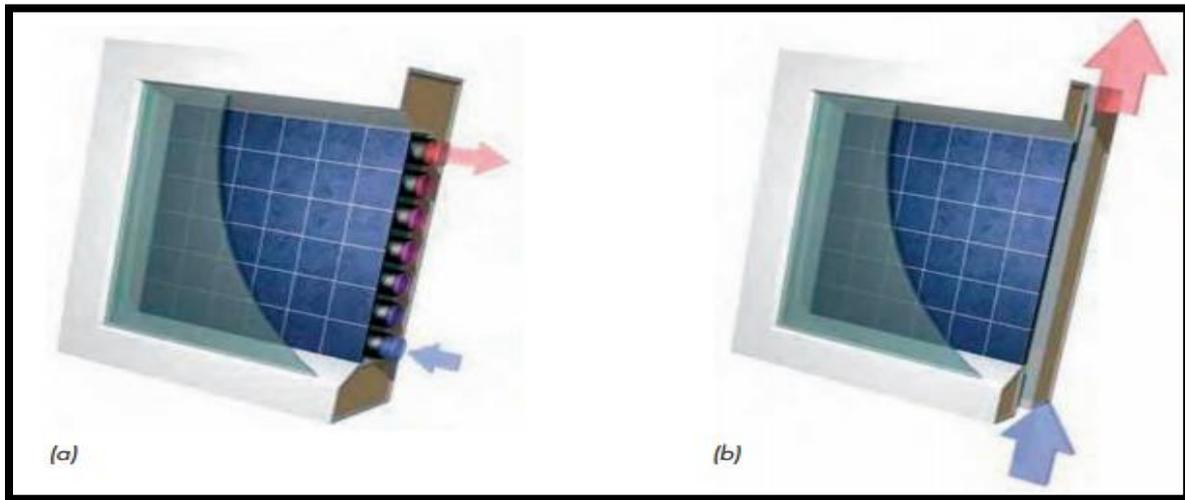


Figure II-9 : (a) PVT à eau, (b) PVT à air

II.5 Conclusion

L'inconvénient majeur des cellules photovoltaïques est leur faible rendement. En effet, seule une petite partie de la puissance du rayonnement incident peut être convertie en électricité. De plus, les radiations non converties chauffent le panneau, ce qui réduit encore le rendement des cellules, inversement proportionnel à leur température.

D'où l'idée de réaliser des capteurs combinés photovoltaïques/thermiques qui réunissent sur une même surface le solaire thermique et le solaire photovoltaïque. L'avantage de cette combinaison est double : elle permet d'une part de refroidir les cellules photosensibles, ce qui évite la perte de rendement électrique, et d'autre part de récupérer une partie de l'énergie non convertie sous forme de chaleur. Les collecteurs solaires hybrides devraient recueillir la grande partie sinon la totalité de l'énergie disponible à la surface exposée au rayonnement solaire. De plus, les coûts de fabrication et d'installation sont relativement réduits.

CHAPITRE III

CHAPITRE III

Intégration des capteurs

solaires hybrides

PVT dans l'habitat

Chapitre III

Intégration des capteurs solaires hybrides PVT dans l'habitat

introduction

L'intérêt grandissant pour le développement de bâtiments à haute efficacité énergétique est fortement lié aux efforts récents concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et aux réserves limitées en ressources énergétiques fossiles ou fissiles.

Dans ce contexte, l'intégration à grande échelle de composants solaires tels que les modules photovoltaïques et les capteurs solaires thermiques dans l'enveloppe du bâtiment est l'une des directions privilégiées devant conduire à une production locale d'énergie.

Cependant, la surface de toit avec une bonne orientation disponible pour l'installation de composants solaires est de façon générale limitée, ce qui, à court ou moyen terme peut conduire à un conflit entre son utilisation pour la production de chaleur solaire ou bien d'électricité.

Un module photovoltaïque (PV) classique de technologie silicium cristallin convertit entre 12 et 18 % de l'énergie solaire incidente. Pour arriver à ce résultat, un module PV absorbe en réalité entre 80 et 90% du rayonnement incident, dont la majeure partie est dissipée sous forme de chaleur, augmentant ainsi la température interne du module. Cette augmentation de la température réduit sensiblement les performances électriques du module.

Dans ce contexte, l'utilisation de capteur multi énergie et multi fonctionnel photovoltaïque thermique (PVT) permet à la fois de convertir l'énergie solaire captée en électricité mais aussi de valoriser l'autre part, habituellement perdue, en chaleur. Cela permettrait une utilisation optimale de la surface de toit disponible grâce à une double production énergétique tout en assurant une meilleure homogénéité visuelle.

III.1 Le montage de capteur solaire hybride PVT sur toiture

L'intégration de capteur solaire hybride PVT, en façade ou en toiture reste un scénario le plus souvent tourné vers des constructions neuves. Cependant, il s'agit la plupart du temps de le fixer sur une toiture existante et parachevée à l'aide d'un cadre ou d'autres moyens de fixation.

1. Système appliqués à posteriori

Dans ce cas le capteur solaire hybride PVT porte sur des rails permettant de le fixer sur une toiture existante. Ces rails comportent une rainure dans laquelle une tige vient s'adapter. Les fixations proprement dites des capteurs PVT y sont assemblées, de façon à ce qu'ils puissent disposer d'un certain jeu, mais tout en étant limités dans leur possibilité de mouvement dans les rainures. L'assemblage du capteur PVT est réalisé au moyen d'un système de rainure et languette [47]

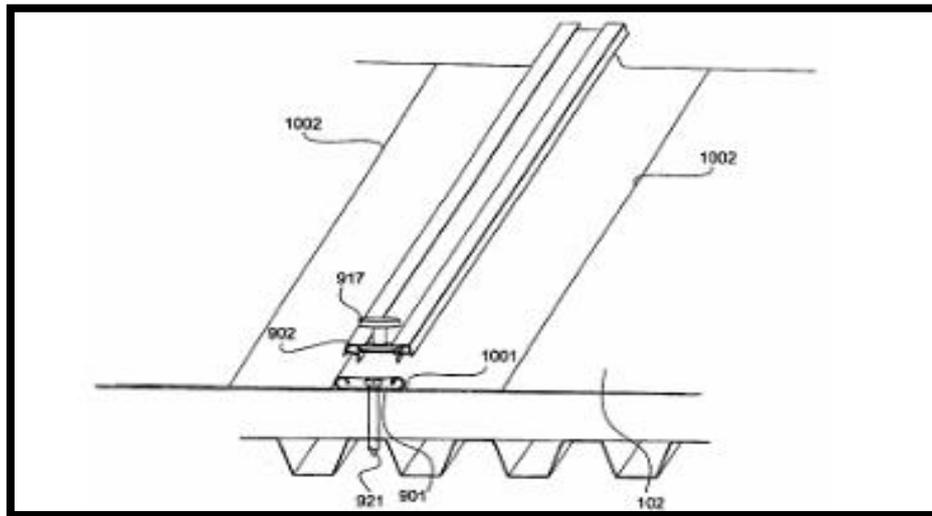


Figure III-1 : système appliqué sur les toits

2. Système intégré

Les capteurs hybrides PVT sont installés à la place des tuiles et non en superposition de celles-ci. Autant que possible, l'installation des capteurs doit se faire directement sur le lattis ou les chevrons, afin d'intégrer l'épaisseur des capteurs dans l'épaisseur du toit.

Dans le cadre de ce système, le capteur solaire hybride PVT a d'abord porté sur une couverture de toiture constituée d'une membrane étanche à l'eau. La face intérieure de cette membrane est accessible étant donné que la toiture n'avait pas été recouverte préalablement. La face supérieure comporte un système de fixation intégré permettant ensuite de fixer plus facilement les capteurs solaires hybrides PVT.

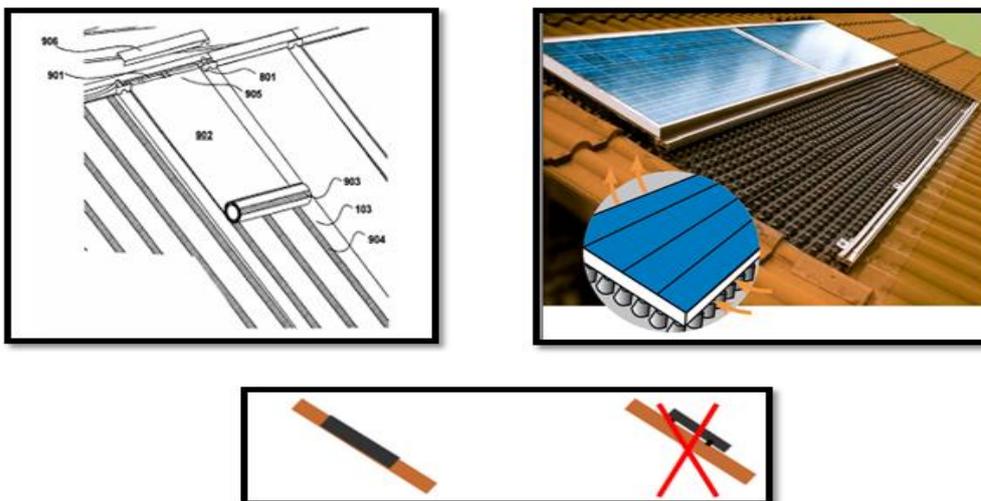
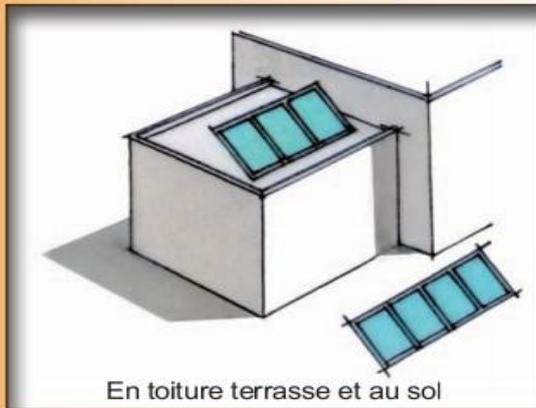
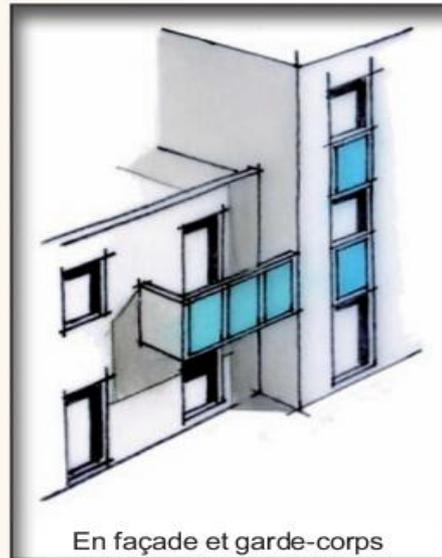


Figure III-2 : Intégration de capteur PVT à la façade d'une maison

3. Les types d'implantation



En toiture terrasse et au sol

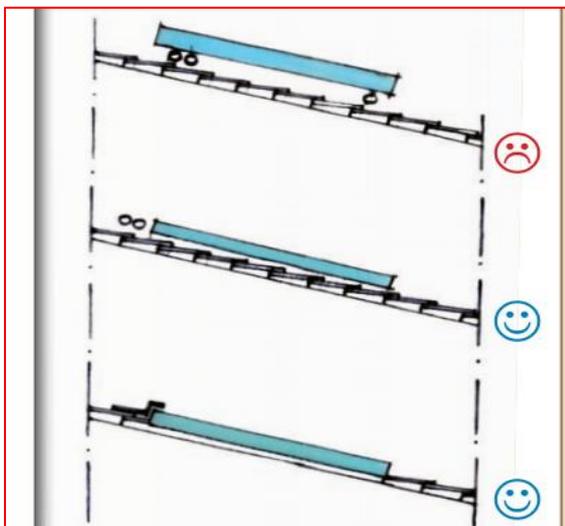


En façade et garde-corps



En toiture tuiles et en auvent

a) Pose sur une toiture en tuiles



**EVITER**

Les types de capteurs augmentant l'effet de superposition (gabarit, passage de tuyauteries, etc..).

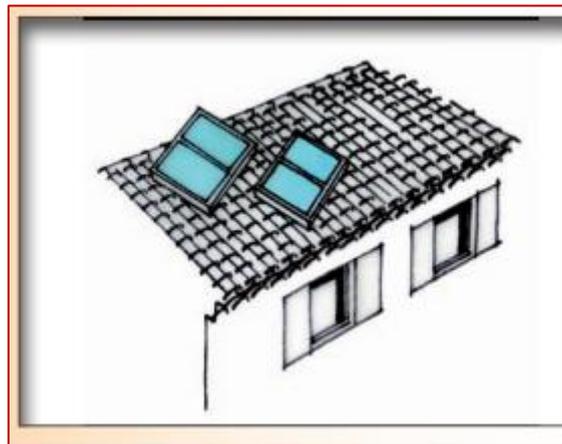
**PRIVILEGIER**

Dans le cadre d'une construction neuve, il est évident qu'une pose encastrée des capteurs est souhaitable.

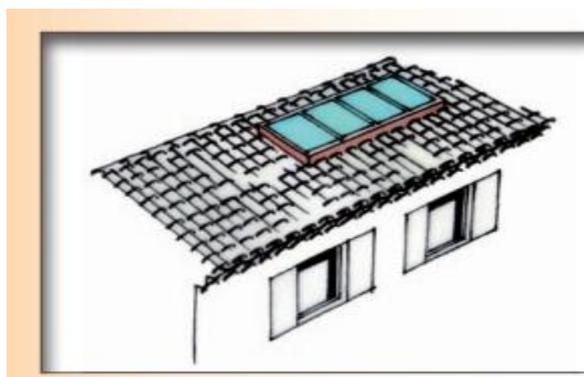
D'estomper l'effet de superposition par le choix d'un panneau de faible hauteur et en soignant la pose des tuyauteries.

**EVITER**

D'éparpiller les capteurs et ne jamais les implanter sans scrupuleusement respecter l'orientation et la pente de la toiture.

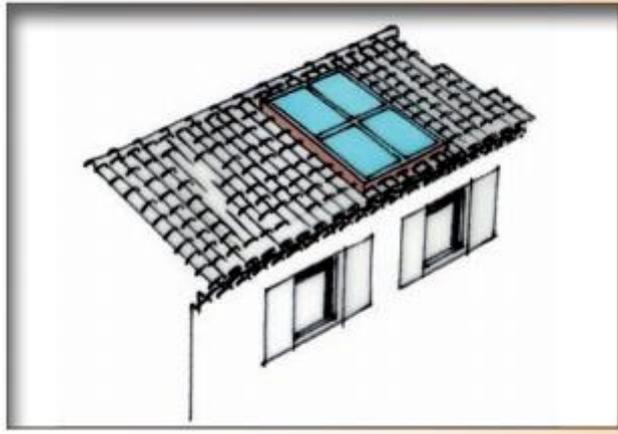
**EVITER**

Une implantation près du faîtage et une pose amplifiant l'effet de superposition.

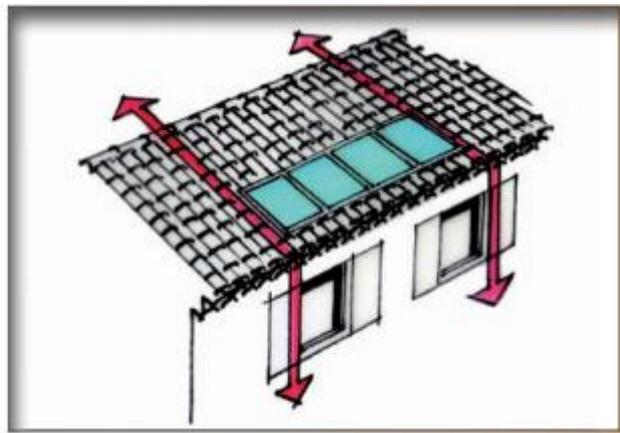


**EVITER**

Une implantation verticale proportionnelle du champ de capteurs.

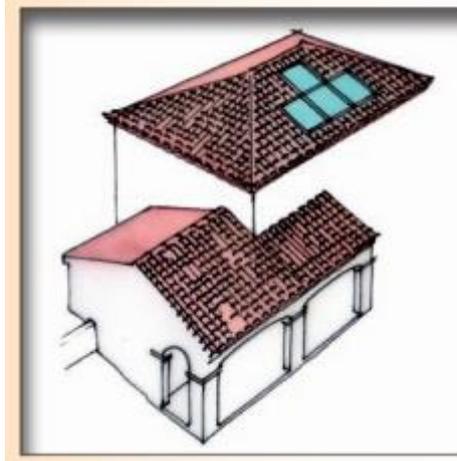
**PRIVILEGIER**

Une pose encastrée ou en superposition estompée ; une implantation en bas de la toiture avec une implantation horizontale proportionnelle du champ de capteurs ; un alignement entre le champ capteurs et les ouvertures de la façade.

