



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE  
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

N° d'ordre : M...../GE/2020

## MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

**MASTER EN GENIE ELECTRIQUE**

Option : Energie renouvelable en Electrotechnique

Présenté par :

**ABBOU WISSAM**

**MEZIOUD DALAL NOUR EL HOUDA**

**Intitulé du sujet**

**Systemes solaires hybride photovoltaïque et thermique pour le chauffage ,la climatisation et l'alimentation en énergie électrique d'une maison**

**Encadre par :**

**F. Bekkouche**

**MCB**

Soutenu le

03/09 /2020 devant le jury composé de :

Examineur 1 : MS. HADRI B

PROFESSEUR

Université ST

Examineur 2 : Mr. BENYAMINA.M

MCB

Université ST

Année Universitaire 2019/2020

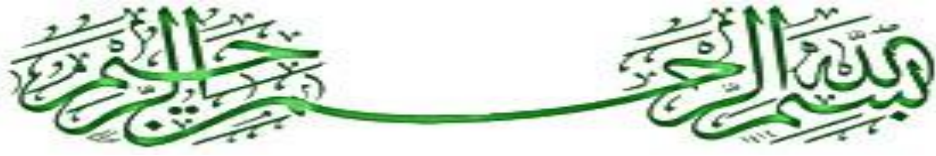
## ***Remerciement***

***Avant tout nous tenons nos remerciements à notre Dieu de nous avoir donné le courage et la volonté pour Accomplir ce travail.***

***A la suite Nous tenons à remercier vivement Mme BEKKOUCHE notre encadreuse qui a fourni des efforts énormes, par ses informations ses conseils et ses encouragements. Nous tenons également à remercier messieurs les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de siéger à notre soutenance.***

***Et tous les professeurs du département de Génie électrique***

***A tous ce qui furent à un moment ou à un autre et à tout instant partie prenante de ce travail. Nos plus chaleureux remerciements à tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire.***



## *Dédicace*

*Au terme de ce très modeste travail, je tiens à exprimer ma gratitude envers le très Haut, Allah l'Exalté et les personnes qui m'ont soutenue durant la réalisation de ce mémoire.*

*Mes très chers parents :*

*Père, vous avez toute ma gratitude, car c'est grâce à vous que j'ai atteint mon but...*

*Ma très chère maman, je vous remercie pour votre soutien moral, vos encouragements et vos conseils qui m'ont guidés durant mon parcours*

*A mes frères*

*Je dédie ce modeste travail à mes frères, neveux et nièces et à toute ma famille et à mes meilleurs amis*

*A mon cher binôme Qui m'a beaucoup aidé et supporté durant tout ce travail.*

**ABBOU WISSAM**



# *Dédicace*

*Je dédie cet ouvrage*

*A ma chère mère, A mon cher père, qui me soutenu et encouragé durant ces années d'études . Pour ses soutiens moral et leurs conseils précieux tout au long de mes études.*

*A mes frères ,A mes chères sœurs , mes grands parents et Ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail.*

*Ils m'ont chaleureusement supporté et encouragé tout au long de mon parcours.*

*A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.*

*A ma chère binôme , Pour sa entente et sa sympathie.*

*A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.*

*A tous mes autres ami(e)s,*

*A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.*

***MERCI !***

***MEZIOUD DALAL NOUR EL HOUDA***

## Résumé

---

*L'énergie solaire est une possibilité de développement efficace et durable. C'est pour cela que les recherches scientifiques se développent dans le sens de généraliser, améliorer et optimiser l'exploitation des systèmes solaires.*

*Dans ce mémoire, nous proposons le dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque thermique pour alimenter, chauffer et refroidisseune maison l'utilisation d'un tel système nécessite de connaitre certaines caractéristiques de certains éléments que constituent le système. L'étude a été faite par logiciel TRNSYS pour visualise la variation de température et l'énergie en été et hiver de chauffe-eau , chauffage et climatisation en thermique et PV en énergie électrique .*

*Finalement, nous envisageons de faire l'installation du système sur une maison*

## ملخص

*الطاقة الشمسية هي وسيلة للتنمية الفعالة و المستدامة و لهذا الغرض قام الباحثون العمليون على تطويرها من اجل تحسين استغلالها .تحسين الطاقة الشمسية يعتمد على قياسات و زيادة في توليد الطاقة للحصول على أفضل مردود و عليه تمت عدة دراسات لتزويد المستهلك بهذه الطاقة*

*في هذه المذكرة تطرقنا إلى دراسة إمكانية تزويد منزل بالطاقة الشمسية و تسخينه و تبريده . يتطلب استخدام مثل هذا النظام والطاقة في الصيف والشتاء خصائص معينة لبعض العناصر التي تشكل النظام لتصور تباين درجات الحرارة .تم لسخانات المياه والتدفئة والتكييف في الحرارة و أخيرا نعمل على تجسيد نظام TRNSYS إجراء الدراسة بواسطة برنامج الطاقة الشمسية على المنزل PV*

## Abstract

*In this thesis ,we propose the sizing of a hybridphotovoltaic thermal system to supply , heat and cool a house .the use of such a system requires knowing certain charateristics of certain element that constitute the system .the study was carried out by TRNSYS software to visualize the temperature variation and energy in summer and winter of water heaters ,heating and air conditioning in thermal and PV in electric .finally we plan to do the installaion on a house*



Sommaire

# Sommaire

---

<i>Remerciement</i> .....	<i>I</i>
<i>Dédicace</i> .....	<i>IV</i>
<i>Résumé</i> .....	<i>V</i>
<i>Liste des figures et tableaux</i> .....	<i>VI</i>
<i>Nomenclature</i> .....	<i>VIII</i>
<i>Introduction générale</i> .....	<i>1</i>
<b><i>CHAPITRE I : rayonnement solaire</i></b>	<b><i>3</i></b>
<i>I-1- Introduction</i> .....	<i>4</i>
<i>I-2- Situation géographique de l'Algérie</i> .....	<i>4</i>
<i>I-3- Mouvement de la terre autour du soleil</i> .....	<i>4</i>
<i>I-4- Mouvement apparent du soleil</i> .....	<i>5</i>
<i>I-5- La sphère céleste</i> .....	<i>6</i>
<i>I-6- Les coordonnées géographiques d'un site</i> .....	<i>7</i>
<i>I-7- Les coordonnées du soleil par rapport à un observateur</i> .....	<i>8</i>
<i>I-7-1- Le repère équatorial</i> .....	<i>8</i>
<i>I-7-2- Le repère horizontal</i> .....	<i>9</i>
<i>I-8- Orientation d'un plan</i> .....	<i>12</i>
<i>I-9- Angle d'incidence sur un plan (i)</i> .....	<i>14</i>
<i>I-10- Les temps solaires</i> .....	<i>14</i>
<i>I-10-1- Le temps solaire vrai (TSV)</i> .....	<i>14</i>
<i>I-10-2- Le temps solaire moyen (TSM)</i> .....	<i>14</i>
<i>I-10-3- Le temps universel (TU)</i> .....	<i>15</i>
<i>I-10-4- Temps légal (TL)</i> .....	<i>15</i>
<i>I-10-5- Lever et coucher du soleil</i> .....	<i>15</i>
<i>I-10-6- La durée du jour</i> .....	<i>17</i>
<i>I-11- Modélisation du rayonnement solaire</i> .....	<i>17</i>

# Sommaire

---

I-12-conclusion.....	18
I-13-Bibliographie .....	18
<b>CHAPITRE VII :Les capteurs solaires hybrides</b>	<b>19</b>
II-1-introduction .....	20
II-2-Historique.....	20
II-3-Les capteurs solaires hybrides photovoltaïque thermique PV/T.....	21
II- 3-1-Définition Un capteur photovoltaïque thermique (PV/T).....	21
II-3-2-Classification du capteur solaire PV/T plan.....	21
II-3-2-1-Les capteurs solaires hybrides PV/T à eau.....	22
II-3-2-2-Les capteurs hybrides PV/T bi fluide.....	25
II-3-2-3-Les capteurs solaires hybrides PV/T à air.....	25
II-3-2-4-Capteur solaire hybride PV/T de concentration.....	29
II-4- conclusion .....	30
II-5- Bibliographie .....	30
<b>CHAPITRE III : dimensionnement d'un système photovoltaïque et thermique</b>	<b>32</b>
III-1-introduction.....	33
III-2-Présentation du site.....	33
III-2-1-Situation Climatique.....	33
III-2-2-Situation Continental.....	34
III-3-Disposition des panneaux.....	34
III-4-Estimation des besoins journaliers .....	35
III-5-Détermination de la puissance des modules photovoltaïques et Dimensionnement de l'onduleur .....	36
III-5-1-Choix du panneau.....	36
III-5.1.1. Technologie de panneau dualsun spring.....	39
III-5.1.2. DualSun en tête des performances thermiques des panneaux solaires hybrides (PV/T).....	42



# Sommaire

---

III-5-3-Calcul de la capacité de batterie.....	43
III-6-Emplacement des panneaux et sélection du type de câblage.....	45
III-7-Résumé des résultats principaux du dimensionnement.....	46
III-8-Dimensionnement thermique .....	46
III-8-1-Rappels sur les éléments d'échanges thermiques.....	46
III-8-1-1- Transfert de chaleur par conduction.....	47
III-8-1-2- Transfert de chaleur par convection.....	47
III-8-2-Expression du flux de chaleur.....	48
III-8-2-1- Dimensionnement thermique .....	49
III-9-Calcul du besoin de chauffage et eau chaude sanitaire .....	50
III-9-1-Calcul le rendement de capteur .....	50
III-9.2.La surface de captation du système .....	50
III- 9-3-Calcul des besoins en chauffage .....	51
III-9-5- Pompe à chaleur.....	53
III-10-Chauffage et climatisation .....	53
III-10-1- Quelles sont les mois qui utilise la climatisation réversible en mode chauffage et en mode climatiseur.....	53
III-11- Conclusion .....	53
III-12- Bibliographie.....	54

# Sommaire

---

<b>CHAPITRE VI : Simulation avec TRNSYS.....</b>	<b>55</b>
VI-1-Introduction.....	56
VI-2-Simulation avec TRNSYS.....	56
VI-2-1-Présentation du logiciel TRNSYS.....	56
VI-2-2- L'environnement de TRNSYS.....	57
VI-2-3-Les outils de TRNSYS.....	57
VI-2-4-Applications .....	58
VI-3-Modélisation et simulation.....	58
VI- 3-1-Météonorm.....	58
VI-4. Présentation du modèle de l'installation.....	58
VI-5-Les donnée Météonorm.....	59
VI-6-résultat de la simulation sous TRNSYS.....	61
VI-6-1- partie électrique .....	61
VI-6-2-partie thermique.....	68
VI-7-conclusion.....	78
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>79</b>

## Nomenclature

---

### Notations et symboles

<i>Symbole</i>	<i>Définition</i>	<i>Unité</i>
<i>D</i>	<i>Déperditions par transmission</i>	<i>W/°C</i>
<i>Ds</i>	<i>Déperditions surfaciques</i>	<i>W/°C</i>
<i>Dii</i>	<i>Déperditions à travers les liaisons</i>	<i>W/°C</i>
<i>DR</i>	<i>Déperditions par renouvellement d'air</i>	<i>W/°C</i>
<i>φ</i>	<i>Latitude.</i>	<i>•</i>
<i>L</i>	<i>Longitude.</i>	<i>•</i>
<i>δ</i>	<i>Déclinaison.</i>	<i>°</i>
<i>n</i>	<i>Numéro du jour de l'année.</i>	
<i>ω</i>	<i>Angle horaire.</i>	<i>•</i>
<i>TSV</i>	<i>Temps solaire vrai.</i>	<i>Heures</i>
<i>TU</i>	<i>Temps universel.</i>	<i>Heures</i>
<i>TSM</i>	<i>Temps solaire moyen.</i>	<i>Heures</i>
<i>ET</i>	<i>Equation du temps.</i>	<i>minutes</i>
<i>H</i>	<i>Hauteur angulaire (hauteur du soleil).</i>	<i>•</i>
<i>ω0</i>	<i>Angle horaire correspondent au lever et coucher du soleil.</i>	
<i>D0</i>	<i>Durée du jour.</i>	<i>Heures</i>

### Indice

*ECS : Eau chaude sanitaire*

*TCS : Taux de couverture*

*PSU : Puissance solaire utile*

## Listes de figures

---

### **CHAPITRE I : rayonnement solaire**

Figure (I.1) : Mouvement de la terre autour du soleil [2].....	5
Figure (I.2) : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L .....	6
Figure (I.3) : La sphère céleste La direction des objets peut être évaluée de façon précise à l'aide d'un système de coordonnées célestes, qu'on fera l'objet de définir dans ce qui suit.....	7
Figure (I.4) : Définition des coordonnées terrestre d'un lieu donné.....	7
Figure (I.5) : La déclinaison du soleil durant l'année .....	9
Figure (I.6) : les coordonnées locales du soleil.....	10
Figure (I-7) :L'évolution de la hauteur maximale du soleil pour diverses latitudes.....	11
Figure (I.8) : Azimut du soleil pour des journées typiques de l'année... ..	12
Figure (I.9) : Angle d'inclinaison d'un capteur solaire.....	13
Figure (I.10) : les angles caractérisant un capteur plan incliné.....	14
Figure (I.11) : Variation annuelle de l'heure de lever du soleil pour différents lieux.....	16
Figure (I.12) : Variation annuelle de l'heure de coucher du soleil pour différents lieux.....	16
Figure (I.13) : Evolution annuelle de la durée du jour pour différents lieux.....	17
Figure (I.14) : Rayonnement direct, diffus et global.....	18