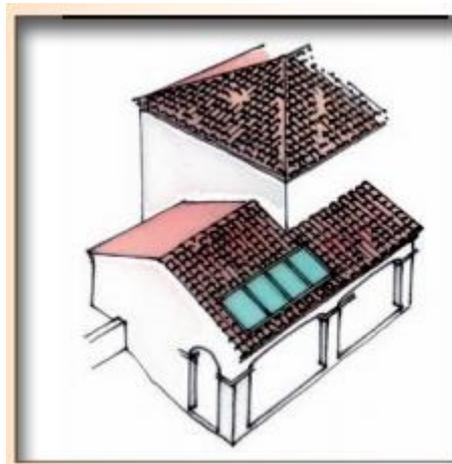


**EVITER**

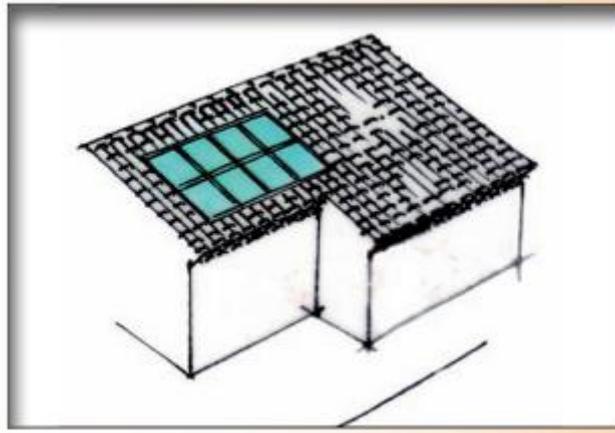
Les toitures principales et les toitures à quatre pans.

**PRIVILEGIER**

L'implantation du champ de capteurs sur une secondaire et une position tenant compte de l'ordonnancement des façades.

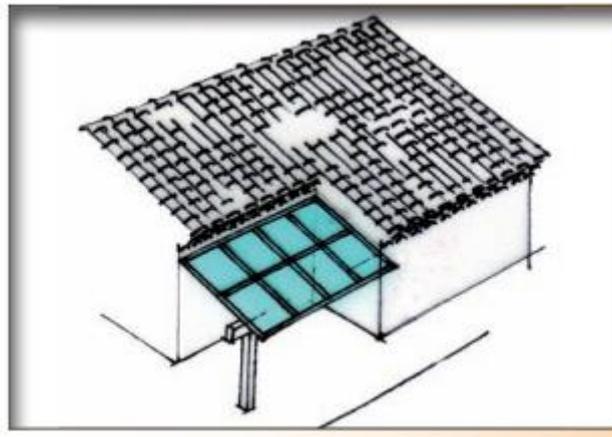
**EVITER**

La pose sur une toiture existante, dans le cadre d'un champ de capteurs significatif en termes de surface.



PRIVILEGIER

L'utilisation de capteurs comme un élément à part entière, de la composition architecturale (création d'un auvent, d'une terrasse couverte, d'une brise-soleil, etc....).



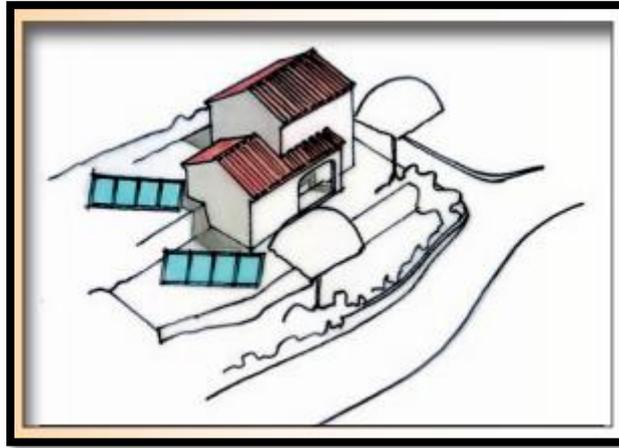
b) Implantation au sol

Dans le cadre d'un habitat diffus et suivant les opportunités offertes par le terrain libre, il est possible de désolidariser les capteurs solaires hybrides PVT du bâti. Mais, il y a des précautions à prendre :

- Préférer une implantation en aval du terrain ou en fond de parcelle,
- Profiter des talutages naturels de la parcelle pour « adosser » le champ de capteurs solaire hybrides PVT,

**EVITER**

Une implantation hétérogène des capteurs, uniquement vouée à optimiser le rendement de l'installation.

**PRIVILEGIER**

Une implantation basse d'un champ de capteurs homogène, peu visible du domaine public et avec orientation tenant compte de site.



III.2 chauffage des bâtiments avec PVT à eau

1. Principe de fonctionnement

Les besoins énergétiques de notre habitation sont les charges électriques (lampes à courant continu et ventilateurs) et les charges thermiques (chauffage de l'eau et de l'espace). Nous présenterons seulement la variation des quantités d'énergies électriques et thermiques globales produites par notre système PVT. La (figure III-3) montre une description générale du système.

Le système est constitué d'un capteur solaire hybride à eau de type monocristallin, d'un réservoir de stockage de l'eau qui est chauffé par le capteur PVT et par un appoint électrique, un système de stockage électrique (batteries) et un convertisseur continu alternatif pour les ventilateurs et pour la résistance d'appoint.

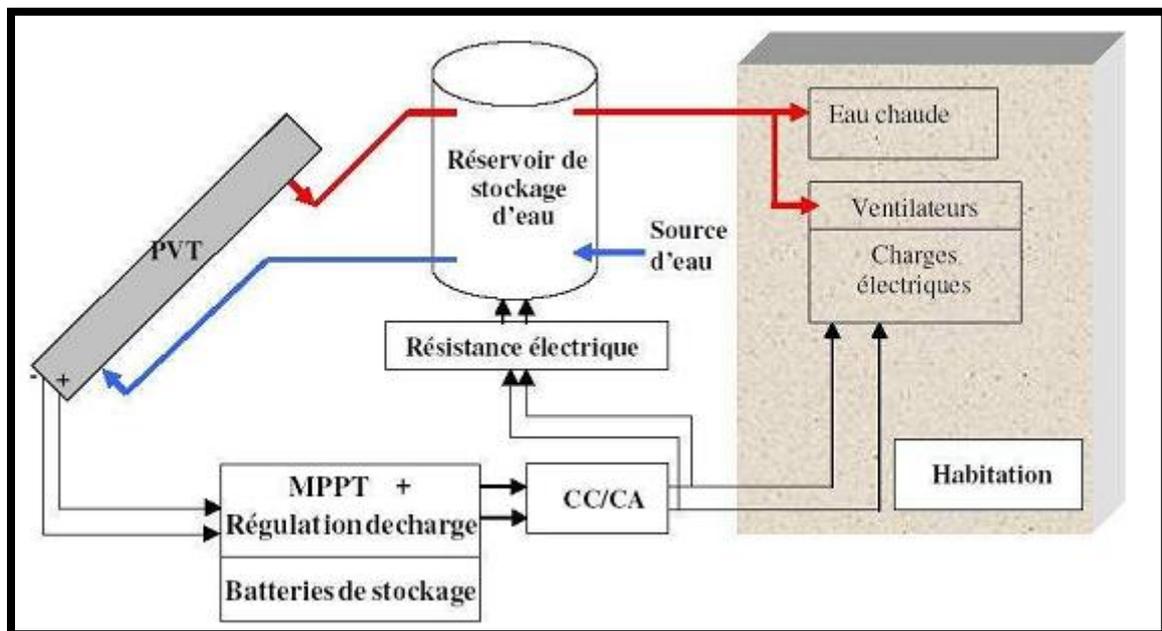


Figure III-3 : Schéma générale du système de cogénération à base de capteur hybride PVT [48]

❖ Chauffage de l'eau

Le système de chauffage de l'eau sanitaire contient un serpentin immergé dans le réservoir et un appoint d'énergie effectué par une résistance supplémentaire alimentée en énergie électrique alternatif. Ce dernier fournit la chaleur quand la température du réservoir n'est pas assez élevée pour chauffer l'eau sanitaire à la température de sortie désirée à $T_c = 40^\circ\text{C}$ [48].

➤ Énergie électrique produite par le capteur PVT :

L'énergie totale générée par les capteurs PVT pour alimenter les différentes charges de l'habitation est comme suit :

$$\dot{E}_{\text{PVT}} = \dot{E}_E + \dot{E}_V + \dot{E}_{\text{CEE}} + \dot{E}_{\text{ES}} \quad (\text{III.1})$$

Où:

\dot{E}_E : est l'énergie électrique consommée par l'éclairage des lampes.

\dot{E}_V : est l'énergie électrique consommée par les ventilateurs.

\dot{E}_{CEE} : est l'énergie électrique consommée pour le chauffage électrique de l'espace.

\dot{E}_{ES} : est l'énergie électrique consommée pour le chauffage de l'eau sanitaire.

❖ Energie thermique produite par le capteur solaire PVT

Le flux de chaleur transféré entre le capteur PVT et le réservoir thermique est donné par :

$$Q_{PVT} = \dot{m}_S C_P (T_{RESE} - T_{RES}) \quad (III.2)$$

Telle que T_{RESE} est la température d'entrée de réservoir de stockage. La température du réservoir T_{RES} diminue linéairement avec Q_{PVT} . Le débit masse peut être augmenté pour une plus grande production de chaleur du capteur PVT.

$T_{RES_{max}}$, est la température maximale du réservoir qui est déterminée par l'énergie thermique cédée par le capteur PVT et peut être donnée comme suit :

$$T_{RES_{max}} = T_{RESE} - \frac{\dot{Q}_{PVT_{max}}}{\dot{m}_{S_{max}} \times C_P} \quad (III.3)$$

Où :

$\dot{Q}_{PVT_{max}}$: est l'énergie thermique totale disponible du PVT par heure

$\dot{m}_{S_{max}}$: est le débit massique maximum

Un bilan thermique autour du réservoir de stockage thermique donne :

$$\dot{Q}_{PVT} - \dot{Q}_{ES} - \dot{Q}_P = \dot{m}_{RES} C_P \frac{dT_{RES}}{dt} \quad (III.4)$$

Où:

\dot{Q}_P est le flux de chaleur, représentant les pertes thermiques du RST vers le milieu extérieur, \dot{Q}_{ES} est le flux de chaleur transféré du réservoir à l'eau sanitaire, \dot{Q}_{PVT} est le flux de chaleur cédé par le capteur PVT, m_{RES} est la masse de l'eau contenue dans le réservoir, C_P est la chaleur spécifique de l'eau [48].

Le flux de chaleur transféré du réservoir à l'eau sanitaire est comme suit :

$$\dot{Q}_{ES} = \dot{m}_C C_P (T_C - T_F) \quad (III.5)$$

2. Chauffage par le plancher solaire

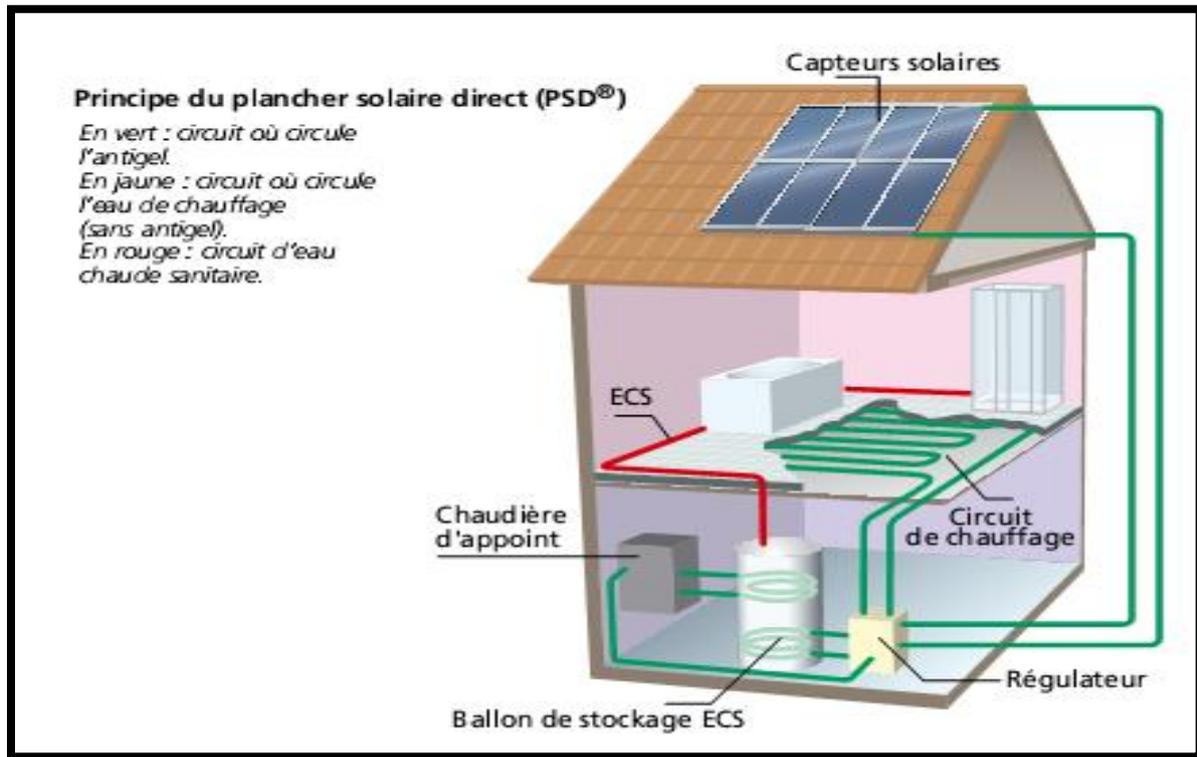


Figure III-4 : chauffage avec plancher solaire [49]

Tous les types de bâtiments, nécessitent des systèmes plus ou moins complexes pour maintenir, pour leurs occupants, une ambiance confortable. Ces systèmes apportent, suivant les saisons, chaleur ou fraîcheur, avec plus ou moins d'efficacité (meilleure ambiance pour une moindre consommation). Le développement récent de l'énergie solaire dans le bâtiment a mis en évidence l'utilisation de capteur PVT, couplés à un stockage thermique.

Dans les systèmes du type planché solaire direct (PSD), c'est la dalle de béton, qui va assurer le stockage de l'énergie et permettre une diffusion de chaleur au cours de la nuit. Le fluide caloporteur, arrivant chaud du capteur hybride PVT, passe directement dans la dalle et repart vers le capteur. Un circuit de dérivation permet de produire l'eau chaude sanitaire (figure III-4) [49].

Le Plancher Solaire Direct est constitué d'une dalle de béton épaisse (26 cm) coulée sur toute la surface de rez-de-chaussée sur hourdis en béton armé Fricker, fortement isolée sur sa face inférieure côté cave par 23 cm de polystyrène et fibralith, comportant un réseau de tubes de chauffage (figure III-5)[50].

Le circuit solaire est directement relié aux capteurs solaires: de forte densité (pas de 20 cm entre tubes), il est noyé à environ 3 cm du fond de la dalle de manière à charger thermiquement tout le volume de la dalle et à imposer un gradient de température vers le haut. Cette position basse assure au P.S.D. ses fonctions de stockage et de déphasage indispensables à une bonne productivité solaire et au confort thermique.

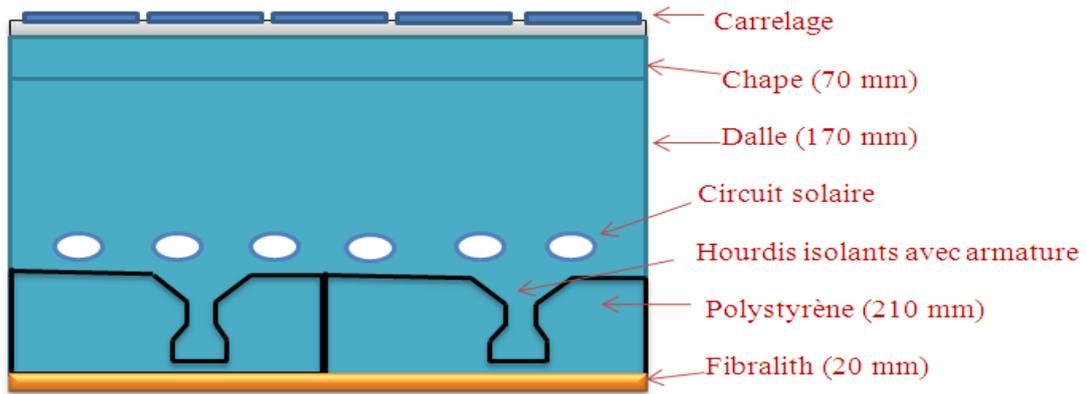
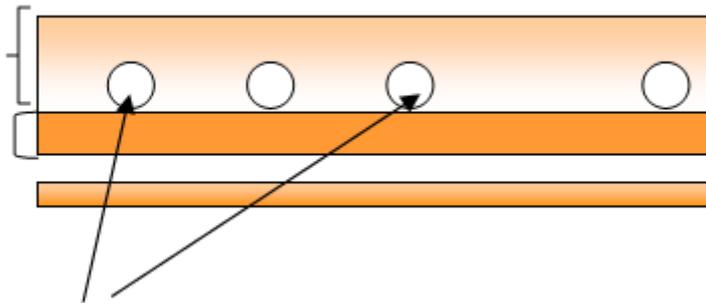


Figure III-5 : le plancher solaire direct

- Caractéristiques de la dalle :
 Conductivité thermique $\lambda = 1.75 \text{ W/m}^\circ\text{C}$
 Masse volumique $M_v = 2300 \text{ kg/m}^3$
 Capacité calorifique $C_p = 0.23 \text{ Wh/kg}^\circ\text{C}$
 Conductivité de l'isolant $\lambda_{is} = 0.04 \text{ W/m}^\circ\text{C}$



Grille de chauffe

La grille de chauffe est un serpentin caractérisé par :

Diamètre intérieur $\varnothing_{in} = 20 \text{ mm}$

Ecartement entre les tubes $w = 20 \text{ cm}$

- **Capteur solaire**

La puissance solaire fournie par les capteurs est donnée par l'équation linéaire suivante [50] :

$$P = \eta_0 I S_c - U_0 S_c (T_m - T_{ex})$$

- **2.5 Calcul du rendement mensuel du plancher**

Le rendement mensuel du plancher est décrit à partir de la formule générale suivante :

$$\eta_p = \rho_0 - \frac{A}{(Er)^n}$$

Pour les dalles épaisses équipées de capteurs solaires noirs [50], on a :

$$\rho_0 = 0.574 + 0.0025\Delta T - 0.045R$$

$$A = (0.0398 \Delta T + 0.0273)(0.6 - R)^{0.25}$$

Où : $n = 0.6$, $R = 0.3$

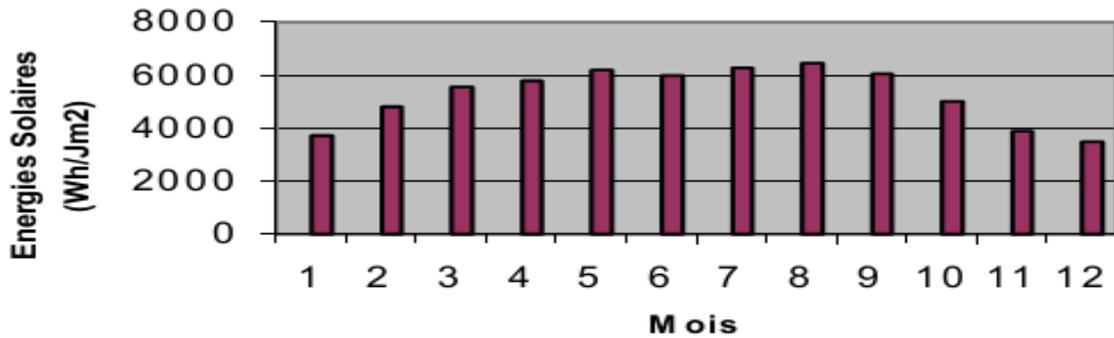


Figure A : l'énergie solaire du système pour chaque mois [50]

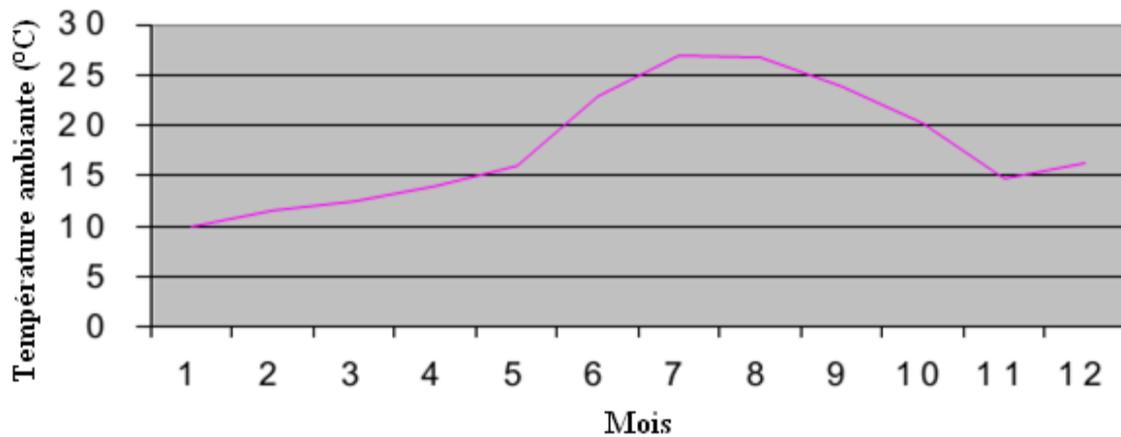


Figure B : l'allure de température ambiante pendant l'année [51]

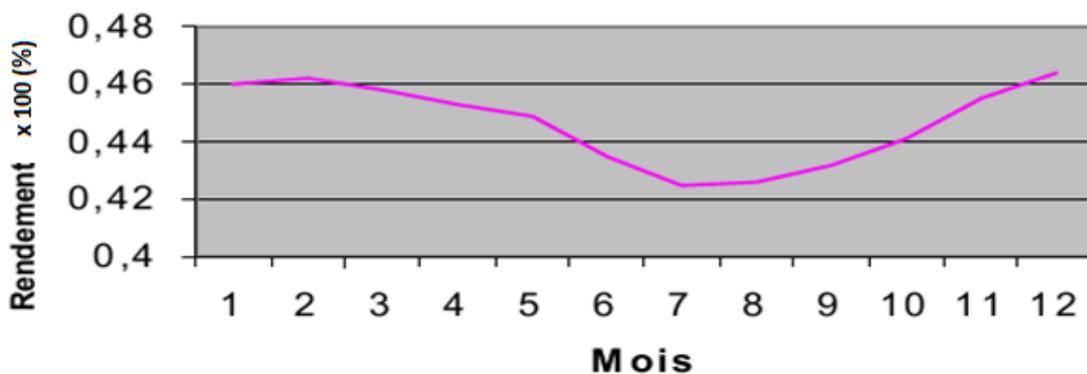


Figure C : le rendement du système obtenu pour chaque mois [50]

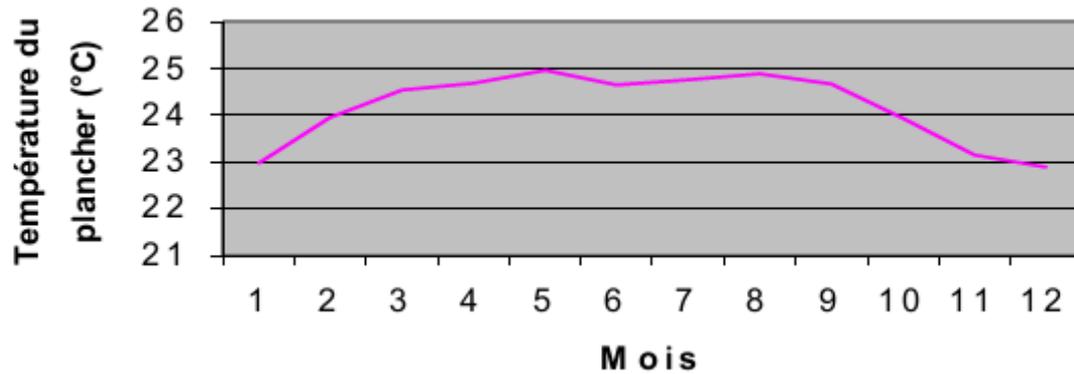


Figure D : température de plancher pendant l'année [50]

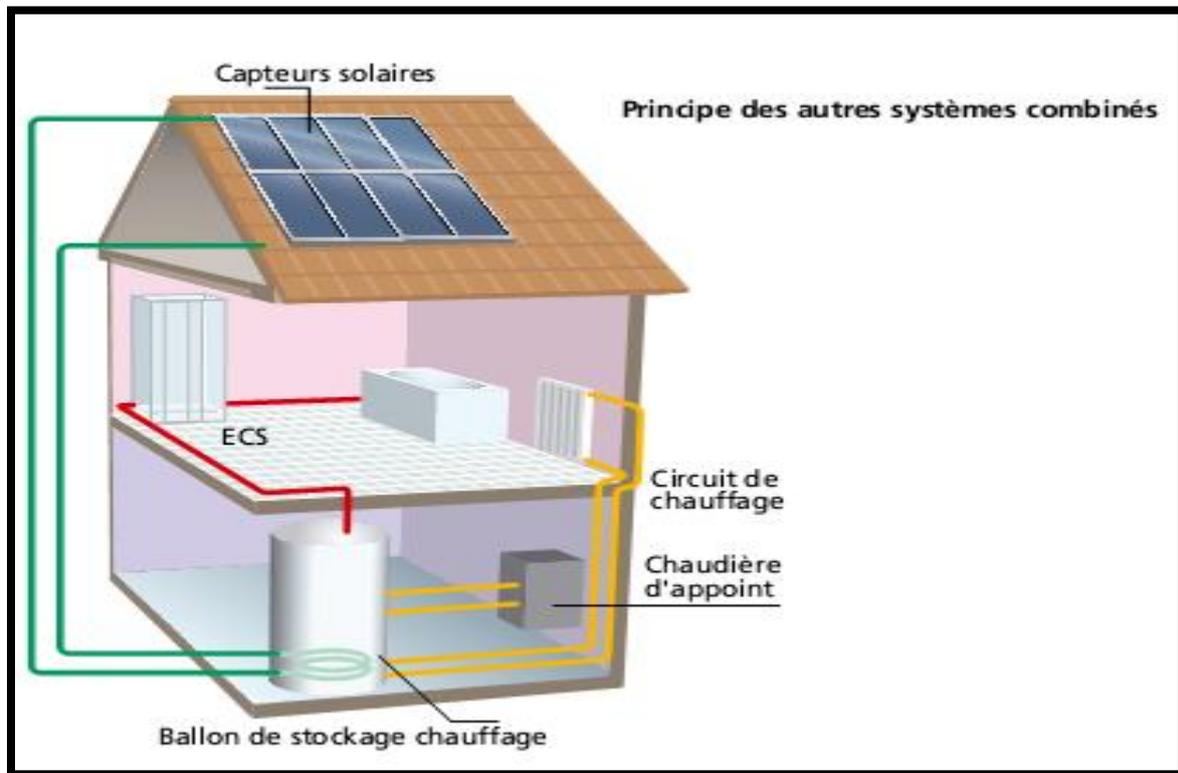
Ce modèle a été utilisé pour simuler le fonctionnement et déterminer les performances d'un PSD sur le site de Bouzaréah (Alger). Les mesures de l'énergie solaire reçue [50] montrent que la valeur moyenne reçue par jour et par m^2 de capteur est plus importante entre le mois de mai et septembre ($\approx 6000 \text{ Wh/m}^2\text{j}$); au-delà de cette période, elle excède les $3000 \text{ Wh/m}^2\text{j}$, ce qui est suffisant pour couvrir les besoins de chauffage de l'installation, ceci est démontré dans la variation du rendement thermique du plancher.

Le rendement mensuel de l'installation varie entre 0,44 et 0,46 quand la température ambiante est basse (au-dessous de 16°C), c'est-à-dire du mois de septembre au mois de mai, donc le rendement thermique du plancher prend la plus grande valeur quand la température ambiante extérieure est au plus bas, ce qui fait qu'on garde un certain confort thermique. Les calculs montrent qu'on peut maintenir la température du plancher au-delà de 23°C en saison hivernal.

3. Chauffage avec radiateur

Les autres systèmes fonctionnent selon le principe suivant : lorsqu'il y a du soleil, la chaleur est stockée dans un réservoir d'eau tampon par le biais d'un échangeur de chaleur.

Cette eau ainsi réchauffée est utilisée pour le chauffage des bâtiments à l'aide d'émetteurs basses températures. L'eau chaude sanitaire peut être produite soit dans un ballon immergé dans le volume tampon, soit par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur situé dans le ballon de stockage (figure III-6).



FigureIII-6 : chauffage avec radiateur [49]

III.3 chauffage des bâtiments avec PVT à air

a) Système 1, chauffage solaire de l'air de ventilation

Ce système constitue le moyen le plus simple, habituellement le moins coûteux pour introduire dans un bâtiment de l'air frais de ventilation chauffé par le capteur hybride PVT.

Ce genre de système a été mis au point au Canada. Un mur orienté au sud est revêtu de capteur PVT, de manière à ce que l'air extérieur puisse passer à travers les canaux d'air de ce dernier. L'air aspiré dans le capteur PVT est chauffé, puis s'élève en raison de l'effet de tirage et de la zone de plus faible pression d'au-dessus (c'est-à-dire l'air chaud étant moins dense que l'air froid, il monte), laquelle est créée par le ventilateur qui déplace l'air vers l'intérieur. Cet air de ventilation préchauffé est alors incorporé au réseau de distribution du bâtiment. Un volet de recirculation commande le mélange d'air provenant des capteurs et de l'intérieur du bâtiment afin de maintenir une température constante de l'air pour la distribution. Le fait d'utiliser le capteur PVT pour préchauffer l'air de ventilation constitue une formule relativement nouvelle figure (III-7) [51].

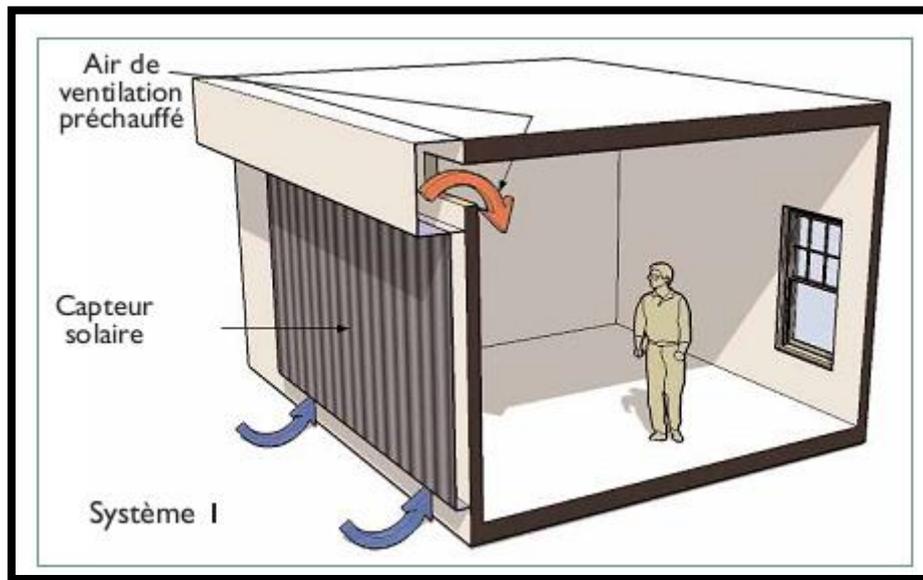


Figure III-7 : Système 1, concept de préchauffe solaire de l'air [51]

b) Système 2, boucle de collecte ouvert

Dans un tel système, l'air circule naturellement ou mécaniquement à travers le capteur, le réseau de distribution, les espaces chauffés avant de retourner au capteur. Il se construit avec ou sans stockage (figure III-8).

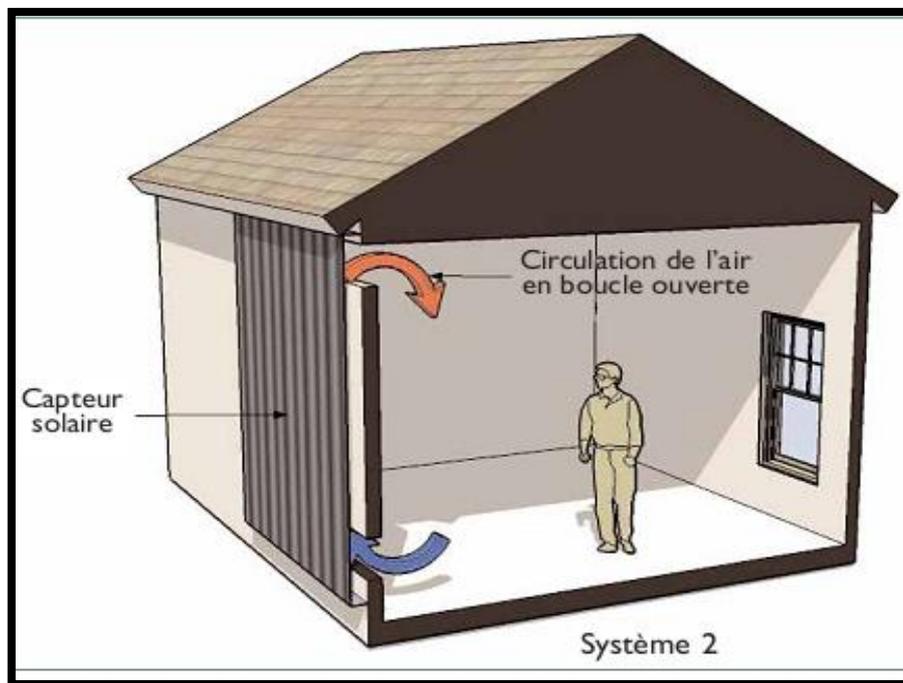


Figure III-8 : système 2, sans stockage

c) Système à double enveloppe

Dans un système de capteur hybride PVT à air à double enveloppe, l'air chauffé par le capteur circule dans les cavités de l'enveloppe du bâtiment, emmitouflant ainsi le bâtiment d'une couche d'air chaud.