### **CHAPITRE II :Les capteurs solaires hybrides**

Figure (II.1) : Coupe transversale du composant hybride à eau.....	22
Figure (II.2) : Système photovoltaïque thermique intégré (IPVTS) avec tube rond.....	23
Figure(II.3). Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau.....	24
Figure II.4. Capteur solaire PV/T à deux fluides et à fonctions superposées.....	25
Figure II.5. Coupe transversale de PV/T à air non vitré (a) : (i) avec tedlar et (ii) sans tedlar et (b) : (i) vitré avec tedlar et (b) (ii) sans tedlar.....	26

## Listes de figures

---

Figure II.6. Coupe transversale de capteur hybride PV/T à air avec modèle d'absorbeur de forme rectangulaire.....	27
Figure II.7. Schéma du capteur solaire hybride PV/T à air simple passe.....	28
Figure II.8. Coupe transversal du capteur solaire PV/T à air double passe.....	29
Figure II.9. Prototype concentrateur CPV/T type ANU.....	30

### Chapitre III : dimensionnement d'un système photovoltaïque et thermique

Figure (III.1) : Position de la ville de Mostaganem via Google Earth.....	34
Figure (III.2) : irradiation moyenne dans l'année .....	38
Figure (III.3) : écoulement d'un fluide en régime laminaire .....	48
Figure (III.4) : écoulement d'un fluide en régime turbulent.....	48
Figure (III.5) plan de notre maison de 4 chambres.....	49

### CHAPITRE VI : simulation avec TRANSYS

Figure (VI.1) : Schéma de fonctionnement de TRANSYS.....	57
Figure (VI.2) : Représentation de la variation du rayonnement pour une année.....	60
Figure (VI.3) : la variation de température durant une année.....	60
Figure (VI.4):la variation de température journalière (max, min) durant une année.....	61
Figure (VI.5): Modélisation du système PV/T.....	62
Figure (VI.6) :resultat de simulation de la puissance et la radiation durant tout l'année.....	63
Figure (VI.7) :resultat de simulation de la radiation en( w/ m2 ) durant tout l'année.....	64
Figure (VI.8) :resultat du simulation de la puissance en (w)durant tout l'année.....	65
Figure (VI.9) :resultat de simulation de la puissance et la radiation durant le moi de janvie.....	66
Figure (VI.10) : Simulation d'eau chaude sanitaire.....	67
Figure (VI.11) :Simulation d'eau chaude durant toute l'année.....	68

## Listes de figures

---

<i>Figure (VI.12) : Représentation de la simulation à sept journées de moi de janvier.....</i>	<i>69</i>
<i>Figure (VI.13) :Evolution horaire de la demande de chauffage pendant sept jours du mois de janvier [0.0-175.9h].....</i>	<i>70</i>
<i>Figure (VI.14) :Evolution horaire de la demande de chauffage pendant le mois de juillet [5792.6-5955.5h].....</i>	<i>71</i>
<i>Figure (VI.15) : schéma de simulation du chauffage et climatisation durant toute l'année...72</i>	
<i>Figure (VI.16) :Simulation du chauffage et climatisation durant toute l'année .....</i>	<i>73</i>
<i>Figure (VI.17) : Simulation du chauffage et climatisation durant le mois de janvier [19.5-.175.9h].....</i>	<i>74</i>
<i>Figure (VI.18) :Simulation du chauffage et climatisation durant le mois de Juille].....</i>	<i>75</i>
<i>Figure (VI.19) :Simulation du chauffage et climat durant le mois de mai.....</i>	<i>76</i>
<i>Figure (VI.20) :Simulation du chauffage et climatisation durant le mois de mai[2906.06-303.8h].....</i>	<i>77</i>

## Liste des tableaux

---

### *Chapitre III : dimensionnement d'un système photovoltaïque et thermique*

<i>Tableau (III. 1) Relation entre la latitude et l'inclinaison des modules PV.....</i>	<i>34</i>
<i>Tableau (III.2) : consommation journalière électrique .....</i>	<i>35</i>
<i>Tableau (III. 3) Différentes types de pertes énergétiques rencontrées dans le photovoltaïque.....</i>	<i>37</i>
<i>Tableau (III.4) :caractéristiques techniques.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau (III.5) : caractéristique pv.....</i>	<i>41</i>
<i>Tableau (III.6) : caractéristique thermique .....</i>	<i>41</i>
<i>Tableau (III.7) : caractéristique des batteries.....</i>	<i>44</i>
<i>Tableau (III.8) :Résumé du dimensionnement en hiver.....</i>	<i>46</i>

## Introduction général

---

*Le développement économique, avec une utilisation intensive et souvent mal gérée des énergies, met en péril notre environnement. En 2050, avec une population mondiale estimée entre 8 et 10 milliards, un doublement de la demande mondiale d'énergie est prévu. L'augmentation des consommations énergétiques est accompagnée de nombreuses incertitudes pesant sur les réserves connues d'énergies fossiles, en particulier le pétrole dont la durée est estimée à 50 ans. De grands efforts concernant l'efficacité énergétique et la promotion des énergies renouvelables doivent être faits pour éviter de futures crises énergétiques.*

*De l'autre côté Le changement climatique, avec ses importantes conséquences sur les écosystèmes de la planète, sera l'un des plus grands défis de l'humanité pour les cent prochaines années. Depuis deux siècles, l'influence de l'homme commence à modifier sensiblement le climat de la planète. Les émissions de certains gaz liés aux activités humaines ont intensifié le phénomène naturel de l'effet de serre et conduit à un réchauffement de la température sur terre.*

*Ceci risque d'avoir conséquences importantes et directes sur notre planète notamment au niveau de l'élévation du niveau des océans et la désertification.*

*Depuis les années 70, la communauté internationale s'est donc mobilisée pour résoudre ces problèmes, notamment pour limiter les concentrations dans l'atmosphère des gaz à effet de serre puisque plusieurs conférences internationales ont montré que l'influence de l'homme est un facteur dominant du réchauffement atmosphérique observé cela rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie : l'utilisation et le développement des énergies renouvelables.*

*Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le soleil (l'énergie solaire mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), la lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et la terre (géothermique profonde...).*

*Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante ; la quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est l'énergie solaire photovoltaïque.*

*Afin de pouvoir apporter une réponse à la demande croissante en énergie de la société, plusieurs axes de développement sont envisageables dont :*

*L'amélioration des performances énergétiques des systèmes actuellement utilisés.*

*La cogénération au sein d'un même système de formes d'énergie différentes.*

*Le capteur hybride photovoltaïque thermique PVT envisage d'explorer cette production électrique (photovoltaïque) couplée à un système de production d'énergie calorifique. Ce capteur hybride permet donc une cogénération d'énergie. Il vise aussi à améliorer les performances électriques des cellules photovoltaïques en abaissant leurs températures de fonctionnement par un transfert thermique de cette énergie pour le chauffage extérieur.*



## Introduction général

---

*Le but de notre projet est la conception d'un Systèmes solaires hybride photovoltaïque et thermique(PVT) pour le chauffage le refroidissement et l'alimentation électrique d'une maison individuelle sur une année de fonctionnement l'accent sera mis principalement sur le dimensionnement électrique avec la partie photovoltaïque des panneaux pvt et le dimensionnement thermique avec la partie thermique des panneaux PVT  
L'ensemble du projet est modélisé sous Trnsys V16 pour une maison située à Mostaganem. Le Chapitre I présentera de manière succincte des notions sur le gisement solaire, en particulier l'étude du rayonnement solaire qui s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation solaire.*

*Le Chapitre II sera consacré à la présentation d'une synthèse bibliographique des capteurs solaires hybrides PVT sera présentée afin d'avoir une compréhension complète de concept de l'énergie solaire photovoltaïque thermique et les travaux effectués par les chercheurs à ce jour.*

*Le Chapitre III on entamera le dimensionnement électrique et thermique d'une maison de 120m par un système de panneaux hybride photovoltaïque thermique pour le dimensionnement en énergie électrique on a suivie la méthode analytique du moi le plus défavorables, ainsi pour la partie thermique nous calculerons les besoins d'eau chaude et chauffage et climatisation*

*Le Chapitre IV, nous allons procéder à une simulation thermique et électrique du système de panneau solaire hybride (chauffe-eau solaire climatiseur et chauffage) dimensionne pour une maison qui se trouve à MOSTAGANEM à l'aide logiciel de simulation dynamique TRANSYS*

# **Chapitre I**

## **Rayonnement solaire**

**I.1. Introduction :**

Issue de la nature, l'énergie se présente sous deux formes [1] :

- Les énergies non renouvelables, qui sont d'origine fossile, le pétrole, le charbon, le gaz sont parmi les plus connues.
- Les énergies renouvelables, dont les plus importantes sont : le solaire, l'éolien, et la géothermie. Elles trouvent leurs sources dans les différents flux énergétiques naturels incidents sur la terre, qui sont essentiellement :
- Le rayonnement solaire, qui procure 99,97% de sa densité thermique.
- La chaleur interne terrestre, qui procure 0,03% de sa densité thermique.
- Les forces de gravitation.

Parmi toutes les énergies renouvelables, l'énergie solaire est la plus éminente, elle est également à l'origine de la plupart des sources d'énergies utilisées par l'homme.

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 [1].

Dans ce présent chapitre, on commence par une brève la Situation géographique de l'Algérie, nous définissons ensuite quelques données nécessaires pour notre étude notamment les paramètres de position et de temps solaire, en fin une description détaillée du rayonnement solaire

**I.2. Situation géographique de l'Algérie:**

L'Algérie est un pays d'Afrique du Nord bordé au nord par la mer Méditerranée (1200km), à l'est par la Tunisie (965 km) et la Libye (982 km), au sud-est par le Niger (956 km), au sud-ouest par le Mali (1 376 km) et la Mauritanie (463 km), à l'ouest par le Maroc (1 559 km) et le Sahara Occidental (42 km).

Sur le continent africain, l'Algérie est le premier pays par sa superficie (2 381 741 km<sup>2</sup>), dont les quatre cinquièmes sont occupés par le Sahara [2].

**I.3. Mouvement de la terre autour du soleil**

La terre décrit une ellipse dans son mouvement autour du soleil. La révolution complète d'effectue en une période de 365,25 jours. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique.

La terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Cette rotation s'effectue en une journée. L'axe des pôles et l'écliptique font entre eux un angle appelé déclinaison, il est égal à  $23^{\circ}27'$ .

C'est au solstice d'hiver (21 décembre) que la terre est la plus proche du soleil : 147 millions de km. Au 21 juin la distance terre-soleil est de 152 millions de km, c'est le jour où la terre est la plus éloignée, c'est le solstice d'été. Le 21 mars et le 21 septembre sont appelés respectivement équinoxes de printemps et équinoxes d'automne. Aux équinoxes le jour et la nuit sont égaux.

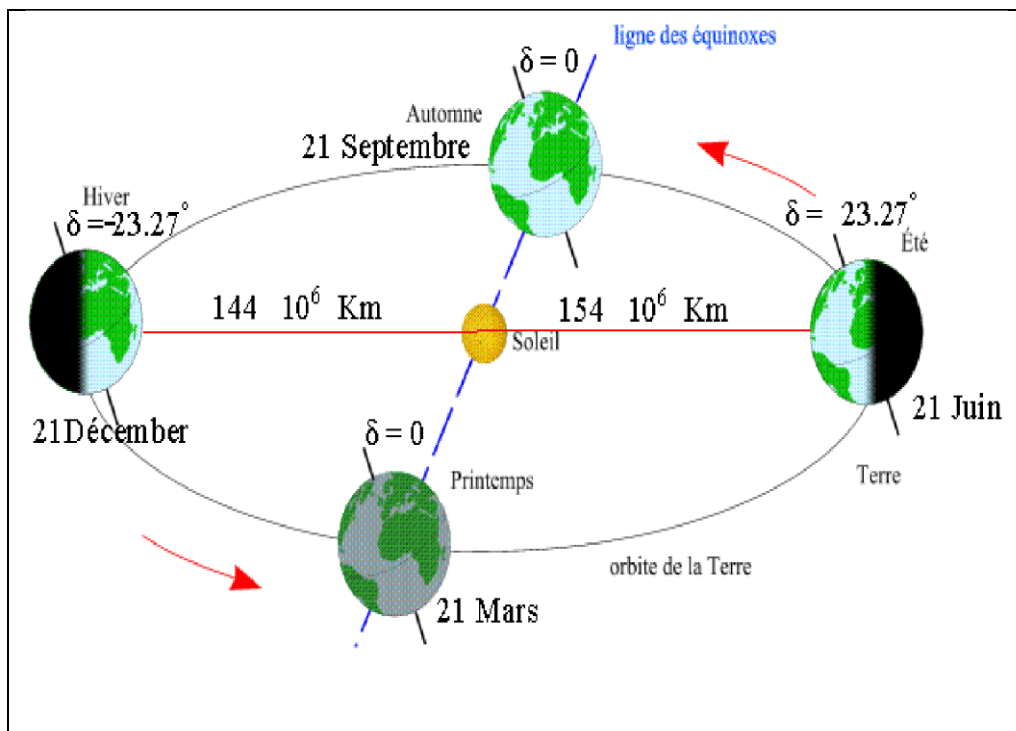


Figure (I-1) : Mouvement de la terre autour du soleil [2]

#### I.4. Mouvement apparent du soleil

Le mouvement que paraît faire le Soleil en une journée vu par un observateur situé sur Terre est appelé "Le mouvement apparent du Soleil". En dehors des régions polaires, de l'Equateur et des tropiques :

- Le matin ; le Soleil est à l'Est, bas sur l'horizon, c'est le « lever du Soleil »
- A midi ; le Soleil est positionné au Sud ou au Nord, et il est au plus haut de son trajet apparent ;
- Le soir ; le Soleil apparaît à l'Ouest, bas sur l'horizon, c'est le « coucher du Soleil »

Le mouvement apparent du Soleil observé par un homme fixe en un point de latitude  $L$  au Nord de l'Equateur est schématisé sur la figure (I-2).

L'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu au midi solaire est égal à  $(L-d)$ .

La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12 entre le 21 mars et le 21 septembre.

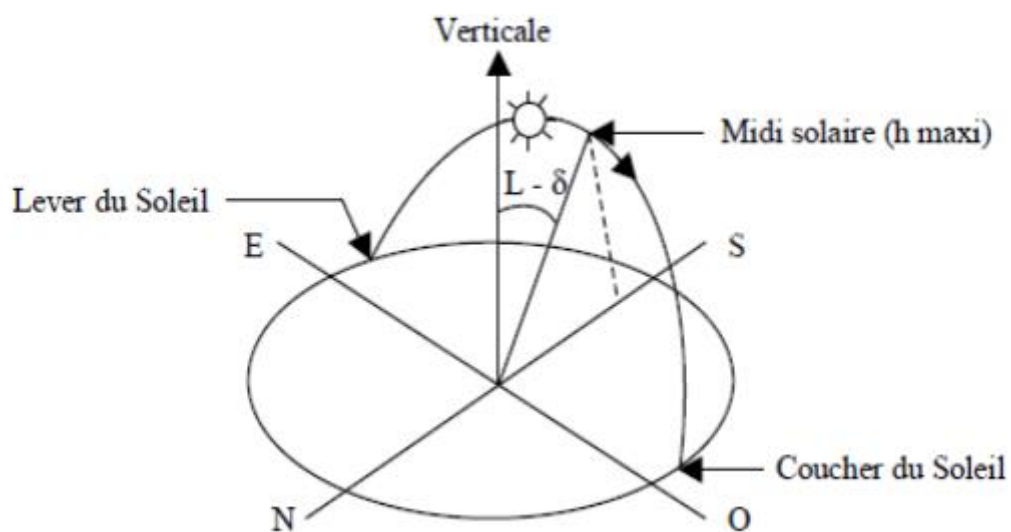


Figure (I-2) : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude  $L$  [3].

### I.5. La sphère céleste

La sphère céleste est une sphère fictive d'un diamètre immense, qui à pour centre la terre, et comme rayon la distance (terre-soleil). On admet que tous les objets visibles dans le ciel se situent sur la surface de la sphère céleste. On peut résumer les différentes caractéristiques sur la sphère elle-même comme c'est indiqué sur la figure (I-3).

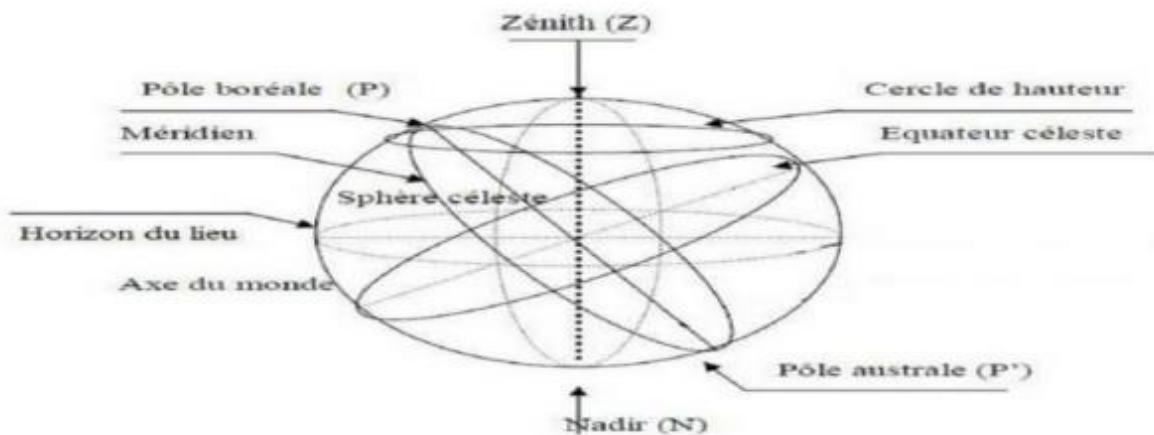


Figure (I-3) : La sphère céleste La direction des objets peut être évaluée de façon précise à l'aide d'un système de coordonnées célestes, qu'on fera l'objet de définir dans ce qui suit.

### I.6. Les coordonnées géographiques d'un site

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestres, à savoir la latitude  $\varphi$  et la longitude  $L$  figure (I-4):

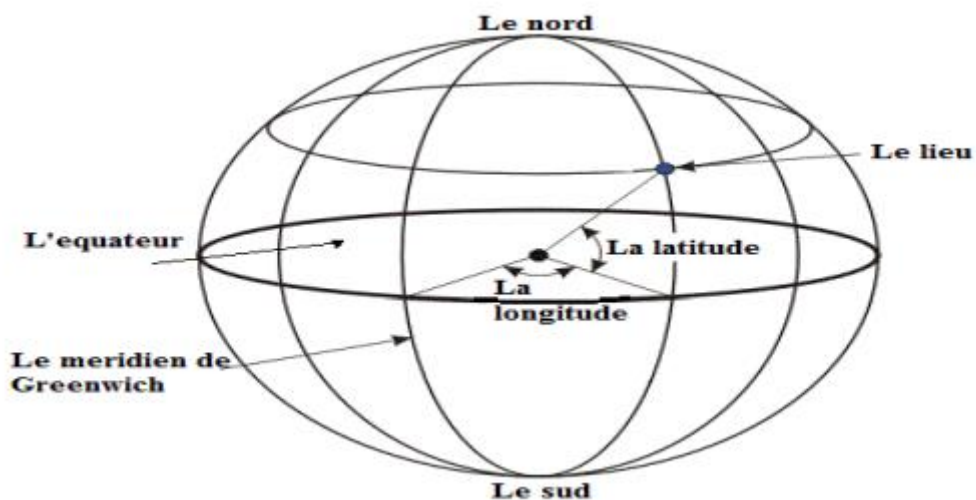


Figure (I-4) : Définition des coordonnées terrestre d'un lieu donné

- La latitude du lieu :  $\varphi$

C'est l'angle que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu et le plan équatorial. Elle varie de  $-90^\circ$  au pôle Sud à  $+90^\circ$  au pôle Nord

$\varphi < 0$  L'hémisphère Sud

$\varphi > 0$  L'hémisphère Nord

$\varphi = 0$  Sur le plan de l'équateur

- La longitude du lieu :  $L$

C'est l'angle entre le plan méridien passant par ce lieu et le plan méridien origine (Greenwich  $0^\circ$ ).

### **I.7. Les coordonnées du soleil par rapport à un observateur**

Pour déterminer les coordonnées du soleil par rapport à un observateur situé sur la surface de la terre on définit deux repères, le repère équatorial et le repère horizontal

#### **I.7.1. Le repère équatorial**

Le repère équatorial est un repère qui prend comme origine le centre de la terre et comme plan de référence le plan de l'équateur. Dans ce repère, la position du soleil dans le ciel est déterminée par deux coordonnées, la déclinaison  $\delta$  et l'angle horaire  $\omega$  [1].

- **La déclinaison du soleil ( $\delta$ )**

Correspond à l'angle formé par le plan équatorial et la direction terre soleil. Elle varie suivant l'équation de Cooper, [1] :

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\left(284 + Nj\right) \cdot \frac{360}{365}\right) \quad (I.1)$$

Avec,  $Nj$  : le numéro du jour de l'année e (1er janvier=1)

Elle varie de  $-23,45^\circ$  au solstice d'hiver à  $+23,45^\circ$  au solstice d'été, et elle est nulle aux équinoxes

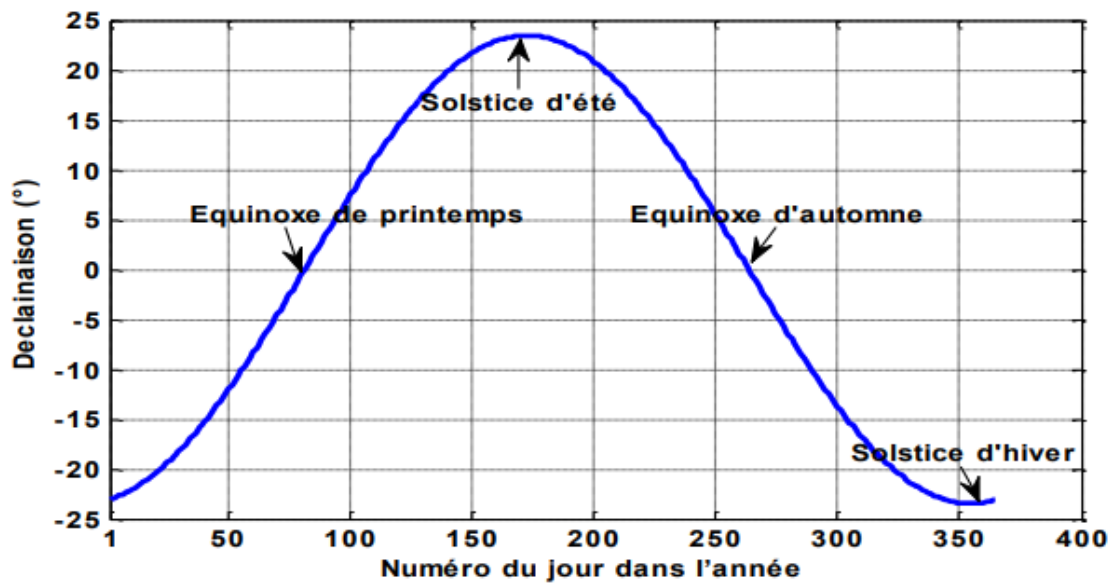


Figure (I-5) : La déclinaison du soleil durant l'année

### ● L'angle horaire ( $\omega$ )

Correspond à l'angle compris entre la projection du soleil sur le plan équatorial et le méridien origine du lieu considéré passant par le sud. Il est donné par la relation suivante:

$$\omega = 15 \cdot (TSV - 12)(1.2)$$

Où,  $T$ , est le temps solaire vrai.

### I.7.2. Le repère horizontal

Le repère horizontal est un repère qui prend comme origine le lieu de situation de l'observateur et comme plan de référence le plan de l'horizon astronomique. Dans ce repère. La position d'un astre dans l'espace peut être repérée par ses coordonnées horizontales définies sur la sphère céleste figure (I-6) à savoir la hauteur du soleil  $h$  et son azimut  $a$  :



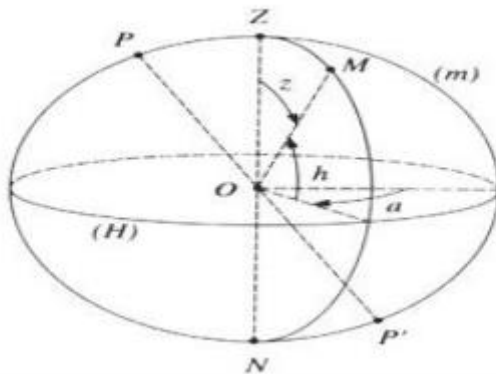


Figure (I-6) : les coordonnées locales du soleil

### ● La hauteur du soleil (h)

Elle correspond à l'angle formé par le vecteur directionnel du soleil et sa projection sur le plan horizontal, figure (1-6), elle vaut  $0^\circ$  au lever et coucher du soleil et elle prend sa valeur maximale ( $90^\circ$ ) à midi solaire. Elle est évaluée par la relation suivante [1] :

$$\sin h = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega + \sin \delta \cdot \sin \varphi \quad (1.3)$$

La hauteur maximale du soleil correspond à  $\omega = 0$ , obtenu à midi en temps solaire vrai elle est évaluée par la relation suivante :

$$h_{max} = 90 - (\varphi - \delta) \quad (1.4)$$

Elle varie selon la latitude d'un lieu et la déclinaison du soleil (le jour de l'année).

La figure (I-7) présente l'évolution de cette dernière pour différents sites.