Il en résulte une zone tampon qui réduit la charge de chauffage et de climatisation du bâtiment. Le confort intérieur est amélioré parce que la paroi intérieure du mur extérieur est plus chaude. L'enveloppe extérieure peut être composée de matériaux opaques (revêtements extérieurs classiques jumelés à un vide d'air) (figure III-9)[51].

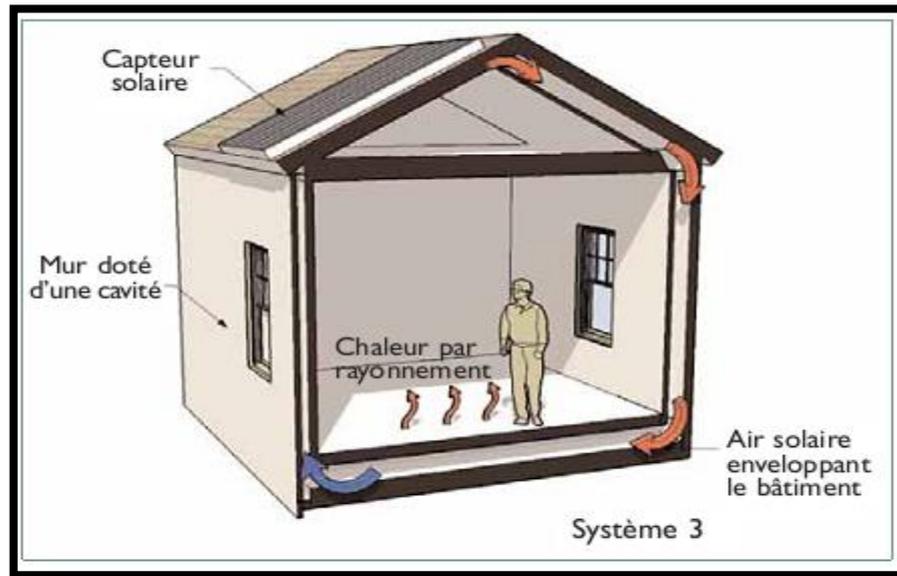


Figure III-9 : système 3, à double enveloppe

d) Système 4, boucle de collecte fermée et stockage thermique

Dans un tel système, le capteur hybride PVT à air est raccordé à l'installation de stockage intégrée au bâtiment. L'air circule dans une boucle fermée, habituellement à l'aide d'une force de convection assistée par un ventilateur, à travers le capteur PVT jusqu'au médium de stockage puis de retour au capteur. La paroi de stockage qui fait face à la pièce libère de la chaleur par rayonnement et par convection à la pièce (figure III-10).

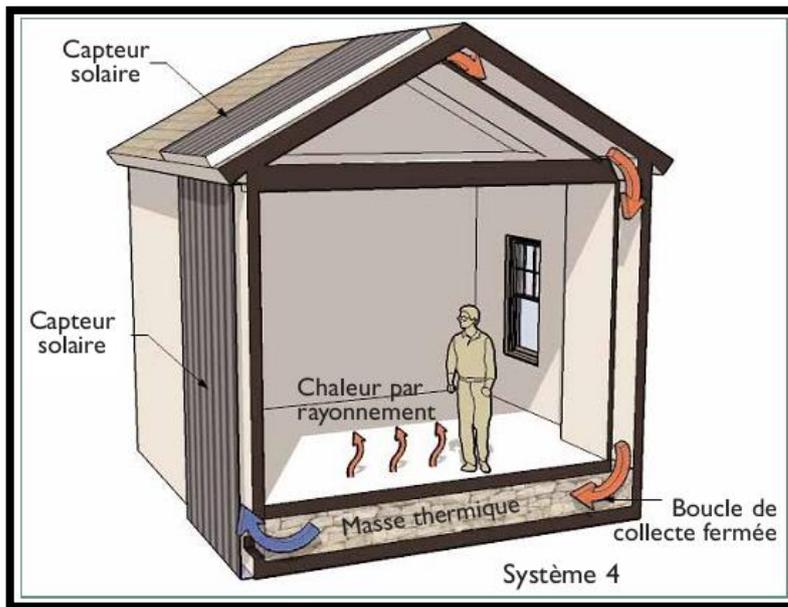


Figure III-10 : système 4, boucle de collecte fermée et stockage thermique

III.4 Le mur Trombe-Michel

Il doit son nom au Professeur Félix Trombe, célèbre pour ses travaux sur les fours solaires, et à l'architecte Jacques Michel, qui ont tous deux participé à son élaboration.

Le mur Trombe-Michel est un système directement incorporé au mur d'une maison. Une des parties d'un mur extérieur est remplacé par du double vitrage derrière lequel est situé un mur de béton (le mur de béton se trouve donc dans la maison) (figure III-11).

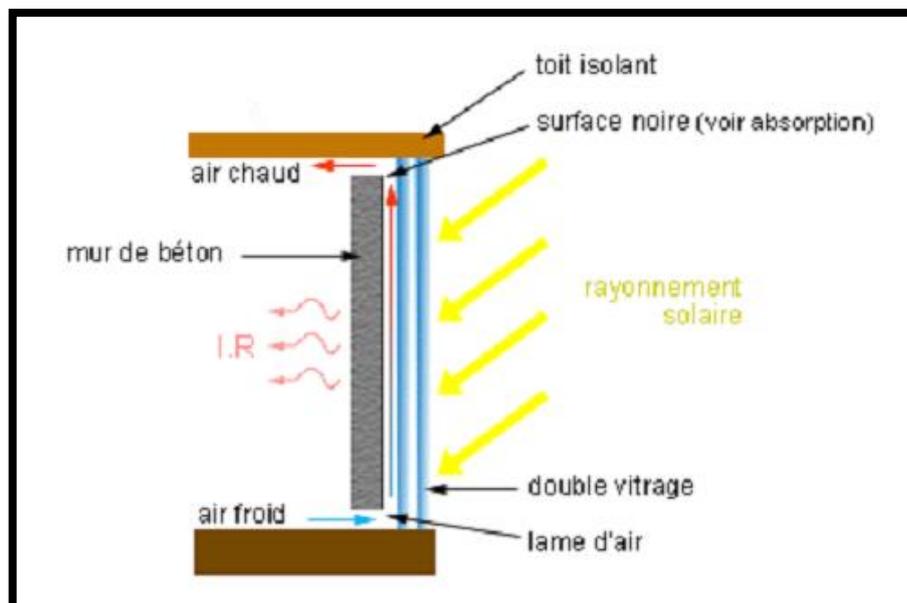


Figure III-11 : Principe de fonctionnement de mur trombe

C'est encore le principe de l'effet de serre qui est utilisé ; le mur capte la chaleur et en utilise une partie pour chauffer l'air situé entre le mur de béton et le double vitrage. L'air chaud étant moins dense que l'air froid, il monte. C'est cette circulation qui assure le chauffage de la maison (dans la pièce, l'air froid est chassé par l'air chaud entre le mur et le double vitrage).

L'épaisseur du mur est telle qu'elle permet de conserver une partie de la chaleur absorbée durant le jour et de la restituer plus tard (la nuit par exemple). Donc le chauffage se fait :

- soit directement par l'air ;
- soit par rayonnement lent (infrarouge) : le mur transmet lui-même par rayonnement IR à l'air de la maison une partie de la chaleur qu'il a reçue du soleil.

Il est important de préciser que ces systèmes sont dans la plupart des cas complétés par un système d'appoint (résistance placée dans le chauffe-eau ou chauffage classique) afin de compléter si nécessaire les besoins énergétiques.

III.5 Comparaison avec des systèmes standards

Afin de faire ressortir l'intérêt de ces composants hybrides, une comparaison entre les performances de l'installation PV-T étudiée et d'installations purement solaire thermique et purement solaire PV de même surface est présentée (voir figure III-12).

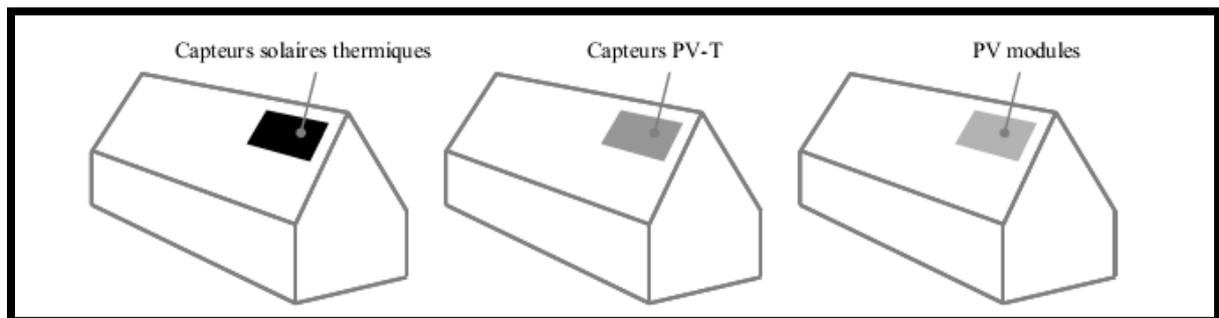


Figure III-12 : Présentation des trois configurations étudiées (surface des capteurs : 4,62 m²)[52]

Pour le capteur thermique et le module PV, des valeurs de référence ont été utilisées. Les résultats de ces simulations pour une installation située à Chambéry sont présentés dans la figure III-13. La production annuelle électrique Q_{elec} de l'installation purement solaire PV est de 769 kWh ce qui correspond à un rendement annuel de 13,4%. La production thermique Q_{th} de l'installation purement solaire thermique est de 2605 kWh (564 kWh/m²) et la fraction solaire correspondante est de 0,62.

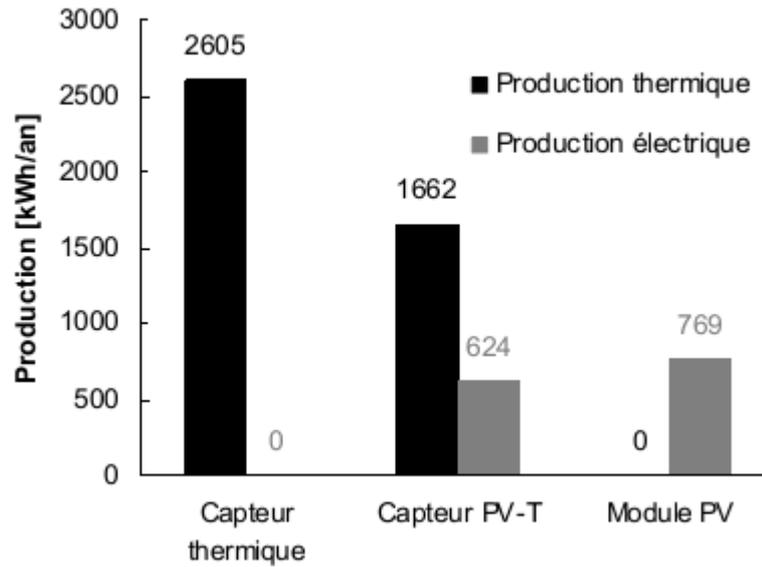


Figure III-13 : Production thermiques et électriques annuelles des trois configurations étudiées [52].

Le résultat de ces simulations montre qu'une installation intégrant un capteur PV-T voit sa production thermique diminuer d'environ 36% par rapport à un capteur thermique pure et sa production électrique diminuer d'environ 19% par rapport à un capteur PV pur. Néanmoins, pour une installation intégrant un capteur PV-T, la production totale (électrique et thermique) annuelle du capteur PV-T (2286 kWh) est supérieure à celle d'une installation purement électrique (769 kWh) et presque aussi élevée qu'une installation purement thermique (2605 kWh).

III.6 Conclusion

Nous avons présenté dans ce paragraphe un système de cogénération basé sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques dessiné à approvisionner en énergie électrique et thermique une habitation, en particulier le chauffage de l'eau et de l'espace ainsi que les charges électriques nécessaires. Au vu de leurs performances, les PV/T forment un système énergétique complet pour l'alimentation en énergie électrique et thermique d'une habitation.

Chapitre IV

Présentation du système hybride PVT

Chapitre IV

Présentation du système hybride PVT

IV.1 Présentation du capteur solaire hybride PVT

Le capteur solaire hybride PVT, est constitué de deux parties bien distinctes, à savoir: un module solaire photovoltaïque et un élément installé en face arrière qui fait usage de capteur thermique plan. Le capteur hybride PVT produit en même temps, de l'énergie électrique pouvant servir à l'alimentation des équipements électriques existant dans une habitation et de l'énergie calorifique pour le chauffage de l'habitation ou la production d'eau sanitaire.

Pour la caractérisation de ce capteur hybride, les propriétés électriques, géométriques et autres sont présentées sur le tableau suivant. A cet effet, un prototype, se référant à un système de capteur hybride PVT avec ses équipements accessoires (cuve de stockage pompes, tuyauteries,...) est réalisé.

a) Propriétés géométriques et électriques du capteur

Le capteur hybride a les propriétés géométriques et électriques suivantes:

propriétés		paramètres	Valeur
Géométrique (dimensions) et autres	Module photovoltaïque PV	Longueur	1660 (mm)
		Largeur	860 (mm)
		Hauteur	105 (mm)
		Poids	32 (kg)
		Nombre de cellules	72 (monocristal lin)
		Dimension de la cellule	125 × 125 (mm)
		Epaisseur de la cellule	0.4 (mm)
		Conductivité de la cellule K_{cel}	$K_{cel} = 148 \text{ W/m.K}$
		Absorptivité de la cellule α_{cel}	$\alpha_{cel} = 0.83$
		Conductivité du verre K_v	$K_v = 1 \text{ W/mK}$
		Transmittivité du verre τ_v	$\tau_v = 0.95$
		Conductivité du tedlar K_{ted}	$K_{ted} = 0.033 \text{ W/m}^\circ\text{K}$
	Absorptivité du tedlar α_{ted}	$\alpha_{ted} = 0.5$	
	Partie thermique	Diamètre des conduits de fluide caloporteur	$D_{int} = 15 \text{ mm}$, $D_{ext} = 21 \text{ mm}$
		Distance entre les conduits W	$W = 10 \text{ mm}$
		Cadre (en aluminium anodisé noir)	X
Longueur A , Largeur B , Epaisseur C de l'absorbeur (en cuivre)		$A = 1400 \text{ mm}$, $B = 500 \text{ mm}$, $C = 0.2 \text{ mm}$	

		Absorptivité de la plaque absorbante α_{abs}	$\alpha_{abs} = 0.8$
		Epaisseur de l'isolant (Laine de roche)	25 (mm)
		Résistance thermique	$>200^{\circ}\text{C}$
		Conductivité de l'isolant K_{iso}	$K_{iso} = 0.042\text{W/mK}$
		Débit d'eau recommandé	65 l/h $\sim 0.065\text{ m}^3/\text{h}$
		Pression de test	20 bars
		Pression de service	10 bars
		Température de service maximale autorisée	70°C
		Température de stagnation	65°C
		Coefficient de déperdition thermique par conduction (U1)	1,7 W/ (m ² °C)
		Coefficient de déperdition thermique par convection (U2)	0 W/ (m ² °C)
		Pertes de charge	119mbar
		Puissance de capteur PVT (W)	180W_{électrique}, 765W_{thermique}
électriques	Module photovoltaïque	Tension à puissance maximale	36.5 V
		Intensité maximale	4.93 A
		Rendement de conversion	15%

Tableau IV.1: Propriétés géométriques, électriques et autres, du capteur hybride PVT

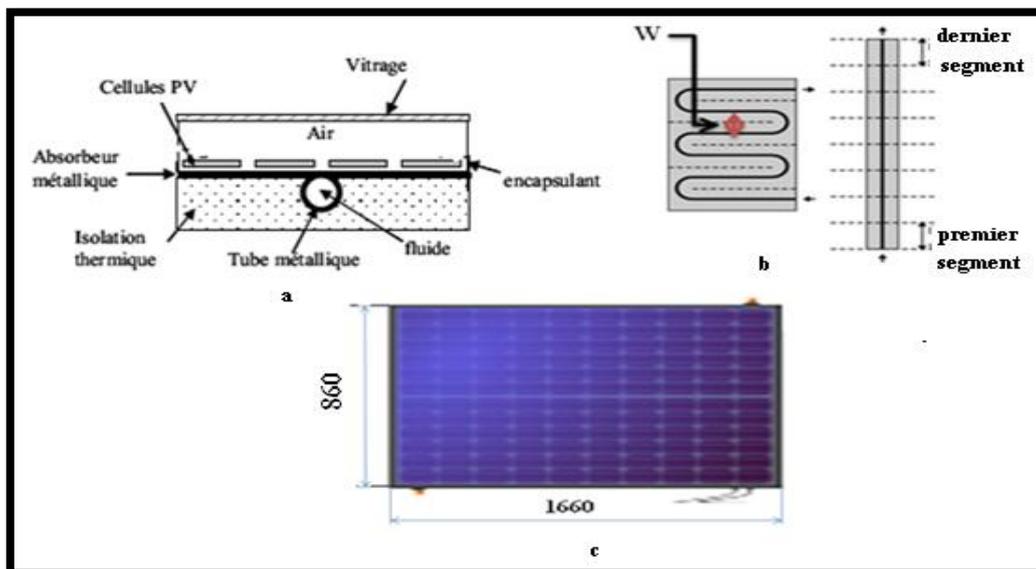


Figure IV-1: a) les composants de capteur hybride PVT, b) serpentin en cuivre, c) dimension de capteur PVT

b) Type de cuve de stockage

La cuve de stockage d'eau est généralement cylindrique, horizontale ou verticale. Elle peut également être sphérique. La forme de cette cuve ou de ce ballon est dépendante des capteurs thermiques mis en place pour une application donnée. Une vue de cette cuve de stockage est présentée ci-après. Cette cuve est calorifugée par un matériau isolant (polyuréthane expansé, laine de verre, laine de roche,...).