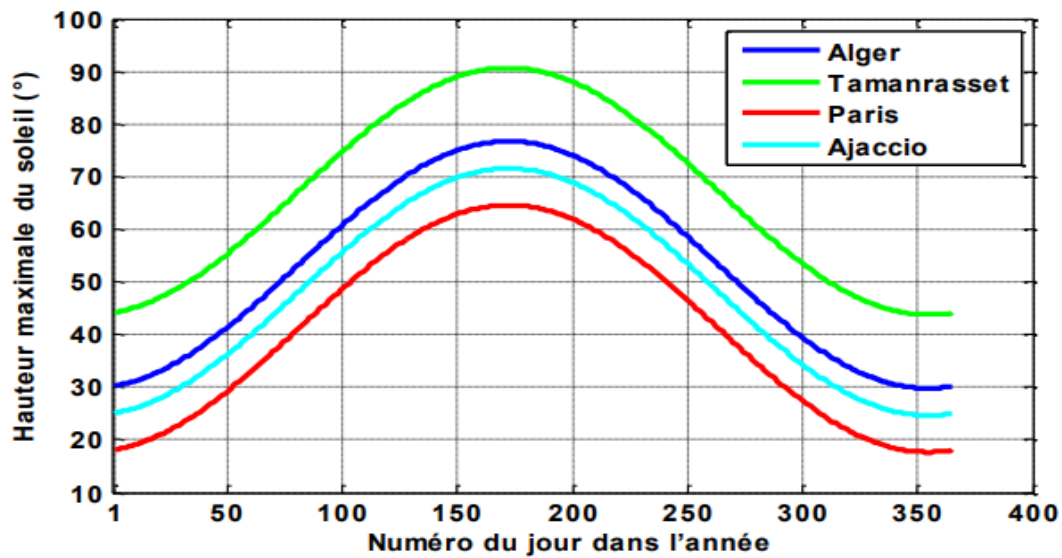


Figure (I-7) L'évolution de la hauteur maximale du soleil pour diverses latitudes

### ● L'azimut du soleil (a)

Il correspond à l'angle formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et le méridien du lieu. Il est compté positivement vers l'est et négativement vers l'ouest. Il est donné par la relation suivante [1] :

$$\sin a = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h} \quad (1.5)$$

L'évolution de l'azimut du soleil pour des journées exceptionnelles de l'année pour un site donné (Alger) est représentée sur la figure (I-8) ci-dessous

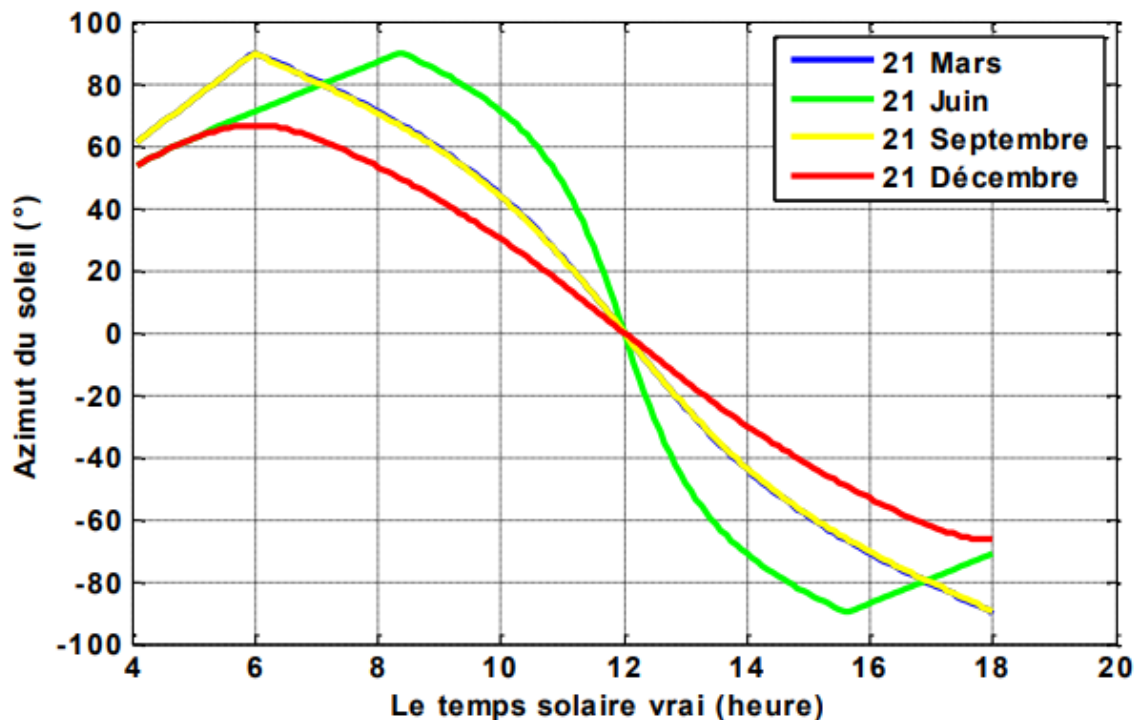


Figure (I-8) Azimut du soleil pour des journées typiques de l'année

### I.8. Orientation d'un plan

Dans les applications solaires, le positionnement de la surface des dispositifs solaire (capteur plan par exemple) est essentiel. Deux angles sont importants à la définition d'un plan quelconque [2], [4] :

- **L'inclinaison du plan :  $\beta$**

Correspond à l'angle que fait le plan du capteur avec l'horizontale. Le calcul de l'angle d'inclinaison se fait en déduisant la déclinaison du soleil de la latitude géographique du lieu de l'emplacement du capteur. En général, il correspond à la latitude de l'emplacement plus ou moins 10 à 15°. Il est recommandé d'employer un angle d'inclinaison plus élevé à la latitude de 10 à 15 degrés durant les mois d'hiver lorsque la trajectoire du soleil est basse dans le ciel (position hivernale). Par contre, en été (position estivale), lorsque la trajectoire du soleil est plus haute dans le ciel, il faut employer un angle d'inclinaison moins élevé à la latitude de moins 10 à 15 degrés

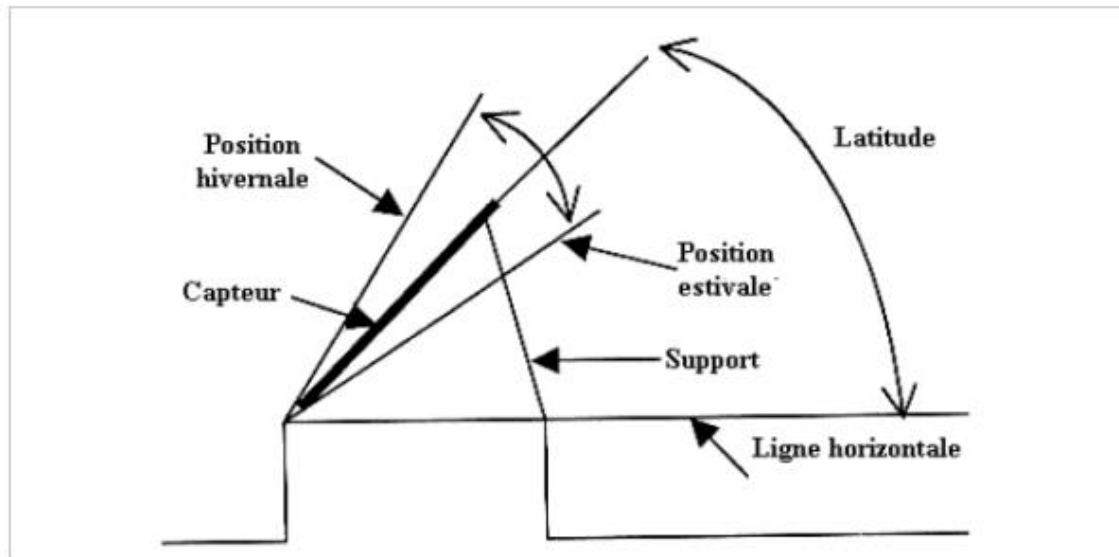


Figure (I-9) : Angle d'inclinaison d'un capteur solaire

Pour un captage annuel, l'angle d'inclinaison du capteur est fixé à la latitude de lieu.

- L'azimut du plan (déviaton azimuthale)  $\alpha$

Il est défini par l'angle que fait la projection de la normale du plan sur le plan horizontal et la direction du sud.

Idéalement, les dispositifs solaires sont orientés plein sud ( $\alpha = 0$ ) pour être exposés au maximum à la lumière solaire.

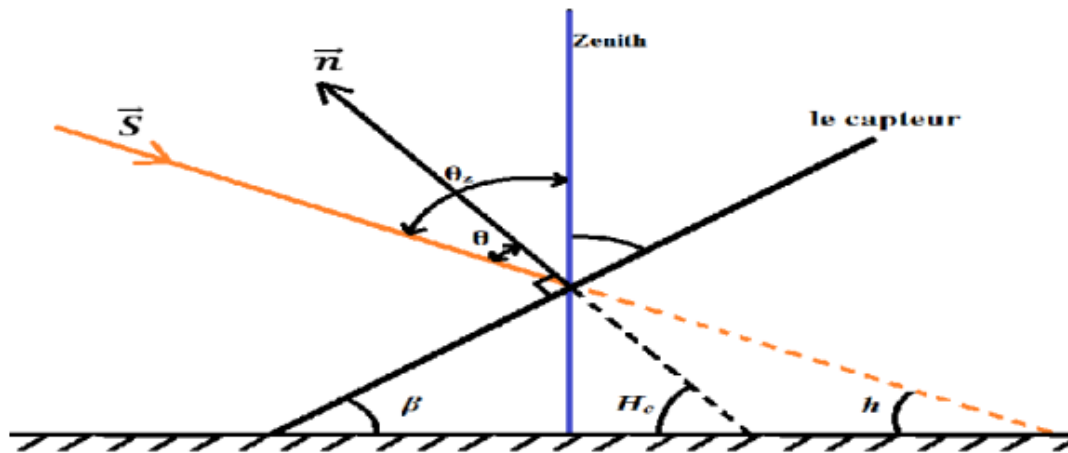


Figure (I-10) : les angles caractérisant un capteur plan incliné

### I.9. Angle d'incidence sur un plan (i)

Il correspond à l'angle formé par la normale du plan avec le vecteur portant la direction du soleil figure (I-10). Son expression est :  $\cos i = \vec{n} \cdot \vec{S}$ . On trouve :

$$\cos i = \sin\varphi \cdot \sin\delta \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\varphi \cdot \sin\alpha \cdot \sin\omega \quad (I.6)$$

Cas particuliers :

- Capteur orienté plein sud ( $\alpha = 0$ ) :

$$\cos i = \sin\delta \cdot \sin(\varphi - \beta) + \cos\omega \cdot \cos\delta \cdot \cos(\varphi - \beta)$$

- Pour un captage annuel de type ( $\beta = \varphi$ )

$$\cos i = \cos\omega \cdot \cos\delta$$

- Pour une incidence parfaite (cas d'un système de poursuite du soleil)  $i = 0$ .

### I.10. Les temps solaires

#### I.10.1. Le temps solaire vrai (TSV)

Le soleil tourne dans le plan de l'équateur de  $360^\circ$  en 24 heures, soit  $15^\circ$  par heure, il existe ainsi une relation simple reliant le temps solaire vrai TSV et l'angle horaire  $\omega$  [3].

$$\omega = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (I.7)$$

#### I.10.2. Le temps solaire moyen (TSM)

La trajectoire de la terre autour du soleil est elliptique (première loi de Képler).

Durant ce mouvement, le rayon vecteur Soleil-Terre balaie des aires égales dans des temps égaux (deuxième loi de Képler). Tout ceci, ajouté au fait que l'axe de rotation de la terre est incliné par rapport au plan de l'écliptique, fait que la durée du jour solaire vrai varie selon les époques de l'année [1].

On introduit alors la notion de temps solaire moyen (TSM) qui varie de  $\pm 16$ mn par rapport au temps solaire vrai (TSV) ce qui correspond à l'équation de temps.

TSM est donnée par la relation suivante [3] :

$$TSM = TSV - ET \quad (1.8)$$

Où  $Et$  est le terme correctif appelé équation de temps

Cette quantité peut être calculée par la formule suivante [3] :

$$Et = -0,0002 + 0,4197 \times \cos(0,984j) - 7,3509 \times \sin(0,984j) - 3,2265 \times \cos(2 \times 0,984j) - 9,3912 \times \sin(2 \times 0,984j) - 0,0903 \times \cos(3 \times 0,984j) - 0,3361 \times \sin(3 \times 0,984j) \quad (1.9)$$

### I.10.3. Le temps universel (TU)

Le temps universel est égal au temps solaire moyen du méridien origine (méridien de Greenwich). Il est exprimé ainsi [1]:

$$TU = TSM + \frac{L}{15} \quad (1.10)$$

Avec  $L$  la longitude exprimée en degré et les temps en heure.

### I.10.4. Temps légal (TL)

L'heure légale correspond à l'heure que nous lisons aux horloges, elle est donnée par la relation suivante [1] :

$$TL = TU + C1 + C2 \quad (1.11)$$

Où,  $C1$  est le décalage horaire par rapport au Greenwich

$C2$  correspond à l'heure d'été et d'hiver, s'il y a lieu.