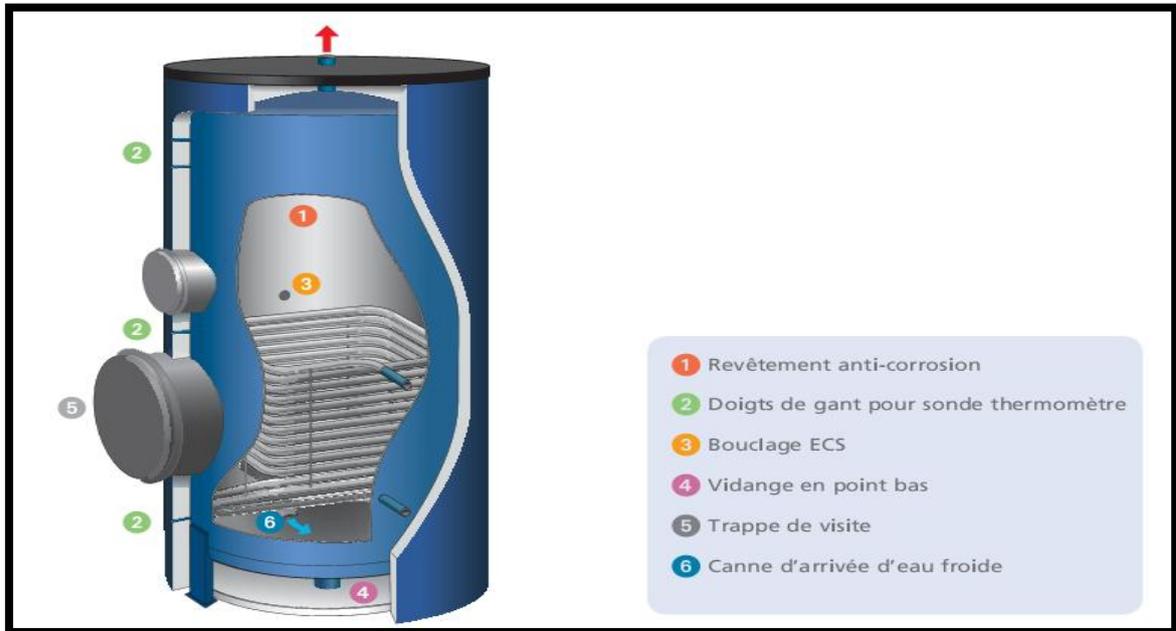


Figure IV-2: ballon de stockage

Le dimensionnement de ballon de stockage est rapporté dans le tableau suivant:

Capacité	600 litres	réservoir	Technologie émaillage direct
H _b (mm)	2020	Tenue de température	105°C
D _b (mm)	750	Traitement de surface	Couche d'émaillage à 850°C
Thermo plongeur	Résistance électrique chromée 2.4KW+thermostat	Isolation thermique	Polyuréthane injectée, densité 30 et son épaisseur est de 50mm
Pression de service	7 bars	Enveloppe extérieure	Tôle galvanisée traité avec peinture électrostatique à 220°C
Pression d'essais	14 bars	Manchon pour thermomètre	Vidange centrale en point bas
Poids	207 kg	Volume net	572 litres

Tableau IV.2: Dimension et paramètres physiques de ballon de stockage

De plus, le ballon de stockage est équipé d'une soupape de sécurité, d'un clapet anti-retour et d'une vanne d'isolement.

La soupape de sécurité permet de limiter la pression si celle-ci dépasse la pression de service fixée à 7 bars : une vanne s'ouvre automatiquement pour faire baisser la pression d'entrée au ballon de stockage. Le clapet anti-retour permet d'éviter une circulation inverse de l'eau, afin de ne pas refroidir l'eau du ballon de stockage.

- **Ballon de stockage**

Il a une capacité de 600 litres ; un échangeur est immergé à l'intérieur comme on peut le voir dans la (figure IV-3).



Figure IV-3: Dimension du ballon de stockage

IV.2 Orientation

De toute évidence, le capteur hybride PVT doit être orienté quand c'est possible vers le Sud, et incliné d'un angle égal à la latitude du lieu + ou -10° (inclinaison hivernale et estivale respectivement).

Pour la connaissance réelle du potentiel solaire d'un site où il est prévu d'installer ces équipements de conversion, il est nécessaire de connaître la position du soleil dans le ciel, on utilise deux angles: la hauteur h du soleil et son azimut a , représentés ci-dessous.

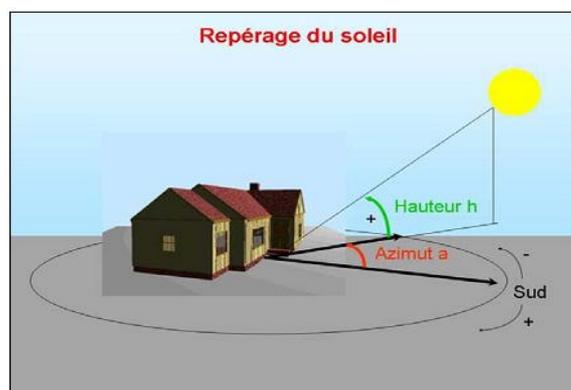


Figure IV-4: Repérage de soleil

IV.3 Mise en œuvre

La mise en œuvre repose sur le même principe que les capteurs solaires photovoltaïques traditionnels. La différence est le fluide caloporteur qui circule dans le capteur hybride PVT en face arrière. Dans l'exemple ci-après d'une habitation de type R+ 1 occupée par une famille de 8 personnes, quatre à cinq éléments de capteurs solaire hybrides PVT, de puissance $180W_{el}/765W_{th}$ pour chacun d'entre eux, sont raccordés au réseau d'alimentation en eau et également raccordés à quatre à cinq onduleurs pour la conversion du courant continu à l'alternatif, un par capteur hybride de base, en d'un système de contrôle. (voir figure IV-5).

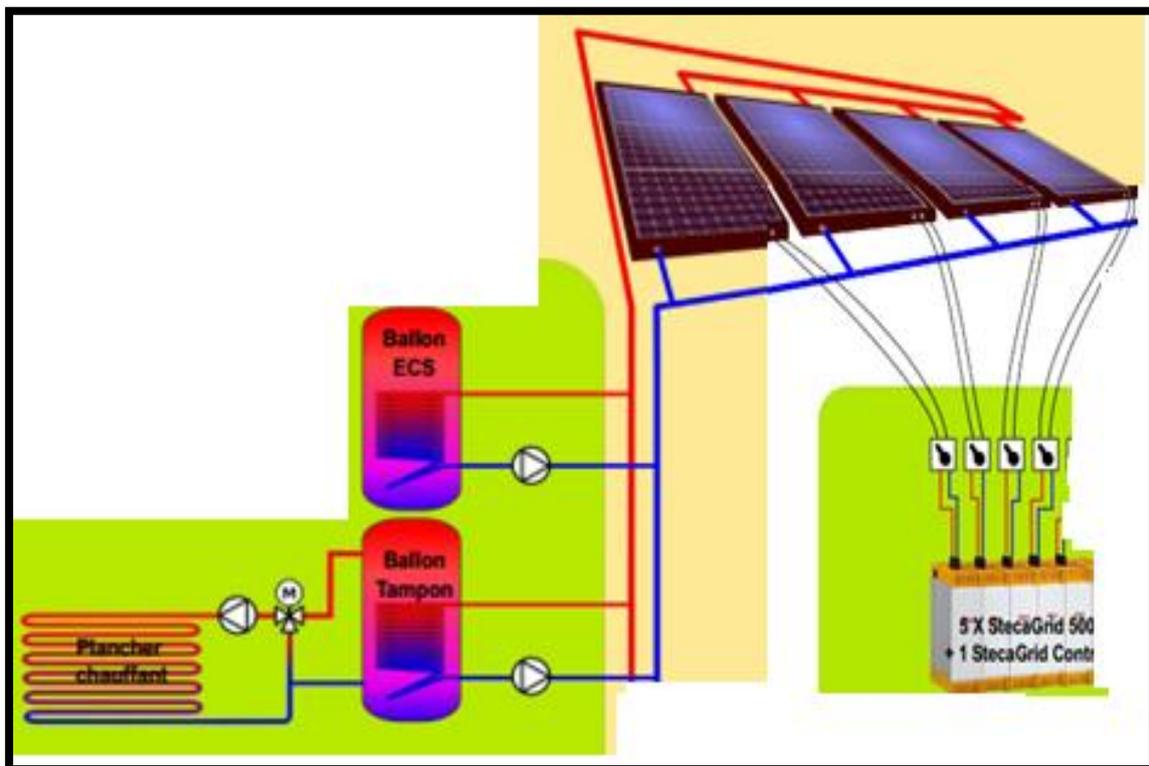


Figure IV-5: Mise en œuvre de système

➤ Estimation des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire

a) Besoins de chauffage

Le chauffage est assuré par un plancher chauffant ; il se comporte comme un grand radiateur diffusant de la chaleur en tous points des pièces de l'habitation. Il permet d'obtenir une température de 23°C en saison hivernale, grâce à un système se trouvant dans le plancher, qui véhicule de l'eau chaude à basse température. L'homogénéité de la chaleur se fait avec une répartition verticale dans la pièce à chauffer. Ceci est valable pour de grands volumes à chauffer. Le chauffage traditionnel se fait avec de l'air qui s'accumule au plafond.

L'idée de départ est donc de chauffer une habitation en utilisant le phénomène d'inertie du sol tel qu'une dalle en béton. Un réseau de tuyauteries noyées dans la masse de béton apporte la chaleur

au système. Une fois que cette masse est chauffée, elle va restituer l'énergie dans les pièces de l'habitation par le phénomène de rayonnement de la chaleur.(Figure IV-6).

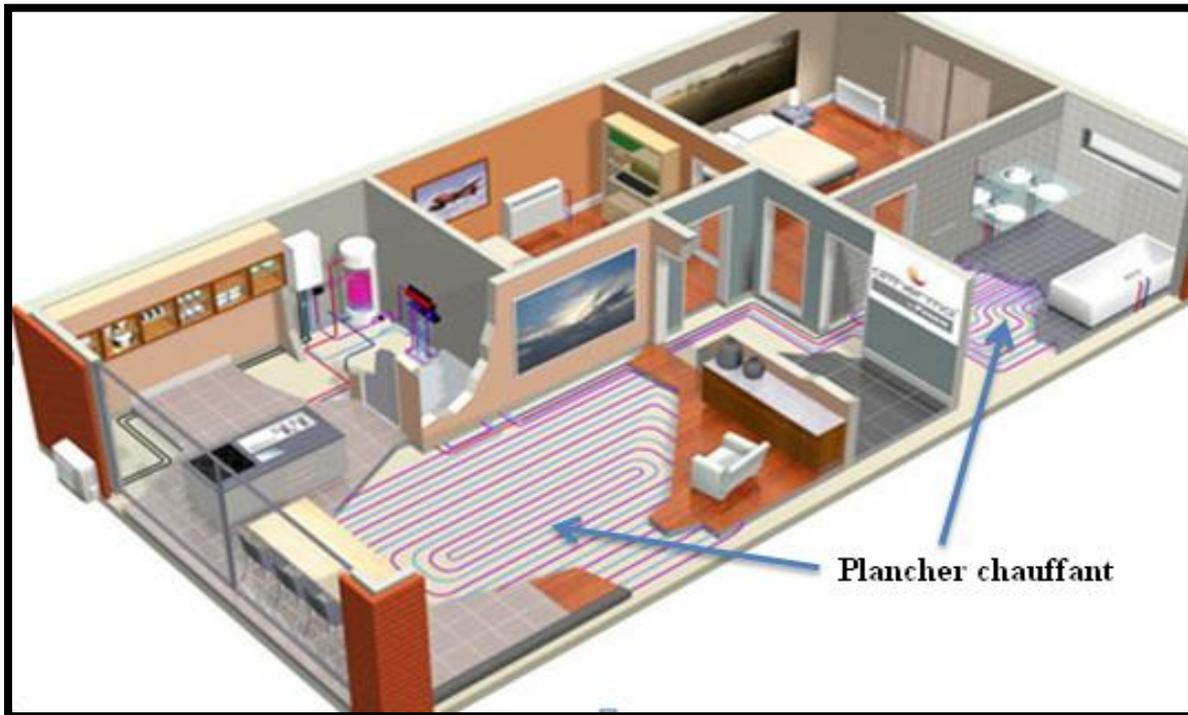


Figure IV-6 : installation de plancher chauffant dans la dalle de béton

Les besoins de chauffage d'une habitation varient linéairement avec la température extérieure, proportionnellement au coefficient de pertes de chaleur UA (W/°C) où on a imposé une température de consigne de la maison T_{mais} .

La demande de chauffage pour chaque mois $D_{\text{chauf } i}$ (Wh) est donnée par l'équation suivante:

$$D_{\text{chauf } i} = U A (T_{\text{mais}} - T_{\text{moy } i}) N_{h i}$$

Où

$T_{\text{moy } i}$: est la température moyenne extérieure pour le mois (i)

$N_{h i}$: est le Nombre d'heures dans le mois (i)

UA : est le coefficient global de perte de chaleur de la maison(W/°C).