### I.10.5. Lever et coucher du soleil

L'angle horaire au lever et au coucher du soleil correspond à  $h = 0$ , en remplaçant dans la formule (I.3), on trouve :

$$\omega l = \arccos(-\tan \delta \cdot \tan \varphi) \quad (1.12)$$

Selon la relation (I.7) l'heure solaire au lever du Soleil a donc pour expression :

$$(TSV)l = 12 - \frac{\omega l}{15} \quad (1.13)$$

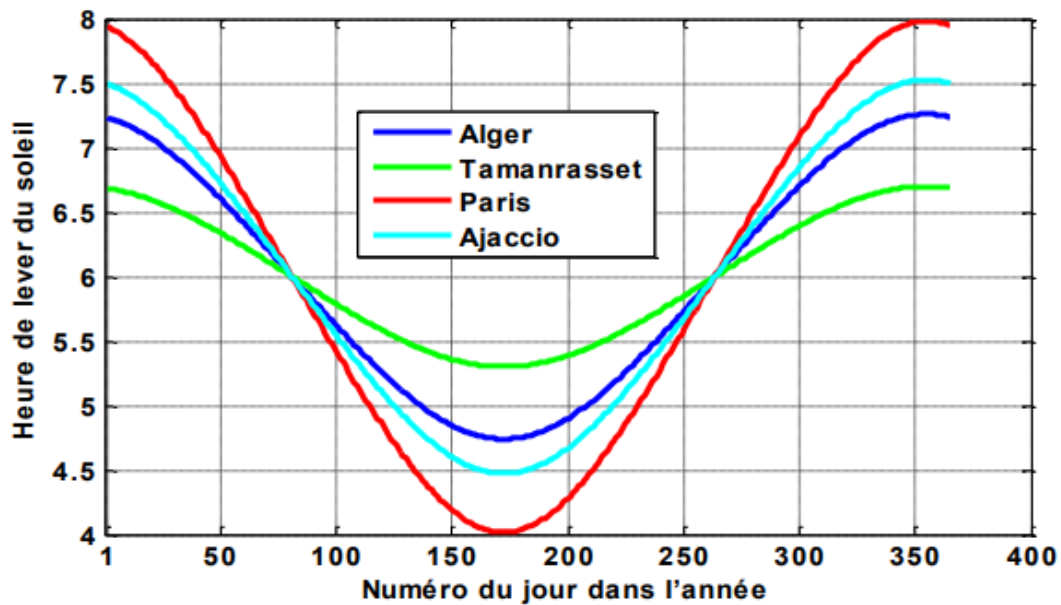


Figure (I-11) :Variation annuelle de l'heure de lever du soleil pour différents lieux  
L'angle horaire  $\omega_c$  au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire au lever du soleil

on a donc  $\omega_c = -\omega_l$ , l'heure solaire au coucher du Soleil a donc pour valeur :

$$(TSV)_c = 12 - \frac{\omega_c}{15} = 12 + \frac{\omega_l}{15} \quad (I.14)$$

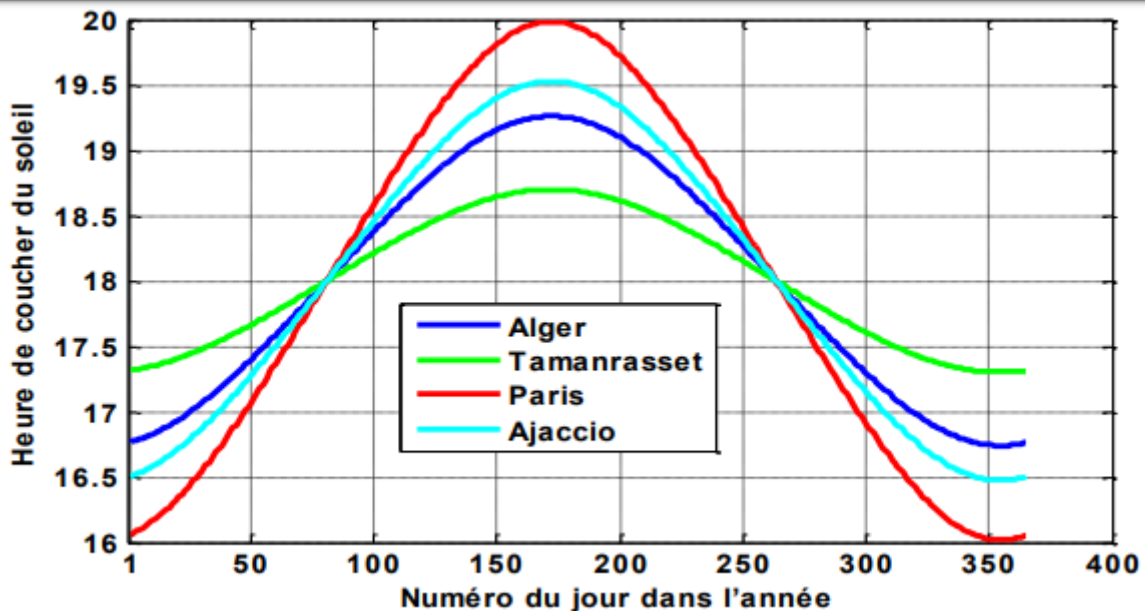


Figure (I-12) :Variation annuelle de l'heure de coucher du soleil pour différents lieux

### I.10.6. La durée du jour

La durée du jour est donnée par la relation suivante [3]:

$$d = (TSV) - (TSV) = 2 \times \frac{\omega l}{15} (1.15)$$

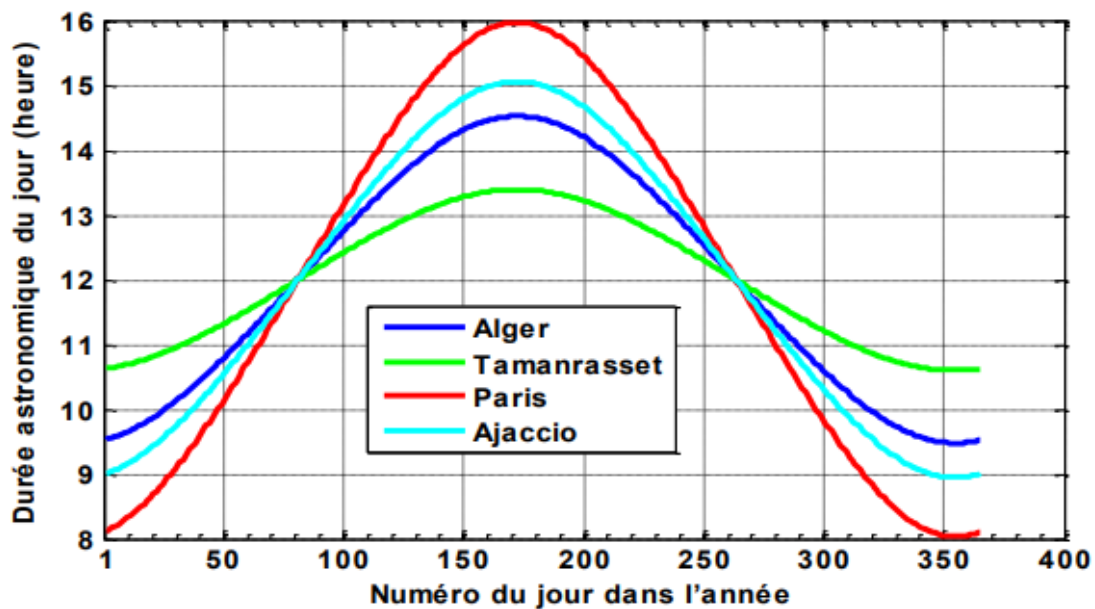


Figure (I-13) : Evolution annuelle de la durée du jour pour différents lieux

### I.11. Modélisation du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire arrivant au sol a au moins deux composantes: une composante direct et une composante diffuse D, le tout formant le rayonnement global G [3].

#### a) Rayonnement direct

C'est la composante parvenant directement de l'angle solide de limite par le disque solaire.

C'est un rayonnement, dont le parcours entre le soleil et la surface terrestre est direct.

#### b) Rayonnement diffus

Le diffus parvient de toute la voute céleste et n'a pas d'orientation privilégiée a cause des effets de l'atmosphère et les nuages.

#### c) Rayonnement global



On appelle rayonnement global le rayonnement solaire parvenant au niveau du sol sur une surface horizontale, soit directement, soit après diffusion. Il s'exprime simplement comme la somme du rayonnement diffus et du rayonnement direct.  $G=I+D$

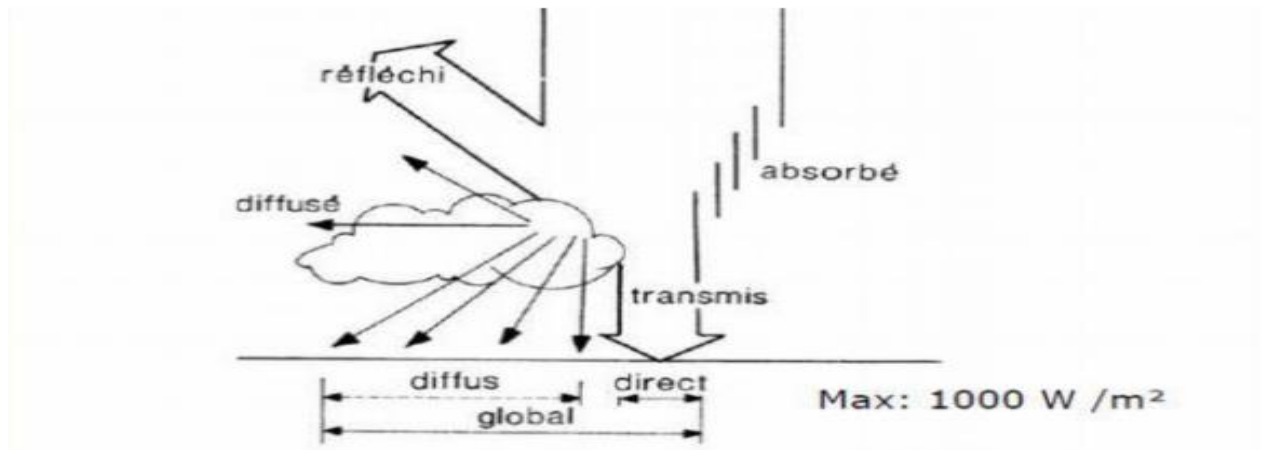


Figure (I-14) : Rayonnement direct, diffus et global

## I.12. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit en premier temps le mouvement terre soleil à chaque instant de la journée et de l'année. L'étude de ce mouvement est nécessaire pour déterminer l'orientation d'un capteur pour un site donné.

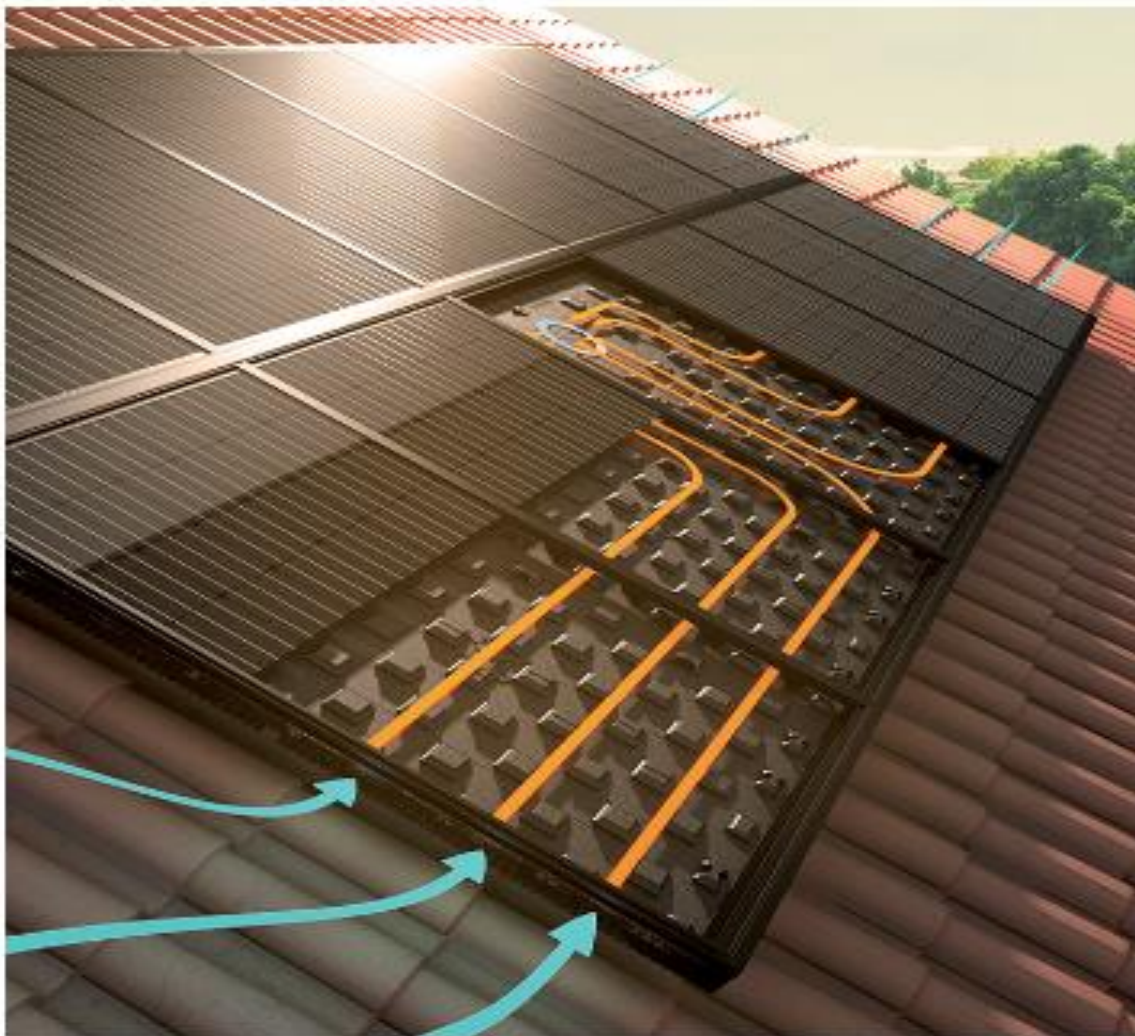
Ensuite nous avons présenté brièvement les atténuations du rayonnement solaire et les paramètres essentiels à l'estimation des énergies captées par les systèmes PV, le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

## I.13. Bibliographie

- [1] J. Bernard. Energie solaire calculs et optimisation, Ellipse Edition Marketing. (2004).
- [2] [www.worldtravelguide.net/Algeria/weather-climate-geography](http://www.worldtravelguide.net/Algeria/weather-climate-geography).
- [3] Y. Jannot. Thermique solaire, Mars 2011
- [4] Alain Ricaud; « Gisement solaire et transferts énergétiques », Université de Cergy-Pontoise 2011.
- [4] J. A. Duffie, W. A. Beckman. Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons. (1980).
- [5] P. Rivet. Le Rayonnement solaire ; CNRS.