Pour le chauffage d'une surface $A= 200\text{m}^2$ avec une isolation moyenne ($U= 3.5 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$) et en posant que la température de consigne de la maison $T_{\text{mais}}=23^\circ\text{C}$, le calcul pour le mois (i) s'effectue comme suit:

$$D_{\text{chauf } i} = 700(23 - T_{\text{moy } i}) N_{h i}$$

Les résultats de calcul sont représentés dans le tableau suivant:

Mois	jan	Fév	mar	avr	mai	Jui	juil	Août	sep	oct	nov	déc
Température moyenne (°C) à Constantine	7	8	10	12	16	21	25	25	21	16	11	8
Nombre de jour par mois	31	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Nombre d'heures pour le chauffage selon les saisons	8 h	8 h	4 h	4 h	4 h	0	0	0	4 h	8 h	8 h	8 h
Nombre d'heure dans le mois (h)	248	232	124	120	124	0	0	0	120	248	240	248
Demande de chauffage (D_{chauf i}) (kWh)	2.78	2.44	1.13	0.92	0.61	0	0	0	1.70	1.22	2.02	2.61

Tableau IV.3 : Besoins en chauffage pour une habitation à Constantine.

b) Besoins en eau chaude sanitaire

Pour calculer la quantité d'énergie nécessaire à la production d'eau chaude sanitaire, il faut d'abord déterminer le volume d'eau chaude à produire V_{eau} . La quantité d'énergie nécessaire pour chauffer ce volume d'eau E_{ECS} est donnée comme suit :

$$E_{\text{ECS}} = C_p \rho V_{\text{eau}} [T_d - T_f]$$

Où

C_p : Capacité calorifique de l'eau (4200 J/kg°C)

ρ : Masse volumique de l'eau (1kg/l ou 1000 kg/m³)

T_d : Température demandée d'eau chaude

T_f : Température de l'eau froide

Les deux paramètres V_{eau} et T_d sont désignées par l'utilisateur. Les besoins en eau chaude sanitaire (ECS) sont estimés sur la base de 70 litres par jour et par personne. (Remarque : ce chiffre peut varier d'un pays à un autre, voir même d'une région à une autre d'un même pays)

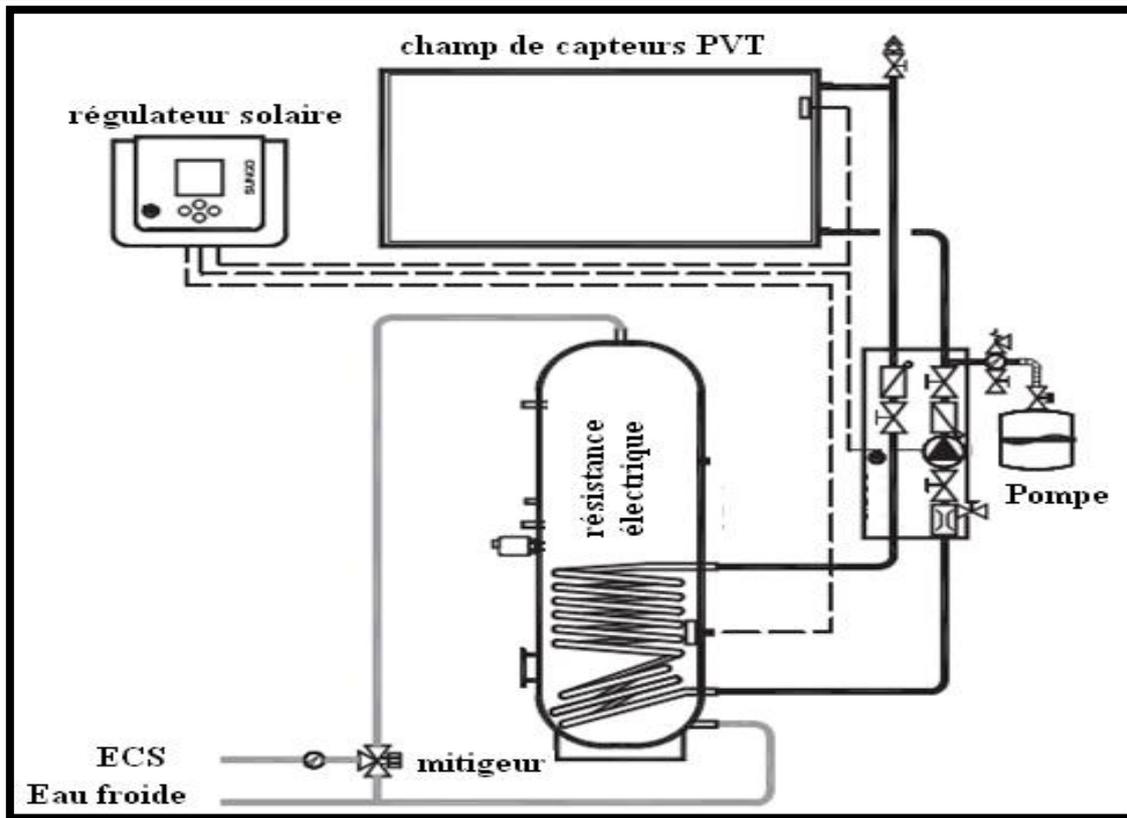


Figure IV-7 : Installation solaire pour production d'ECS

Le système représenté dans la figure IV-7, est à un seul ballon de stockage et appoint électrique par thermoplongeur. En cas d'apport solaire insuffisant, le réchauffage du tiers supérieur du ballon est assuré par la résistance électrique. La température peut être programmée sur le thermostat intégré au thermoplongeur. La régulation solaire commande le débit du circulateur solaire en fonction de l'ensoleillement et de la température du ballon, ce qui permet de réduire la consommation électrique de la pompe. Le mitigeur permet de régler les débits d'eau chaude et froide mélangées, et limiter l'utilisation de l'eau chaude aux stricts besoins.

❖ En hiver

La température de l'eau froide peut atteindre 12°C donc $T_f = 12^{\circ}\text{C}$ et si on prend $T_d = 65^{\circ}\text{C}$ et $V_{\text{eau}} = 600$ litres, les besoins énergétiques journaliers en eau chaude sanitaire se calculent comme suit:

$$E_{\text{ECS}} = C_p \rho V_{\text{eau}} [T_d - T_f] = 37.10 \text{ kWh}$$

❖ En été

Si la température de l'eau froide est supposée égale à 23°C au mois d'août, les mêmes calculs des besoins énergétiques en eau chaude sanitaire donnent :

$$E_{\text{ECS}} = 29.40 \text{ kWh}$$

IV.4 Quelques photos de la maquette réalisée :

Avant la réalisation du prototype d'essai, nous avons réalisé une maquette d'un modèle réduit de capteur PVT à eau.



Chapitre V

Bilans thermiques estival et hivernal

Chapitre V

Bilans thermiques estival et hivernal

Introduction :

Le confort physiologique de l'Homme, nécessite le maintien d'une température constante égale à $20^{\circ}\text{C} \mp 2^{\circ}\text{C}$, dite de confort, dans la maison qu'il habite et ce quel que soit la température extérieure. Les conditions extérieures sont variables dans l'année et par rapport au site considéré pour l'implantation du capteur PVT.

Les services de la station météorologique de la Wilaya de Tizi-Ouzou, ont mis à notre disposition les valeurs mensuelles moyennes des températures et humidités relatives minimales et maximales relevées sur une période de dix années, de 1993 à 2003.

mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$T_{\min m}$ (°c)	5.59	6.14	7.84	9.10	13.91	17.79	20.72	21.64	18.32	14.59	10.12	7.08
$T_{\max m}$ (°c)	15.34	16.84	20.35	21.78	27.04	31.88	35.38	35.81	30.98	27.38	19.72	16.19
φ_{\max} (%)	93.02	93.80	90.10	88.82	88.11	80.37	78.06	78.60	82.90	87.40	90.60	93.19
φ_n (%)	78.69	76.00	70.28	68.88	66.68	57.04	51.30	48.42	59.89	68.62	75.25	79.08

Tableau V- 1 : données climatiques pour Tizi Ouzou

V.1 Bilan hivernal :

La température extérieure est variable, inférieure à 20°C ; On définit dans ces conditions un bilan thermique dit hivernal. C'est un inventaire des pertes de chaleur du local vers l'extérieur dans les conditions de température de confort et de la température extérieure de base données. Les pertes se compose des :

- Déperditions par transmission
- Déperditions par infiltration

1. Déperditions par transmission

C'est la chaleur cédée vers le milieu extérieur par conduction, convection et rayonnement par les différentes parois constituant le local, subdivisée en deux types :

- ❖ Déperditions par transmission surfacique calculées comme suit

$$\Phi_s = K_s \cdot S(T_{\text{int}} - T_{\text{ext}})$$

Où :

Φ_s : Charge calorifique cédée par transmission surfacique en W

K_s : Coefficient de transmission surfacique en $W/m^2\text{°C}$

S : Surface de la paroi en m^2

ΔT : différence de température en °C

❖ Déperdition par transmission linéique donnée comme suit :

$$\Phi_L = K_l \cdot L \cdot \Delta T$$

Ou :

K_l : Coefficient de transmission linéique en $W/m\text{°C}$

L : Longueur de la liaison (angle de 2 paroi extérieures, liaison d'une paroi avec un encadrement d'une porte ou d'une fenêtre....etc)

La déperdition par transmission égale à la somme des deux composantes:

$$\Phi_T = \Phi_L + \Phi_s$$

2. Déperditions par infiltration et renouvellement d'air

Celles-ci concernent les pertes par les joints de portes et fenêtres en général donnant à l'extérieur, elles sont estimées comme suit :

$$\Phi_{inf} = f_i \cdot l_i \cdot \Delta T$$

Avec :

f_i : coefficient de déperdition par infiltration en $W/m\text{°C}$

l_i : longueur du joint en m

Les déperditions calorifiques totales du local sont :

$$\Phi_c = \Phi_{inf} + \Phi_T$$

V.2 Bilan estival :

La température extérieure est plus élevée en saison estivale et pour obtenir la température de confort dans le local il est nécessaire de lui extraire une quantité de chaleur. Le bilan thermique estival est basé sur la température de confort et la température extérieure de référence définie comme la moyenne arithmétique des températures maximales telles que rapportées dans le tableau 1 précité.

La charge frigorifique est égale à la somme des apports externes et internes:

$$\Phi_f = \Phi_{int} + \Phi_{ext}$$

Où les apports internes sont les charges dues à l'environnement intérieur (apports internes par les occupants, l'éclairage et les machines), calculées comme suit :

$$\text{Apports dues aux occupants} \begin{cases} \Phi_o = 150 \frac{kcal}{h} & \text{personne inactive} \\ \Phi_o = 200 \frac{kcal}{h} & \text{personne active} \end{cases}$$

Apports dues à l'éclairage $\Phi_E =$ puissance des lampes

Apports dues aux machines $\Phi_m =$ puissance dissipée par effet joule par les machines.

Les apports externes sont les charges dues à l'environnement externe (ensoleillement, apports par transmission) et sont calculées par les relations suivantes :

Apports par transmission

$$\Phi_T = K \cdot S (T_{int} - T_{ext}) \text{ où } KS = K_s S + K_l L$$

Apports par ensoleillement :

$$\Phi_{ensol} = A \cdot C \cdot S (I_{max})$$

Avec :

A : constante de vitrage

C : facteur tenant compte de la nature de vitrage

S : surface de vitrage

I_{max} : intensité maximale de rayonnement solaire

I. Données de base du bâtiment étudié

L'étude porte sur le chauffage et la climatisation du 2^{ème} étage du bloc A de la faculté du génie de la construction (salle de lecture en particulier) situé au pôle technologique de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.

✓ **Paramètres géographiques** : Ils sont résumés dans le tableau suivant

Altitude	186.50
Latitude	36°45' Nord
Longitude	4°03' Est
Zone	Urbaine
Exposition au vent	Faible
Exposition à l'ensoleillement	Moyenne

Tableau V-2 : données géographiques

✓ **Paramètres géométriques** :

Les murs extérieurs qui représentent les façades principales du bâtiment, sont représentés sur le schéma suivant :

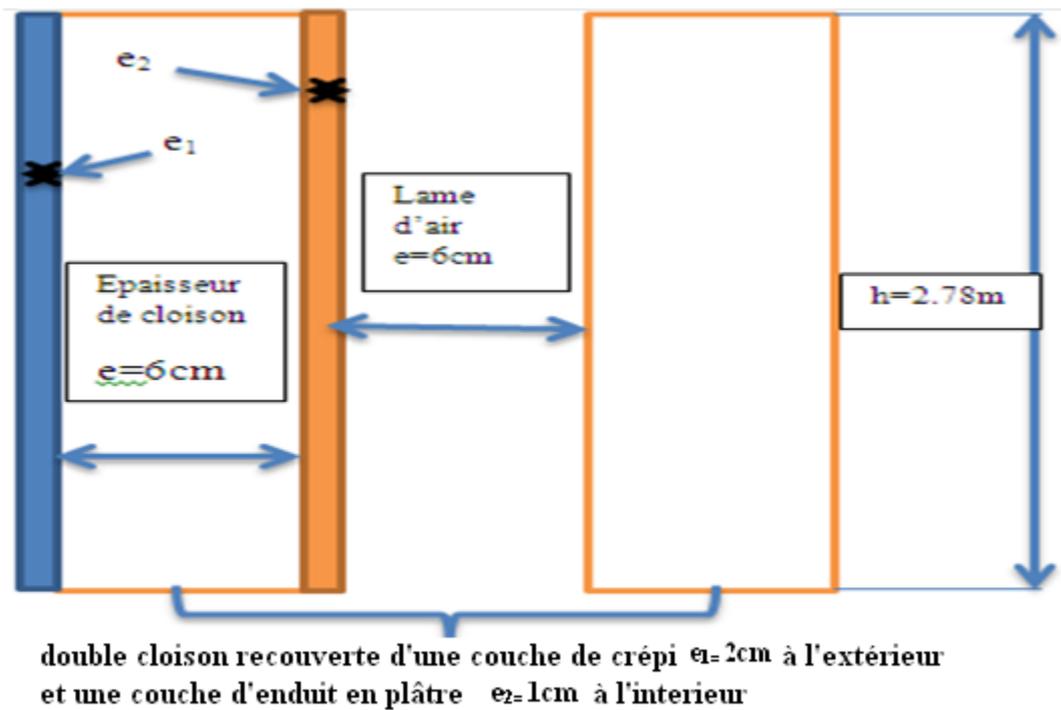


Figure V-1 : composition des murs extérieurs

Les murs extérieurs se composent d'une double cloison de 6 cm d'épaisseur chacune et de hauteur $h=2.78\text{m}$ comme illustré sur la figure 1.

Les murs intérieurs sont en brique rouge d'épaisseur 10cm, et sont recouverts d'une couche d'enduit en plâtre d'épaisseur 1cm, représenté par la figure suivante :

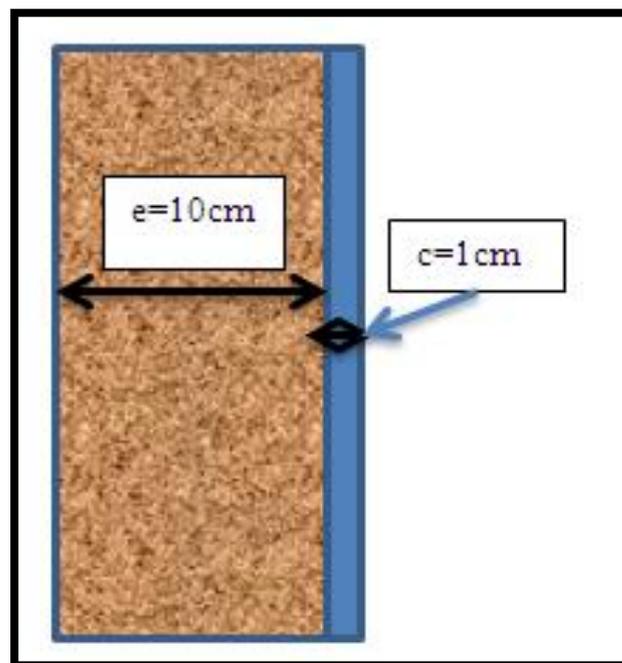


Figure V-2 : murs intérieurs

La dalle de plancher est constituée d'une dalle en béton armé d'épaisseur 5cm, posée sur des hourdis creux d'épaisseur 16cm avec une couche d'enduit en plâtre d'épaisseur 2cm. La partie supérieure est revêtue d'un lit de sable d'épaisseur 2cm et d'une couche de matière de pose d'épaisseur 2cm. Sur l'ensemble, est posé le carrelage d'épaisseur 2cm comme illustré dans la figure suivante :

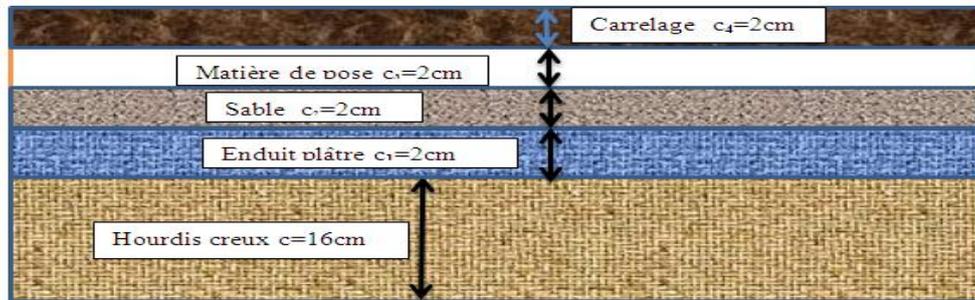


Figure V- 3 : Composantes de la dalle de plancher

Les caractéristiques duplafond (toiture-terrasse) sont détaillées dans les plans N°1 et2.

V.3 Détermination des besoins en chauffage

Pour dimensionner une installation de chauffage solaire il est important de connaître les besoins thermiques. Dans le cas de la salle de lecture, nous allons définir plusieurs grandeurs représentatives des échanges thermiques avec l'extérieur. Les valeurs des différentes déperditions thermiques de la salle de lecture sont relevées dans le tableau (3,4).

Désignation de la paroi	Exposition	orientation	Dimensions réelles ou corrigées en m								Déperditions surfaciques			
			Epaisseur des murs	largeur	longueur	hauteur	Surface	nombre	déduction	Surface nette	Coefficient K	ΔT	correction	Flux (W)
ME	N	N	0.3	-	25.19	3.64	91.7	-	40	51.7	1.33	12.4	1	852.63
FE	N	N	-	1	-	2	2	20	-	40	5.55	12.4	1.1	3028.08
ME	N	E	0.3	-	16.65	3.64	60.6	-	19.92	40.68	1.33	12.4	1	670.89
FE	N	E	-	1	-	2	2	8	-	16	5.55	12.4	1.1	1211.23
PE	N	E	-	1.4	-	2.8	3.92	1	-	3.92	3.48	12.4	1.05	177.61
ME	N	S	0.3	-	25.19	3.64	91.7	-	40	51.7	1.33	12.4	1	852.63
FE	N	S	-	1	-	2	2	20	-	40	5.55	12.4	0.9	2477.52
MI	-	W	0.27	-	2.25	3.28	7.38	-	3.92	3.46	1.30	3	-	13.5
PI	-	W	-	1.4	-	2.8	3.92	1	-	3.92	3.48	3	-	40.92
TOTAL (Φ _{paroi})													9325.03	

Tableau V-3 : déperditions surfaciques à travers les parois verticales [53].

$\Delta T = T_{int} - T_{ext} = 12.4^{\circ}C$ où $T_{int} = 18^{\circ}C$ (c'est la température de confort) et $T_{ext} = 5.59^{\circ}C$, représentant la température minimale du mois le plus froid de l'année.

$\Delta T = T_{int} - T_{loc} = 3^{\circ}C$ où $T_{loc} = 15^{\circ}C$ est la température des locaux mitoyens de la salle de lecture.

Déperditions à travers le plafond ϕ_{plaf}	3604.07 W
Déperditions à travers le plancher ϕ_{plan}	100.30 W
Déperditions par transmission surfacique totale $\phi_{\text{trans}} = \phi_{\text{plaf}} + \phi_{\text{plan}} + \phi_{\text{paroi}}$	13029.40 W
Déperditions par transmission linéique ϕ_L	758.13 W
Déperditions par transmission totale ϕ_{tr}	13787.525 W
Déperditions par infiltration ϕ_{inf}	3683.58 W
Charge calorifique $\phi_T = \phi_{\text{inf}} + \phi_{\text{tr}}$	17471.1W

Tableau V-4 : Charge calorifique hivernale [53]

- Calcul de la surface de captage

Pour répondre aux besoins de chauffage, nous allons envisager d'utiliser un capteur hybride de dimensions suivantes :

Dimensions	1660 x 1660 x 105 mm
Poids	64 Kg
Pression de service	10 bars
Débit	120 l/h
Capacités énergétiques	$\phi_{\text{elec}} = 360W$ et $\phi_{\text{ther}} = 1530W$

V.4 Méthode de calcul :

- **Estimation de l'énergie solaire disponible:**

a) **Eclairement direct:** C'est la puissance solaire directe recueillie sur un plan d'inclinaison i (inclinaison prise égale à 45°) et d'azimut γ (prise égale à 0)

$$S^*(i, \gamma) = \frac{S^*}{\sin(h)} [\cos(h)\sin(i)\cos(a - \gamma) + \sin(h)\cos(i)]$$

Où :

a: azimut ($^\circ$) du soleil

h : hauteur du soleil ($^\circ$)

S^* : C'est la puissance solaire directe recueillie à l'heure W sur un plan horizontal et que l'on peut calculer selon la loi de distribution horaire suivante :

$$s^*(w) = \frac{\pi}{24} [a + b \cos w] \frac{\cos w - \cos w_l}{\sin w_l - \frac{\pi}{180} w_l \cos w_l} s$$

$$\text{Ou: } \begin{cases} a = 0.409 + 0.502 \sin(w_l - 60^\circ) \\ b = 0.661 - 0.477 \sin(w_l - 60^\circ) \end{cases}$$

W_l est l'angle du lever du jour déterminé à partir de la relation suivante:

$$W_l = -\tan \varphi \tan \delta$$

Où φ est la latitude du lieu considéré et δ la déclinaison du soleil.

La hauteur du soleil est calculée comme :

$$\sin h = \cos \delta \cos w \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi,$$

$$\text{Et son azimut } a \text{ à partir de l'équation : } \sin a = \frac{\cos \delta \sin w}{\cos h}$$

S est l'irradiation directe journalière ; elle est calculée par la relation :

$$S = G - D$$

Dans cette équation, G est l'irradiation globale journalière recueillie sur un plan horizontal. Sa valeur sera prise dans le tableau des valeurs moyennes mensuelles sur 22 ans, mesurées sur le site de Tizi Ouzou [54]

D est l'irradiation diffuse journalière dont le calcul se fait à partir de la relation de Collares-Rabl et Pereira :

$$D = \begin{cases} 0.99G & K_T \leq 0.17 \\ (1.188 - 2.272K_T + 9.473K_T^2 - 21.865K_T^3 + 14.648K_T^4)G & 0.17 \leq K_T \leq 0.75 \\ (-0.54K_T + 0.632)G & 0.75 \leq K_T \leq 0.80 \\ 0.2G & K_T \geq 0.80 \end{cases}$$

K_T est l'indice de clarté défini par la relation suivante : $K_T = \frac{G}{G_0}$

G_0 est l'irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal hors atmosphère. Cette énergie est calculée en moyenne mensuelle par l'expression

$$\text{suivante : } G_0 = 3,795 \cdot 10^4 \cos \delta \cos \varphi \left[\sin W_l - \frac{\pi}{180} W_l \cos W_l \right] (\text{KJm}^{-2}/\text{jour})$$

W_l sera calculé pour le jour moyen du mois, pris au milieu de chaque mois.

Latitude 36°	Janvier	Février	mars	Avril	juin	juillet	aout	sept	oct	nov	Déc
Longitude 4°											
Irradiation (KWh/m ²)	2.29	3.18	4.34	5.39	6.98	7	6.23	5.01	3.61	2.48	2
K_T	0.48	0.52	0.54	0.55	0.58	0.59	0.56	0.53	0.48	0.48	0.46
G_0	4.73	6.18	8.05	10.06	11.94	11.96	11.12	9.43	7.46	5.13	4.37

b) Eclairage diffus:

$$D^*(i, \gamma) = \frac{D^*}{2} [1 + \cos(i)]$$

$$\text{Où : } D^*(w) = \frac{\pi}{24} [a + b \cos w] \frac{\cos w - \cos w_l}{\sin w_l - \frac{\pi}{180} w_l \cos w_l} D$$

c) Eclairement réfléchi :

$$R^*(i, \gamma) = \frac{G^*}{2} \rho [1 - \cos(i)]$$

Où :

ρ : albédo (= 0,3)

$$G^*(w) = D^*(w) + s^*(w)$$

d) Le rayonnement solaire global $G^*(i, \gamma)$

$$G^*(i, \gamma) = S^*(i, \gamma) + D^*(i, \gamma) + R^*(i, \gamma)$$

• Calcul de la température ambiante en évolution journalière

L'évolution de la température au cours de la journée est supposée suivre une loi sinusoïdale et peut être estimée heure par heure par l'équation suivante :

$$T_a(t) = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \sin \frac{\pi}{24} t \quad (^\circ\text{C})$$

• Calcul du rendement thermique des capteurs :

Les capteurs thermiques que nous allons utiliser dans notre installation sont des capteurs intégrés au capteur photovoltaïque et dont les caractéristiques ont été mesurées et rapportées dans les travaux de K. Touafek et al [56].

Les performances thermiques et électriques du capteur hybride qu'ils ont étudié sont déterminées sous une puissance solaire comprise dans l'intervalle [500-800 W/m²] et à un débit situé dans l'intervalle [0.011kg/s à 0.041kg/s]. Les meilleures performances sont atteintes pour l'ensoleillement et le débit le plus élevé, et ont donné 54.6 % pour le rendement thermique et 13.8 % pour le rendement électrique.

Ce sont ces valeurs que nous allons adopter dans le bilan thermique estival et le bilan thermique hivernal.

• Calcul de l'énergie utile transférée par les capteurs :

Cette énergie journalière en moyenne mensuelle se calcule comme suit :

$$Q_s = \sum_{i=7^h30}^{17^h30} G^*(i, \gamma) * \eta_{cap} * \Delta t$$

Δt est l'intervalle de temps pendant la puissance solaire est supposée inchangée, pris égal à 1 heure dans ces calculs.

- **Calcul de l'énergie de chauffage**

$$Q_c = \sum_{i=7h30}^{17h30} K_v * V_h (T_{conf} - T_a) \Delta t$$

Où :

$$K_v = \frac{\text{les déperditions thermiques totales de la salle de lecture}}{\text{volume de la salle de lecture}} = \frac{Q_T}{V_h}$$

K_v : Coefficient de déperdition volumique ($K_v = 1.2 \text{ W/m}^3$)

$V_h = 1167.6 \text{ m}^3$

La température extérieure en évolution horaire est déterminée sur la base des températures minimales et maximales mesurées sur le site de Tizi Ouzou sur une période de 22 années et rapportées dans le tableau ci-dessous :

	Jan	fév	mars	avr	mai	Juin	juil	aout	sept	oct	nov	déc
Minimum	7.68	8.01	9.58	11.6	15.4	19.9	22.7	23.3	20.3	17	12.5	9.27
maximum	12.2	13.3	15.5	17.9	21.7	26	29	29.3	25.8	22.1	17.2	13.6

Tableau V-5 : les températures minimales et maximales mesurées sur le site de Tizi Ouzou

Le taux de couverture solaire par unité de surface de capteur est donné par l'équation suivante :

$$TCS = \frac{\text{energie solaire utile}}{\text{energie de chauffage}} = \frac{Q_s}{Q_c}$$

- **Exemple de calcul: Janvier**

h (°)	w _i (°)	a (°)	θ(°)	I* w/m ²	G ₀ kWh/m ² /j	K _T	G kWh/m ² /j	D (kW)	S (kW)	S* w/m ²	D* w/m ²	G* w/m ²
2.18	-73.53	-61.5	68.7	22.74	4.73	0.48	2.29	1.46	0.83	6.6	11.5	18.1
12.32		-51.8	54.6	411.9						41.5	73	114.5
21.1		-40.4	40.7	621.9						83	146	229
27.82		-27	27.5	719.8						116.2	204.4	320.6
31.84		-11.5	15.9	762.5						132.8	233.6	366.4
32.7		5	12.9	771.1						141.1	248.6	389.3

- **Surface de captage S_c :**

Pour calculer la surface de captage nous avons choisi un taux de couverture TCS= 60% pour le mois le plus défavorable de la période de chauffage : le mois de Janvier. Nous obtenons

$$\text{ainsi : } \frac{TCS}{S_c} = \frac{Q_s}{Q_c} \text{ où } S_c = \frac{TCS}{Q_s/Q_c} \text{ soit } S_c = 33.5 \text{ m}^2$$

Il faut donc prévoir 12 éléments de capteurs PVT, qu'il faudrait monter en série.

V.5 Résultats des calculs pour la saison de chauffage :

L'énergie solaire fournie par les capteurs sur la base de 33.5m^2 de surface de captage, sont estimées en valeur mensuelle moyenne en supposant un rendement thermique constant durant toute l'année. On obtient ainsi les taux de couverture solaire des besoins en chauffage de la salle de lecture de la bibliothèque pour chacun des mois correspondant à la période de chauffage.

Novembre ($i=45^\circ$, $\gamma=0$)

TCS(%)	100							
TVS(h)	S*(i, γ) W/m ²	D*(i, γ) W/m ²	R*(i, γ) W/m ²	G*(i, γ) W/m ²	T _a (°C)	η (%)	Q _s (W/m ²)	Q _c (W)
7h30	80,36	6,13	0,47	86,96	12,8	54,6	47,48	8735,49
8h30	116,08	80,66	20,5	217,24	13,1	54,6	118,61	8312,80
9h30	205,73	161,32	41,01	408,06	13,33	54,6	222,80	7988,75
10h30	248,19	218,94	52,72	519,85	13,49	54,6	283,84	7763,31
11h 30	273,86	253,51	64,44	591,81	13,58	54,6	323,13	7636,51
12h30	284,19	265,03	67,36	616,59	13,6	54,6	336,66	7608,33
13h30	284,19	265,03	67,36	616,59	13,6	54,6	336,66	7608,33
14h30	248,19	218,94	52,72	519,85	13,49	54,6	283,84	7763,31
15h30	205,73	161,32	41,01	408,06	13,33	54,6	222,80	7988,75
16h30	116,08	80,66	20,5	217,24	13,1	54,6	118,61	8312,80
17h30	80,36	6,13	0,47	86,96	12,8	54,6	47,48	8735,49

Décembre ($i=45^\circ$, $\gamma=0$)

TCS(%)	93							
TVS(h)	S*(i, γ) W/m ²	D*(i, γ) W/m ²	R*(i, γ) W/m ²	G*(i, γ) W/m ²	T _a (°C)	η (%)	Q _s (W/m ²)	Q _c (W)
7h30	59,03	12,46	1,09	72,58	12,34	54,6	39,63	9383,61
8h30	122,83	62,31	5,45	190,59	12,66	54,6	104,10	8932,74
9h30	199,53	124,62	10,89	335,04	16,91	54,6	182,93	2944,71
10h30	256,38	174,67	15,25	446,3	17,08	54,6	243,68	2705,18
11h 30	265,03	186,93	16,34	468,95	17,18	54,6	256,04	2564,29
12h30	281,13	199,39	17,43	497,95	17,2	54,6	271,90	2536,11
13h30	281,13	199,39	17,43	497,95	17,2	54,6	271,90	2536,11
14h30	256,38	174,67	15,25	446,3	17,08	54,6	243,68	2705,18
15h30	199,53	124,62	10,89	335,04	16,91	54,6	256,04	2944,7
16h30	122,83	62,31	5,45	190,59	12,66	54,6	104,10	8932,74
17h30	59,03	12,46	1,09	72,58	12,34	54,6	39,63	9383,61

Janvier ($i=45^\circ, \gamma=0$)

TCS(%)	60							
TVS(h)	$S^*(i,\gamma)$ W/m ²	$D^*(i,\gamma)$ W/m ²	$R^*(i,\gamma)$ W/m ²	$G^*(i,\gamma)$ W/m ²	T_a (°C)	η (%)	Q_s (W/m ²)	Q_c (W)
7h30	62,78	9,85	0,8	73,43	11,37	54,6	40,10	10750,3
8h30	131,62	62,31	5,03	198,96	11,68	54,6	108,63	10313,5
9h30	174,47	124,62	10,06	309,15	11,92	54,6	168,80	9975,36
10h30	220,94	174,12	14,09	409,15	12,08	54,6	223,40	9749,93
11h 30	242,07	199,39	16,10	457,56	12,18	54,6	249,83	9609,04
12h30	254,60	248,2	17,10	519,9	12,2	54,6	283,86	9580,86
13h30	254,60	248,2	17,10	519,9	12,2	54,6	283,86	9580,86
14h30	220,94	174,12	14,09	409,15	12,08	54,6	223,40	9749,93
15h30	174,47	124,62	10,06	309,15	11,92	54,6	168,80	9975,36
16h30	131,62	62,31	5,03	198,96	11,68	54,6	108,63	10313,5
17h30	62,78	9,85	0,8	73,43	11,37	54,6	40,10	10750,3

Février ($i=45^\circ, \gamma=0$)

TCS(%)	85							
TVS(h)	$S^*(i,\gamma)$ W/m ²	$D^*(i,\gamma)$ W/m ²	$R^*(i,\gamma)$ W/m ²	$G^*(i,\gamma)$ W/m ²	T_a (°C)	η (%)	Q_s (W/m ²)	Q_c (W)
7h30	77,45	30,73	2,79	110,97	12,33	54,6	60,60	9397,69
8h30	154,69	92,18	8,38	255,25	12,69	54,6	139,37	8890,47
9h30	228,35	153,64	13,97	395,96	12,97	54,6	216,20	8495,97
10h30	281,71	199,73	18,16	499,6	13,16	54,6	272,78	8228,27
11h 30	296,7	215,09	19,56	531,35	13,27	54,6	290,12	8073,28
12h30	316,76	230,46	20,96	568,18	13,3	54,6	310,23	8031,02
13h30	316,76	230,46	20,96	568,18	13,3	54,6	310,23	8031,02
14h30	281,71	199,73	18,16	499,6	13,16	54,6	272,78	8228,27
15h30	228,35	153,64	13,97	395,96	12,97	54,6	216,20	8495,97
16h30	154,69	92,18	8,38	255,25	12,69	54,6	139,37	8890,47
17h30	77,45	30,73	2,79	110,97	12,33	54,6	60,60	9397,69

Mars ($i=45^\circ, \gamma=0$)

TCS(%)	100							
TVS(h)	S*(i, γ) W/m ²	D*(i, γ) W/m ²	R*(i, γ) W/m ²	G*(i, γ) W/m ²	T _a (°C)	η (%)	Q _s (W/m ²)	Q _c (W)
7h30	87,69	58,38	5,72	151,79	14,41	54,6	82,88	6467,08
8h30	190,4	136,23	13,35	339	14,81	54,6	185,10	5903,50
9h30	266,54	194,61	19,07	480,22	15,13	54,6	262,20	5452,64
10h30	316,84	233,53	22,88	573,25	15,35	54,6	313	5142,67
11h 30	368,23	272,45	26,69	643,37	15,47	54,6	351,30	4973,59
12h30	394,24	291,92	28,6	714,76	15,5	54,6	390,26	4931,33
13h30	394,24	291,92	28,6	714,76	15,5	54,6	390,26	4931,33
14h30	316,84	233,53	22,88	573,25	15,35	54,6	313	5142,67
15h30	266,54	194,61	19,07	480,22	15,13	54,6	262,20	5452,64
16h30	190,4	136,23	13,35	339	14,81	54,6	185,10	5903,50
17h30	87,69	58,38	5,72	151,79	14,41	54,6	82,88	6467,08

Avril($i=45^\circ, \gamma=0$)

TCS(%)	100							
TVS(h)	S*(i, γ) W/m ²	D*(i, γ) W/m ²	R*(i, γ) W/m ²	G*(i, γ) W/m ²	T _a (°C)	η (%)	Q _s (W/m ²)	Q _c (W)
7h30	102,88	77,84	9,47	190,19	16,74	54,6	103,84	3184,23
8h30	209,15	136,23	16,58	361,96	17,17	54,6	197,63	2578,38
9h30	316,55	149,61	23,68	534,84	17,51	54,6	292	2099,34
10h30	390,34	149,61	28,42	652,29	17,74	54,6	356,15	1775,28
11h 30	428,12	253,08	30,78	711,98	17,87	54,6	388,74	1592,11
12h30	461,90	272,45	33,15	767,5	17,9	54,6	419,05	1549,85
13h30	461,90	272,45	33,15	767,5	17,9	54,6	419,05	1549,85
14h30	390,34	149,61	28,42	652,29	17,74	54,6	356,15	1775,28
15h30	316,55	149,61	23,68	534,84	17,51	54,6	292	2099,34
16h30	209,15	136,23	16,58	361,96	17,17	54,6	197,63	2578,38
17h30	102,88	77,84	9,47	190,19	16,74	54,6	103,84	3184,23

A la lecture de ce tableau, nous remarquons qu'avec une surface installée de 33.5 m² de capteurs hybrides, le taux de couverture des besoins en chauffage sont couverts à 90% environ. L'appoint est juste nécessaire pour le mois de Janvier, mois le plus froid en moyenne sur 20 années.