# Chapitre II

## Les capteurs solaires hybrides



**II.1.Introduction**

Un module photovoltaïque (PV) classique de technologie silicium cristallin convertit entre 12 et 18 % de l'énergie solaire incidente. Pour arriver à ce résultat, ce 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, pour les cellules solaires en silicium cristallin, lorsque la température augmente par 1 Kelvin l'efficacité de conversion d'énergie solaire en énergie électrique réduit par 0.4–0.5%.

la cellule PV donne une réduction de l'efficacité de conversion de 15.8% en 25 ° C au 12% en 80 oC. Plusieurs efforts ont été consentis pour trouver une solution à ce problème. Il y a eu aussi l'idée d'exploiter ce problème par la combinaison du système photovoltaïque avec un système thermique pour former le capteur hybride PV/T, donc le but est double augmenter le rendement électrique du module et exploiter deux types d'énergies : électrique et thermique, et un autre idée de refroidissement avec un matériau à changement de phase.

**II.2.Historique**

La recherche sur les capteurs solaires a débuté dans les années 70 et a été intensifiée dans les années 80, Plusieurs chercheurs de part le monde ont étudié ces systèmes hybrides .Wolf en 1976 effectue l'analyse d'un capteur solaire thermique comportant des modules PV à base de silicium et couplé à un système de stockage de chaleur, Par la suite Kern et Russell, 1978 , donnent les principaux concepts de ces systèmes par l'usage d'eau ou de l'air comme fluide caloporteur .En1979 Hendrie , présente un modèle théorique sur les systèmes PV/T. En 1981 Raghuraman présente des méthodes numériques permettant la prévision des performances des capteurs solaires plans PV/T à eau ou à air. Plus tard, en 1985, Cox et Raghuraman développent des logiciels de simulation permettant l'étude des performances des systèmes PV/T hybride air et mettent l'accent sur l'influence des propriétés optiques du vitrage sur les rendements thermique et électrique de ces composants solaires. En 1986, La lovic et d'autres proposent un nouveau type de cellules amorphes a-Si transparentes comme solution économique pour la construction de modules PV. En 1991Bhargava et d'autres et Prakash, en 1994 , présentent les résultats de leurs travaux sur l'effet du débit et de canal d'air.

Des travaux sur les performances des capteurs hybrides ont été étudiés par Sopian et d'autres en 1995 et 1996 . Dans les travaux précités, le rendement thermique de ces systèmes PV/T était dans la gamme de 45 à 65 %. Ensuite Bergene et Lovvik, 1995 ont analysé le transfert de l'énergie entre les différents composants du système hybride PV/T utilisant du liquide comme fluide caloporteur .Une étude paramétrique pour l'habitat a été

présenté par Brinkworth et d'autres en 1997 . En 1999 Garg et Adhikari ont étudié le système PV/T utilisant de l'air pour le chauffage en simple et en double vitrage. Et en 2000

Hauser et Rogash ont utilisé ces systèmes dans des immeubles.

Le capteur hybride PV/T avec réservoir d'eau chaude a été proposé par Huang et d'autres en 2001 et une autre conception des systèmes PV/T a été incluse récemment par Zondag et d'autres en 2002 et 2003 . EN 2005, Zondag propose un état de l'art sur les capteurs solaires PV/T hybrides en se basant sur le rapport du projet européen PV-Catapult

En 2006 Tiwari et d'autres présentent l'étude théorique et expérimentale d'un capteur solaire PV/T à air. Ce composant est constitué de deux modules PV connectés en série et montés sur une couche isolante non-corrosive de Tedlar. Une lame d'air isolée l'aide d'une couche de bois permet la ventilation naturelle ou forcée des modules PV en sous-face.

La plupart des recherche 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. Pour cela, quelque chercheurs pense à réaliser des modèles thermiques analytiques suivant une analogie électrique.

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

### **II.3. Les capteurs solaires hybrides photovoltaïques thermiques PV/T**

#### **II.3.1. Définition Un capteur photovoltaïque thermique (PV/T)**

Un capteur solaire hybride permet de convertir une partie de l'énergie solaire captée en électricité et de valoriser l'autre habituellement perdue, en chaleur. Le concept consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et thermique. Dans ce type de composant hybride, les cellules PV fonctionnent comme absorbeur thermique et sont refroidies grâce à la circulation d'un fluide caloporteur en face arrière. Plusieurs configurations de capteur existent et varient principalement selon la nature du fluide utilisé et selon le type d'absorbeur et la couverture.

#### **II.3.2. Classification du capteur solaire PV/T plan**

le capteur solaire PV/T plan peut classer en capteur PV/T d'eau combinaison de capteur PV/T eau/air, et capteur PV/T d'air cela dépend de type de fluide utiliser plus loin

Les capteurs PV/T peuvent être distingué par la présence de l'absorbeur sous la plaque PV. Un désigne complet de capteur PV/T plan doit constituer le verre couvert (vitrer ou non),

Des Cellule solaire et absorbeur en dessous. L'absorbeur joue un rôle très important dans le système PV/T, il refroidit la cellule PV simultanément collecte l'énergie thermique produit sous forme d'eau ou air chaud. Pendant ce processus l'efficacité de la cellule PV augmente.

### II.3.2.1. Les capteurs solaires hybrides PV/T à eau

Beaucoup des études simulatrice sont élaborées pour justifier le système capteur PV/T à eau. Dans un panneau solaire hybride à eau (PV/T à eau), le fluide caloporteur est à base d'eau. Ce procédé est généralement utilisé pour contribuer à la production d'eau chaude sanitaire (ECS)

#### A. Conception du tube et absorbeur

##### ●Le tube rond

Le model est produit basé sur l'analyse de l'énergie transféré par conduction, convection et rayonnement. Ils sont aperçus que ce model peut être utilisé pour prédire la quantité de chaleur prolongé ou allongé par le système et la production de la puissance.

En 1997, Fujisawa et Tani ont conçu et construit un capteur solaire PV/T hybride à eau sur une cité universitaire à Tokyo, au japon.

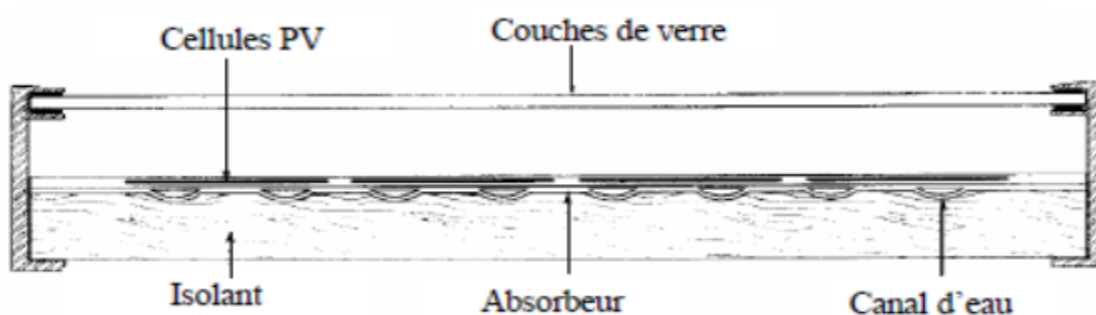


Figure II.1. Coupe transversale du composant hybride à eau

Ils étudient ainsi un composant solaire hybride composé d'un capteur solaire vitré eau et à absorbeur plan en aluminium non-sélective et composé de tube creux, et de modules PV en silicium monocristallin (rendement électrique 13%) comme elle est montrée la Fig2.1. Ce capteur solaire a une longueur de 1.3 m et une largeur de 0.5 m.

la production d'énergie électrique du capteur solaire hybride non vitré est supérieure de 8% à celle du capteur solaire PV. En effet l'absence de vitrage permet la réduction des pertes thermiques par réflexion et une baisse du niveau de température de fonctionnement des modules PV [30]. De plus, la ventilation des modules PV en face arrière au niveau du composant PV/T hybride non vitré permet une réduction de la température de fonctionnement des modules PV par rapport au capteur solaire PV isolé.

Quant au capteur solaire PV/T hybride vitré il produit presque autant d'énergies thermique et électrique que le capteur solaire PV et le capteur solaire PV et le capteur solaire thermique plan réunis.

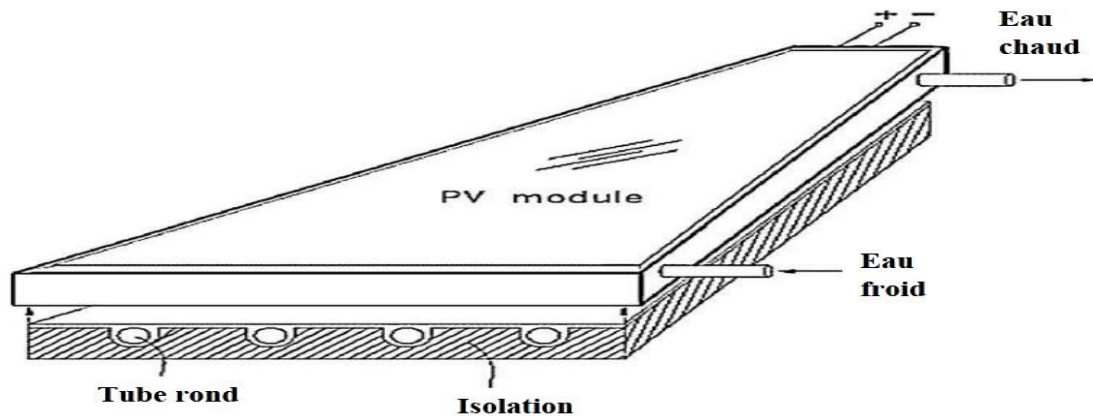


Figure II.2. Système photovoltaïque thermique intégré (IPVTS) avec tube rond

Un travail expérimental utilise un terra solaire moins coûteux à-Sipellicule fin (film) des modules solaires intégré avec le module de capteur hybride PV/T plan a été mené par Staebler et d'autres comme il est montré en Fig II.2 ils ont utilisé un absorbeur contient un tube en cuivre sont enregistré l'efficacité thermique de 32.5% au début de l'expérience bien que il est enregistré une température de 30.2 oc pour l'eau sortant. Ils ont conclu à la fin de l'expérience que l'absorbeur il est arrivé à une moyenne de température de 52 oc avec 117.25w de puissance thermique et 18.6 % d'efficacité électrique.

Les résultats de la simulation montrent que le rendement thermique annuel moyen en eau de ce capteur solaire PV/T 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 de l'eau comme fluide caloporteur permet de réduire la température 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.

### ●Tube carré ou rectangulaire

En 2002, un capteur solaire PV/T hybride vitré est étudié par Sandnes et Rekstad [43]. Ce système est composé de cellule PV en silicium monocristallin collées sur un absorbeur en plastique noir polyphénilenoxy (ppo) de par l'intermédiaire de 0.5 mm d'adhésif base de silicium. Cet absorbeur est muni de canaux de circulation d'eau de forme carré ou rectangulaire remplie de granulats en céramique en sous-face (Fig II.8). L'eau circule par l'intermédiaire de force de gravité. Le panneau PV est constituée de 6 rangées de 5 cellules PV en série de 1.5 Wc chacune et a une surface de 0.32 m<sup>2</sup>. Précisons que ce capteur solaire thermique a été construit par la société SolarNor AS, l'Université de Oslo et société General Electric plastics.

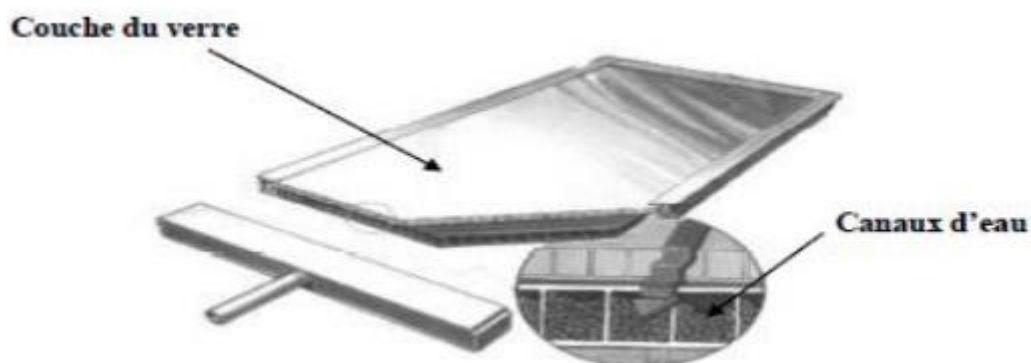


Figure II.3. Schéma du capteur solaire PV/T hybride à eau

Les résultats de la simulation pour la journée du 3 novembre 2007 ont montré que ce capteur solaire hybride vitré a une production électrique journalière de 339.3 Wh. De plus, en ajoutant une couche de verre supplémentaire en face avant du composant afin de réduire les pertes thermique, la production électrique journalière se réduit à 296.2 Wh.

### II.3.2.2. Les capteurs hybrides PV/T bi fluide

En 2001, Tripanagnostopoulos [48] effectue l'étude d'un capteur solaire hybride faisant appel à deux types de fluide 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 schématisé sur la Fig II.4. Comporte un absorbeur soudé à des tubes en cuivre situés en face avant du composant, une plaque métallique plane et des ailettes disposées sur la paroi inférieure de la lame d'air.

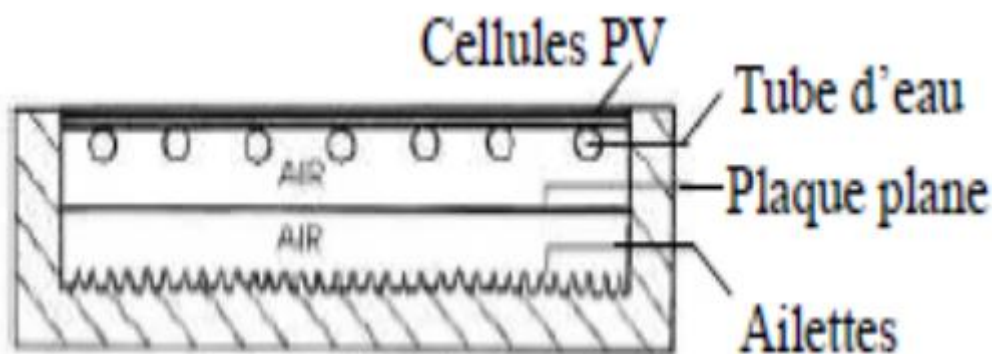


Figure II.4. Capteur solaire PV/T à deux fluides et à fonctions superposées

Des cellules PV en silicium poly-cristallin ont été utilisées car assurant un bon rendement et ayant un coût plus réduit que les cellules PV en silicium mono-cristallin. Cependant, des cellules en silicium mono-cristallin et amorphe peuvent être employées. Leurs efficacités thermiques peuvent être portées approximativement à 80% basées sur une vitesse d'écoulement massique et une longueur de l'échangeur spécifique.

### II.3.2.3. Les capteurs solaires hybrides PV/T à air

Le capteur hybride PV/T à air produit l'énergie électrique et l'énergie thermique par la chaleur sous forme d'air chaud. L'air chaud produit par ce capteur utilisable pour plusieurs applications, titre d'exemple le chauffage, le séchage, etc. Plusieurs instituts et centres de recherches dans le monde ont étudié les capteurs hybrides à air, ont été évalués expérimentalement, analytiquement et économiquement. En 2007, Tiwari and Sodha proposent l'étude paramétrique comparative de quatre types de capteurs solaires à air proches du système présenté précédemment, comme indiqué sur la Fig II.5. Ces systèmes se différencient par la présence ou non d'un vitrage et d'un support en Tedlar. Les modèles thermiques réalisés ont été validés expérimentalement sur le banc d'essais monté à New Delhi. Les résultats obtenus ont montré que le composant à air vitré sans Tedlar est le plus performant et présente l'accroissement de rendement global (thermique et



électrique) le plus élevé. Ce système vitré peut être utilisé pour diverses applications telles que le chauffage des locaux et l'éclairage.

Les capteurs solaires à air non vitré avec et sans Tedlar donnent des températures des cellules PV équivalentes. Enfin, le constat est fait que pour une longueur de capteur solaire donnée, la connexion en série des modules PV de plus petite surface permet une nette amélioration du rendement global du capteur solaire.

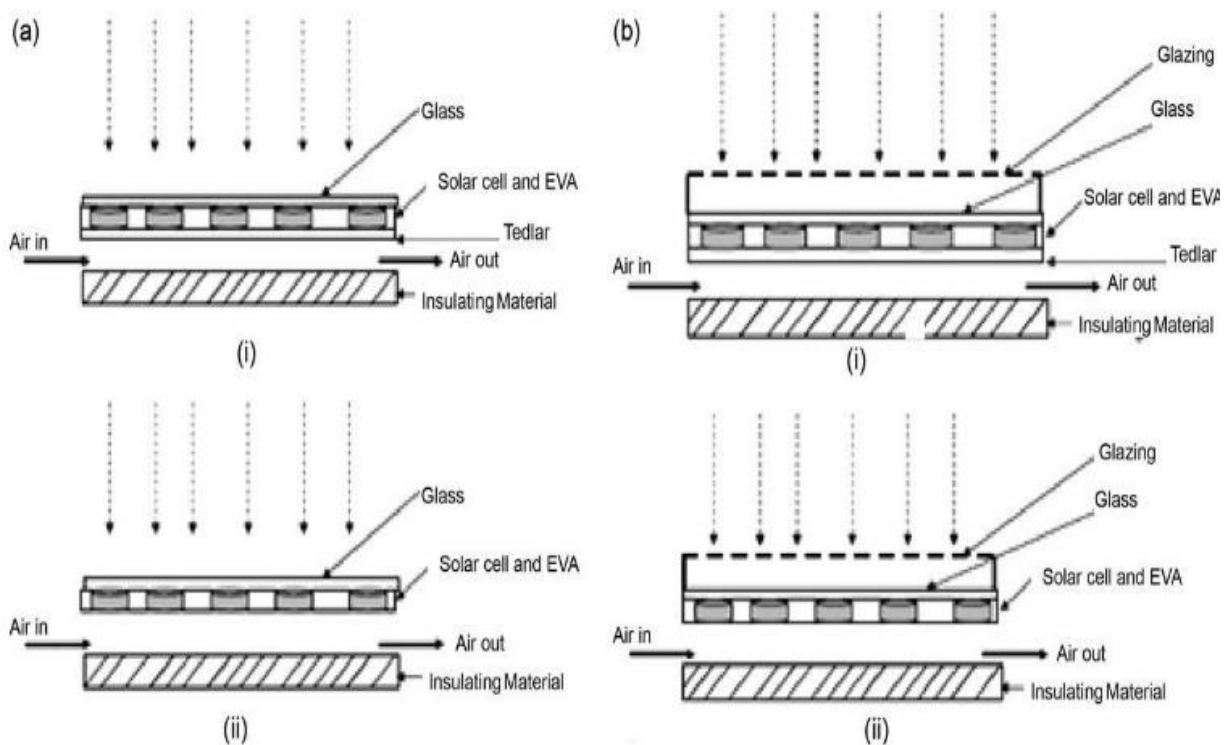


Figure II.5. Coupe transversale de PV/T à air non vitré (a) : (i) avec tedlar et (ii) sans tedlar et (b) : (i) vitré avec tedlar et (b) (ii) sans tedlar

Plus tard, en novembre 2007, Joshi et Tiwari présentent l'étude des rendements énergétique et exégétique du capteur solaire hybride PV/T à air sans vitrage et comportant une couche de Tdlar. Les résultats validés expérimentalement indiquent que le rendement énergétique du capteur solaire varie de 55 à 65%. Le rendement électrique de ce capteur solaire est compris entre 14% et 15%. Enfin, des autres études paramétriques montrent que la localisation géographique, la surface de captation ont une forte influence sur productivité du composant hybride.

### A. Capteur solaire hybride PV/T à air simple passe

Une étude comparative a été exécutée pour examiner l'effet de la vitesse d'écoulement massique sur les efficacités thermique et électrique des capteurs solaires hybrides comme

indiqué sur la FigII.6. Un absorbeur a tunnel rectangulaire en simple passe a été conçu et comparé avec l'absorbeur en spirale. Le tunnel rectangulaire en simple passe a été conçu pour produire l'air chaud et l'électricité tandis que le tube en spirale a été conçu pour produire l'eau chaud et l'électricité.

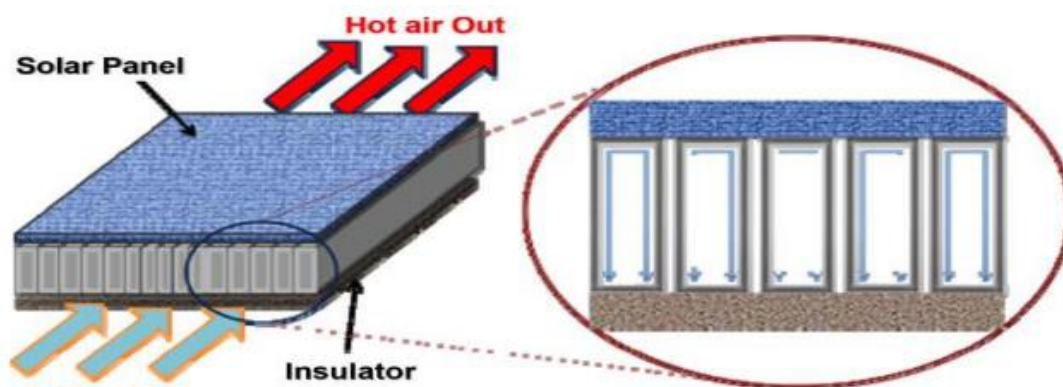


Figure II.6. Coupe transversale de capteur hybride PV/T à air avec modèle d'absorbeur de forme rectangulaire

Les deux absorbeurs sont fixés au-dessous de la plaque plane PV en silicium polycristallin en simple vitrage. Les résultats expérimentaux montrent que l'absorbeur en spirale produit combiné une efficacité thermique de 64% avec l'efficacité électrique de 11% et puissance maximum de 25.35 W et le tunnel rectangulaire en simple passe produit combiné une efficacité de 55% avec efficacité électrique de 10% et puissance maximum de 22.45W.

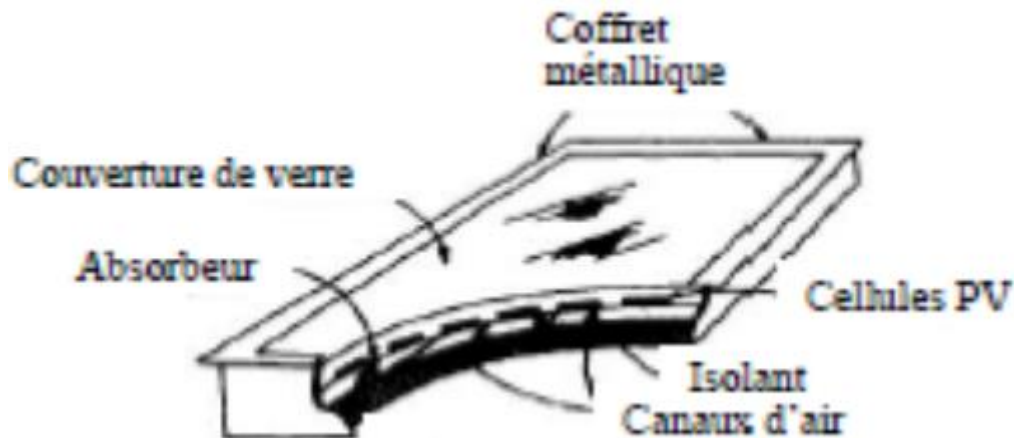


Figure II.7. Schéma du capteur solaire hybride PV/T à air simple passe

Ce capteur solaire est composé d'une couverture transparente d'un absorbeur peint en noire et d'un support arrière bien isolé (Fig II.7). Les cellules sont collées sur l'absorbeur par l'intermédiaire d'une couche adhésive choisie pour ses bonnes propriétés de conduction thermique et d'isolation électrique.

### B. capteur solaire hybride à air double passe

Un capteur solaire hybride PV/T à air double passe, comme indique la Fig II.8, approprié pour des applications de séchage solaire a été développé et testé. Ils ont prétendu que la solution stable d'état de déterminer la température de sortie et la température moyenne de panneau photovoltaïque a été obtenue basée sur les équations différentielles des canaux supérieures et inférieures du capteur. Le résultat de l'expérience montre que l'efficacité thermique obtenue est de 60% avec un débit massique de 0.036 kg/s et de 800 W/m<sup>2</sup> de irradiation solaire

La performance du capteur avec ailettes peut être largement améliorée en fixant le concentrateur parabolique au capteur.