V.6 Bilan de couverture des besoins électriques hivernal et estival:

L'énergie solaire électrique $E_{sol\ ele}$ fournie par la surface S_c (celle qui est prévue pour la couverture des besoins en chauffage), est déterminée à partir de la relation suivante:

$$E_{solele} = \sum_{i=7h30}^{17h30} G^*(i, \gamma) \cdot \eta_{ele} \cdot S_c \Delta t \quad (\text{kWh})$$

Les valeurs obtenues mensuellement et le taux de couverture des besoins électriques correspondants sont rapportés dans le tableau ci-dessous :

Mois	G(i,γ) kWh/m ²	η(%)	S (m ²)	E _{sol elec} (kWh)	Q _{ele (8h)} (kWh)	Besoins électriques	TCS (%)	
Nov	4.02	13.8	33,5	18.58	21	32Pc (19.2V,3.5A)+14 lampes à néon (36W)	88	
Dec	4.88	13.8		22.56	21		100	
Jan	3.94	13.8		18.21	21		87	
Fév	4.72	13.8		21.82	21		100	
Mars	5.81	13.8		26.86	21		100	
Avr	6.44	13.8		29.77	21		100	
Juin	6.98	13.8		32.27	61		32Pc(19.2V,3.5A)+	53
Juil	7	13.8		32.36	61		14 lampes+une	53
Août	5.7	13.8		26.35	61		armoire (5kW)	43
sept	5.9	13.8		27.8	61			46

Mis à part la saison chaude où il est nécessaire de mettre en marche l'armoire de climatisation, les besoins de la salle de lecture de la bibliothèque en électricité se composent essentiellement de l'énergie consommée par les lampes d'éclairage et les ordinateurs. Dans cette situation, ces besoins sont satisfaits à plus de 90% par les capteurs PVT.

En saison chaude, le taux de couverture est de l'ordre de 50%.

V.7 Conclusion:

Ce chapitre traite du bilan thermique estival et hivernal de la salle de lecture de la bibliothèque de la faculté du génie de la construction, sise au campus de Bastos. Ainsi les besoins en énergies électrique et thermique sont évalués mois par mois, en tenant des moyennes mensuelles sur 22 ans de la température extérieure. Pour satisfaire en partie à ces besoins, nous avons imaginé un système de cogénération PVT, produisant à la fois de l'énergie électrique et thermique. En nous basant, dans nos calculs, sur la satisfaction de 60% des besoins thermiques au cours du mois le plus défavorable de la période de chauffage, les résultats trouvés montrent qu'avec une surface de capteur hybride PVT de 33.5 m², le système installé permet de couvrir la majorité des besoins thermiques de ce bâtiment et près de la moitié des besoins électriques nécessaires à la climatisation en saison chaude. Ces performances techniques encourageantes ne doivent cependant pas nous faire oublier qu'une estimation des coûts est toujours indispensable avant de conclure sur l'intérêt d'une telle installation.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans le cadre de cette étude, un système de cogénération d'énergie thermique et électrique est envisagé pour répondre aux besoins en chauffage et en énergie électrique du bâtiment sis au Campus de Bastos de l'UMMTO.

Ce bâtiment abrite la salle de lecture de la bibliothèque de la faculté du génie de la construction.

Nous avons commencé ce mémoire par une présentation de ce type d'équipement appelé capteur solaire hybride PV-T, lequel est un ensemble composé d'un module photovoltaïque (PV), convertissant l'énergie radiative du rayonnement solaire en électricité, et en même temps d'un capteur solaire plan pour la conversion en énergie calorifique.

La propriété essentielle de ces capteurs tient aux faits que les cellules photovoltaïques refroidies ont un meilleur rendement d'une part et que ces capteurs fournissent, en plus une quantité de chaleur gratuite que l'on peut exploiter par exemple pour assurer les besoins en chauffage de bâtiments à basse énergie ou encore pour satisfaire les besoins en eau chaude sanitaire.

Nous avons dressé un bilan thermique estival et hivernal de cette salle de lecture et déterminé les besoins en énergies thermique et électrique de ce bâtiment. La surface de capteur hybride à installer pour couvrir en partie ces besoins a été déterminée en se basant sur la couverture de 60% des besoins de chauffage en Janvier. Par la suite ce taux de couverture est déterminé mois par mois, aussi bien pour la couverture des besoins de chauffage que pour la satisfaction de la demande en électricité alimentant les lampes, les ordinateurs en service dans la salle et l'armoire de climatisation pendant les mois les plus chauds.

Les résultats essentiels que nous avons trouvés montrent que la surface à installer est de l'ordre de 33 m² soit 12 éléments de capteurs. Les besoins en énergie thermiques sont satisfaits à hauteur de 90% pendant toute la saison de chauffe. L'énergie électrique produite en même temps par ces capteurs est alors suffisante pour couvrir pratiquement tous les besoins de la salle de lecture, à l'exception cependant de l'énergie nécessaire à sa climatisation, qui eux ne sont couverts qu'à environ 50%.

Pour conclure définitivement sur ce type d'installation et son intérêt, une étude économique s'avère indispensable.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Wolf M. Performance analysis of combined heating and photovoltaic powersystems for residences. *Energy Convers* 1976.
- [2] Florschuetz LW. On heat rejection from terrestrial solar cell arrays with sunlight concentration. In: *Proceedings of the 11th IEEE PVSC conference*. New York, USA; 1975.
- [3,4] Kern JEC, Russell MC. Combined photovoltaic and thermal hybrid collectorsystems. In: *Proceedings of the 13th IEEE photovoltaic specialists*. Washington, DC, USA; 1978. p. 1153–7.
- [5] Cox III CH, Raghuraman P. Design considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collectors. *Sol Energy* 1985;35:227–41.
- [6,7] Braunstein A, Kornfeld A. On the development of the solar photovoltaic and thermal (PVT) collector. *IEEE Trans Energy Convers* 1986;EC-1(4):31–3.
- [8] Lalovic B. A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector. *Sol Cells* 1986–1987;19:131–8.
- [9] PVT Roadmap – a European guide for the development and market introduction of PV-thermal technology; 2006, PVT forum: <<http://www.pvtforum.org/index.html>>.
- [10] Hegazy AA. Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Convers Manage* 2000.
- [11] TIWARI A., SODHA M. S., CHANDRA A., et al. Performance evaluation of photovoltaic / thermal solar air collector for composite climate of India. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, n° 2, pp.175-189, 2006.
- [12] Tripanagnostopoulos Y, Nousia Th, Souliotis M, Yianoulis P. Hybrid photovoltaic/thermal solar systems. *Sol Energy* 2002.
- [13] VOKAS G., CHRISTANDONIS N., SKITTIDES F. Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling-A theoretical approach. *Solar Energy*, vol. 80, n° 5, pp. 607-615, 2006.
- [14] Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y. Air-cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. *Sol Energy* 2007.
- [15] Othman MY, Yatim B, Sopian K, Bakar MNA. Performance studies on a finned double-pass photovoltaic-thermal (PV/T) solar collector. *Desalination* 2007.
- [16] OTHMAN M.Y.H., RUSLAN H., SOPIAN K., JIN G.L. Performance study of photovoltaic thermal (PV/T) solar collector with V-grooved absorber plate. *Sains Malaysiana*, vol.38, pp. 537–41, 2009.

BIBLIOGRAPHIE

- [17] EBRAHIM M., ALFEGI KAMARUZZAMAN Ali, MOHD Y.H.O., BIN YATIM B., The Effect of Flow Rates on the Performance of Finned Single Pass, Double Duct Photovoltaic Thermal Solar Air Heaters, ISSN 1450-216X, Vol.25 N. 2, pp. 339-344, 2009.
- [18] JOSHI A.S., TIWARI A., TIWARI G.N., DINCER I., REDDY B.V., Performance evaluation of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) (glass-to-glass) system, vol.48, pp. 154–64, 2009.
- [19] SARHADDI S., FARAHAHAT S., AJAM H., BEHZADMEHR A., MAHDAVI ADELI M., An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector, Applied Energy vol. 87, pp. 2328–2339, 2009.
- [20] SANDBERG M., MOSHFEGH B. Buoyancy-induced air flow in photovoltaic facades. Effect of geometry of the air gap and location of solar cell modules. Building and Environment, vol. 37, n° 3, pp. 211-218, 2007.
- [21] MORTEZAPOUR H., GHOBADIAN B., KHOSHTAGHAZA M. H. And MINAEI S., Performance Analysis of a Two-way Hybrid Photovoltaic/Thermal Solar Collector, J. Agr. Sci.Tech. Vol. 14, pp. 767-780, 2012.
- [22] TOUAFEK K., HADDADI M., MALEK A., BENDAIKHA-TOUAFEK W., étude thermique d'un capteur hybride photovoltaïque thermique (PV/T) à air recouvert destine au chauffage d'habitation. Revue des Energies Renouvelables, Vol. 11 N°1, pp. 153–165, 2006.
- [23] K. TOUAFEK, M. HADDADI, A.MALEK. Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride solaire photovoltaïque thermique ; Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°1, pp. 153 – 165(2008).
- [24] TOUAFEK K., HADDADI M., MALEK A. “Design and modeling of a photovoltaic thermal collector for domestic air heating and electricity production”, Energy and Buildings, vol59, pp 21–28, 2013.
- [25] Ji J, Jiang B, Yi H, Chow TT, He W, Pei G. An experimental and mathematical study of efforts of a novel photovoltaic-trombe wall on a test room. Int Energy Res 2008.
- [26] Bergene T, Lovvik OM. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. Sol Energy 1995.
- [27] Agarwal RK, Garg HP. Study of a photovoltaic-thermal system—thermosyphonic solar water heater combined with solar cells. Energy Convers Manage 1994.
- [28] Hisashi Saitoh, Yasuhiro Hamada, Hideki Kubota, Makoto Nakamura, Kiyoshi Ochifuji, Shintaro Yokoyama et Katsunori, REFERENCE. Les expériences de terrain et des analyses sur un capteur solaire hybride. Génie Thermique appliquée pp 2089-2105, (2003),
- [29] de Vries DW. Design of a photovoltaic/thermal combi-panel. Ph.D. Thesis, Eindhoven Technical University, Netherland; 1998.

BIBLIOGRAPHIE

- [30] Fujisawa T, Tani T. Annual exergy evaluation on photovoltaic-thermal hybrid collector. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1997.
- [31] TRIPANAGNOSTOPOULOS Y, TZAVELLAS D., et al. Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation. In: *Proceedings of the 17th European PV Solar Energy Conference, Munich, Allemagne, pp. 2515-2518, 2001.*
- [32] de Vries DW. Design of a photovoltaic/thermal combi-panel. Ph.D. Thesis, Eindhoven Technical University, Netherland; 1998.
- [33] Vokas G, Christandonis N, Skittides. Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling – a theoretical approach. *Sol Energy* 2006.
- [34] SANDBERG M., MOSHFEGH B. Buoyancy-induced air flow in photovoltaic facades. Effect of geometry of the air gap and location of solar cell modules. *Building and Environment*, vol. 37, n° 3, pp. 211-218, 2002.
- [35] Saitoh H, Hamada Y, Kubota H, Nakamura M, Ochifuji K, Yokoyama S, et al. Field experiments and analysis on a hybrid solar collector, 2003.
- [36] BERGENE T., LOVVIK O. M. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy*, vol. 55, n° 6, pp. 453-462, 1995.
- [37] Al Harbi Y, Eugenio NN, Al Zahrani S. Photovoltaic-thermal solar energy experiment in Saudi Arabia. *Renew Energy* 1998.
- [38] Rockendorf G, Sillmann R, Podlowski L, Litzemberger B. PV-hybrid and thermoelectric collectors. *Sol Energy* 1999.
- [39] Affolter P, Eisenmann W, Fechner H, Rommel M, Schaap A, Serensen H, Tripanagnostopoulos Y, Zondag H. PVT roadmap: a European guide for the development and market introduction of PV-thermal technology. ECN Editor; 2007.
- [40] Zondag HA, Van Helden WGJ. Stagnation temperature in PVT collector. Report ECN-RX-02-045; 2002. <http://www.ecn.nl/library/reports/2002/rx02045.html>
- [41] FRAISSE G., MENEZO C., JOHANNES K. Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type. *Solar Energy*, vol. 81, n° 11, pp. 1426-1438, 2007.
- [42] CHOW T.T., HE W., JI J. An experimental study of façade-integrated photovoltaic/water-heating system. *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, n° 1, pp. 37-45, 2007b.
- [43] KALOGIROU S. A., TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. Industrial application of PV/T solar energy systems. *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, n° 8-9, pp. 1259-1270, 2007.
- [44] Agarwal RK, Garg HP. Study of a photovoltaic-thermal system—thermosyphonic solar water heater combined with solar cells. *Energy Convers Manage* 1994.

BIBLIOGRAPHIE

- [45] CHOW T.T., HE W., JI J., et al. Performance evaluation of photovoltaic-thermosyphon system for subtropical climate application. *Solar Energy*, vol. 81, pp. 123-130, 2007.
- [46] CHOW T.T., HE W., JI J. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Solar Energy*, vol. 80, n° 3, pp. 298-306, 2006.
- [47] Audrey Delnatte, Waltrui Huysmans. *Les systèmes photovoltaïques en toiture : état de l'art*, 2008.
- [48] K. Touafek et al. Etude d'un système de cogénération par les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques destiné à l'habitat, *Revue des Energies Renouvelables CER'07 Oujda (2007)* 177 – 180.
- [49] H. Bateau , *Le soleil au service de votre confort, le chauffage et l'eau chaude solaires*.
- [50] R.KHARCHI, A.HAMID, M.BELHAMEL, contribution de l'énergie dans le chauffage de l'habitation par plancher, centre de développement des énergies renouvelable .P.62, Bouzaréah.
- [51] Keith Roberson, Andreas Athienitis. *Introduction à la conception de bâtiments solaires*
- [52] PATRICK DUPEYRAT, YU BAI, GERALD KWIATKOWSKI, GILLES FRAISSE, performances énergétiques de capteurs solaires hybrides PVT pour la production d'eau chaude sanitaire, 2007.
- [53] Mr .M.MANSEUR « étude du chauffage et du rafraîchissement de la salle de lecture de la faculté de génie de la construction » mémoire de fin d'étude 2004
- [54] SID BOUALEM, MAMOU BELKACEM « réalisation et caractérisation d'un capteur solaire thermique écologique » mémoire de fin d'étude 2013.