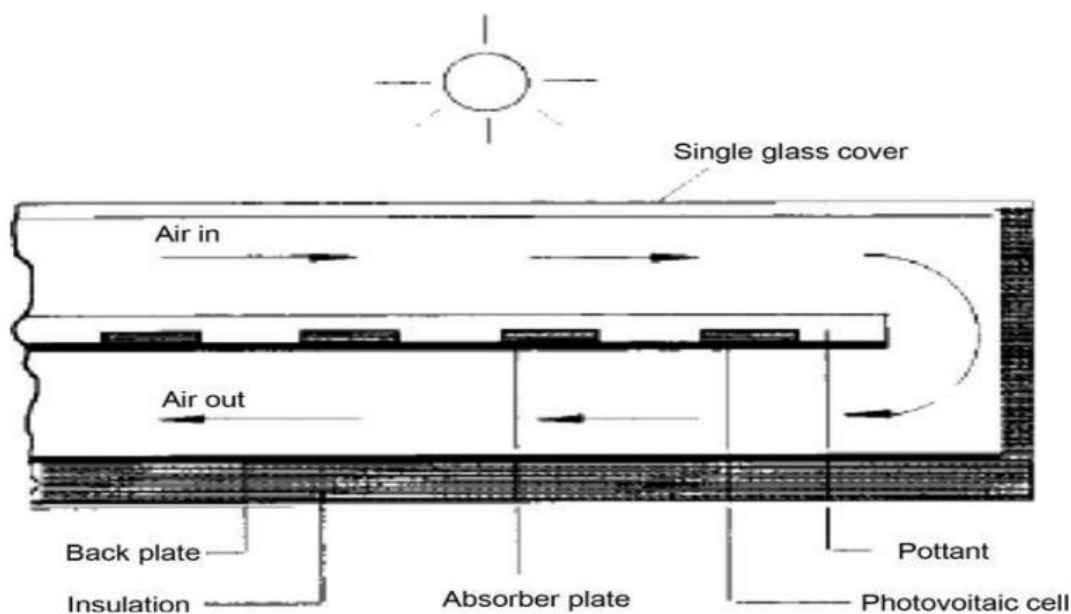


Figure II.8. Coupe transversal du capteur solaire PV/T à air double passe

#### II.3.2.4. Capteur solaire hybride PV/T de concentration

Les systèmes à concentration photovoltaïque (CPV) peuvent opérer aux températures plus élevées que ceux des capteurs plan, le rassemblement de la chaleur rejetée par le système CPV mené à un système CPV/Thermique (CPV/T), fournissant tant l'électricité que la chaleur aux températures moyennes. L'utilisation de CPV/T en combinaison avec des réflecteurs se concentrent à un potentiel significatif pour augmenter la production d'énergie d'une surface de cellule solaire donnée. Actuellement la recherche va développer le capteur solaire CPV/T pour générer plus d'électricité aussi bien que la production de la chaleur. Des chercheurs ont travaillé dans cette direction permettant les systèmes hybrides polyvalents d'accomplir la demande croissante d'énergie tant électrique que thermique en protégeant l'environnement.



Figure II.9. Prototype concentrateur CPV/T type ANU

#### II.4. conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le capteur photovoltaïque thermique (PV-T) en suite nous avons étudié les configurations de capteur existant qui varient principalement selon la nature du fluide utilisé (eau ou air) et selon le type d'absorbeur (concentrateur, plan, etc.) et la couverture.

Donc on peut dire que le capteur photovoltaïque thermique (PV-T) est un capteur solaire hybride permettant de convertir une partie de l'énergie solaire captée en électricité et de valoriser l'autre, habituellement perdue sous forme de chaleur. Le concept consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et thermique. Dans ce type de composant hybride, les cellules PV sont connectées à un échangeur de chaleur dans lequel circule un fluide caloporteur.

#### II.5. BIBLIOGRAPHIE

- [1] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau," Thèse de Doctorat de l'École Normale Supérieure de Cachan, France, Décembre 2002.
- [2] A. Mirecki, "Etude comparative des chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance," Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, France, Avril 2005.
- [3] Roshanak Radbeh «Réalisation et caractérisation des cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones ». Thèse de doctorat, Université de Limoges, 2008.

l'énergie ». Mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.

[5] José Miguel Navarro « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible ».Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.

[6] Marcelo Gradel la Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and ErnestoRuppertFilho «Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays ». IEEE Transaction on powrelectronics, Vol.24, No 5, 1198-1208, May 2009.

[7] Thibaut Desrues « Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière ». Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2009.

[8] Rémi Bettignies « Cellules photovoltaïques organiques dérivées de nouveaux systèmes conjugués ». Thèse de doctorat, Ecole Doctorale d'Angers ,2003.

[9] Meekhun -Dariga « Réalisation d'un système de conversion et gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2010.

# Chapitre III

## Dimensionnement du système photovoltaïque/thermique



**● Introduction globale sur le dimensionnement électrique et thermique**

Dans ce chapitre on effectue le dimensionnement électrique et thermique d'une maison de 120m par un système de panneaux hybride photovoltaïque thermique pour le dimensionnement en énergie électrique on a suivie la méthode analytique du moi le plus défavorables, ainsi pour la partie thermique nous calculerons les besoins d'eau chaude et chauffage et climatisation

**● Dimensionnement électrique****III.1. Introduction**

Le dimensionnement d'un générateur PV a pour but de déterminer l'optimum technico - économique entre la puissance crête du champ des panneaux solaires et la capacité de batterie associée à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part, et d'autre part des données d'ensoleillement du site et du prix et de la qualité des composants dont on peut disposer sur le marché. Dans ce chapitre, le travail que nous avons effectué est penché vers le dimensionnement des composants de notre système PV :

- Le champ PV
- L'onduleur
- Régulateur
- Les câbles

Ceux-ci seront dimensionnés après l'évaluation des besoins, la détermination de la puissance à installer et le nombre total de panneaux dans un maison de 120 m<sup>2</sup> de 4 personnes

**III.2. Présentation du site****III.2.1. Situation Climatique**

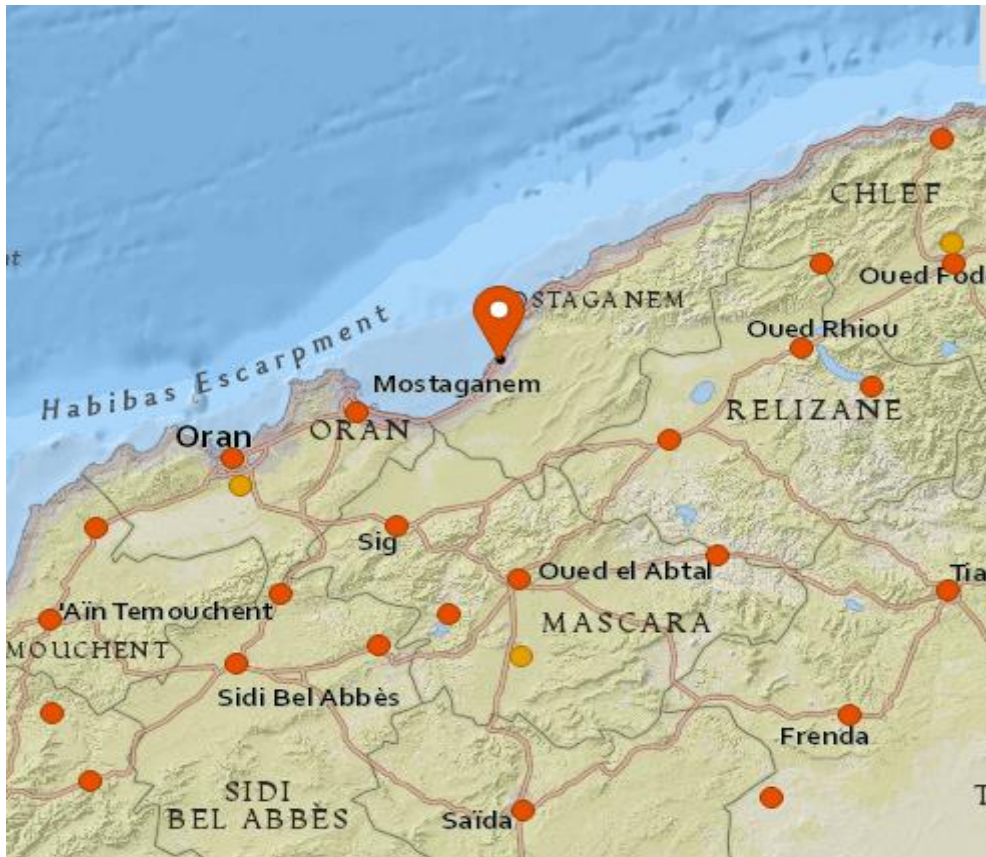
Située au nord-ouest de l'Algérie, la wilaya de Mostaganem a un climat méditerranéen chaud avec été sec (Csa) selon la classification de Köppen-Geiger. Sur l'année, la température moyenne à Mostaganem est de 18.1°C et les précipitations sont en moyenne de 382 mm.

À Mostaganem, les étés sont court, très chaud, lourd et aride ; les hivers sont long, frisquet et venteux ; et le climat est dégagé dans l'ensemble tout au long de l'année. Au cours de l'année, la température varie généralement de 8 °C à 31 °C et est rarement inférieure à 4 °C ou supérieure à 34 °C.



III.2.2.Situation Continentale

latitude = 35.56° N  
 longitude = 0.05° E  
 Altitude: 104m



Figure(III.1) : Position de la ville de Mostaganem via Google Earth

III.3.Disposition des panneaux

L'orientation idéale des panneaux photovoltaïques est plein sud dans l'hémisphère nord et quant à l'inclinaison, elle dépend de la latitude et de la périodicité d'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Pour une consommation d'énergie constante le long d'une année, l'inclinaison des panneaux s'effectue selon le tableau ci-dessous :

Latitude ( $\varphi$ )	Inclinaison ( $\alpha^\circ$ )
$\varphi < 10^\circ$	$\alpha = 10$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\alpha = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 15^\circ$

Tableau (III. 1)Relation entre la latitude et l'inclinaison des modules PV

La latitude de notre site étant égale à 35°, l'inclinaison des panneaux doit donc être :

$$\alpha = 45^\circ$$

**III.4. Estimation des besoins journaliers**

La puissance photovoltaïque nécessaire pour couvrir le besoin en énergie de notre maison à tout moment est la puissance fournie par un ensemble de panneaux dont le nombre est déterminé grâce aux calculs des besoins.

Pour cela, la consommation journalière (en Wh/jour) de chaque appareil est déterminée grâce à leur puissance (en W) et leur durée d'utilisation (en h/jour) afin d'en déduire l'énergie totale journalière, mensuelle et même annuelle. Ainsi, on a :

$$E(\text{Wh/jour}) = P * t \tag{III.1}$$

$$E_{\text{Totale}}(\text{Wh/jour}) = \sum_i E_i \tag{III.2}$$

Avec *i* : le nombre d'appareil à alimenter

	<i>Nbr</i>	<i>puissance unitaire (W)</i>	<i>puissance (W)</i>	<i>durée d'utilisation quotidien en été (h)</i>	<i>énergie été (Wh)</i>	<i>durée d'utilisation quotidien en hiver (h)</i>	<i>énergie en hiver (wh)</i>
<i>Lampes</i>	11	10	110	3	330	5	550
<i>Réfrigérateur</i>	1	100	100	24	2400	24	2400
<i>Congélateur</i>	1	214	214	24	5136	24	5136
<i>Télévision</i>	2	140	280	5	1400	7	1960
<i>Machine à laver</i>	1	2300	2300	1	2300	1	2300
<i>Pc</i>	1	60	60	5	300	5	300
<i>Ordinateur</i>	1	200	200	2	400	2	400
<i>Total</i>	18	3024	3264	64	12266	68	13046

*Tableau (III.2) consommation journalière électrique*

La consommation journalière globale *B<sub>j</sub>* d'énergie de la maison est obtenue par l'addition

Des différentes énergies totales .Sa valeur est donc :

$$B_j(Wh/jour) = \sum E_{Totale} \text{ (III.3)}$$

$$P_j(Wh/jour) = \sum P_i \text{ (III.4)}$$

### **III.5. Détermination de la puissance des modules photovoltaïques et Dimensionnement de l'onduleur**

#### **III.5.1. Choix du panneau**

La puissance des modules photovoltaïques est obtenue grâce aux données comme le nombre d'heures équivalentes, la période d'ensoleillement et du coefficient de perte et de la puissance crête des panneaux.

- **Le nombre d'heures équivalentes**

La notion d'heures équivalentes exprime la durée où l'ensoleillement maximal se produit au cours de la journée malgré la variation du rayonnement solaire.

Donc sa valeur  $N_e$  est obtenue suite à la connaissance de l'ensoleillement dont grâce aux données du Homer , on obtient douze valeurs moyennes  $E_{sol}$  du rayonnement solaire.

$$E_{sol} = N_e * 1000 \text{ (Soit } N = \frac{N_e}{1000} \text{)} \quad \text{(III.5)}$$

Avec

$E_{sol}$  : L'ensoleillement du site (Wh/m<sup>2</sup>/jour)

$N_e$  : Nombre d'heures équivalentes (h/jour)

$$\text{Soit } N_e = \frac{E_{sol}}{1000}$$

- **La période d'ensoleillement**

Le choix de la période d'ensoleillement utilisée dans ce travail est celle du mois le plus défavorable en se basant sur le principe que la puissance du système photovoltaïque sera suffisante en toute saison. Donc l'ensoleillement du mois de décembre semble la plus adéquate.

- **La détermination du coefficient de perte**

Etre réduites au minimum. Les systèmes photovoltaïques doivent fournir l'énergie nécessaire et compenser les pertes prévisibles. Ces pertes ont plusieurs origines et affectent certains paramètres du système. Ces pertes doivent être intégrées au calcul de la puissance à l'installer. On distingue les pertes suivantes

- ❖ Pertes en courant,
- ❖ Pertes en tension,
- ❖ Pertes thermiques,
- ❖ Pertes de dispersion,
- ❖ Pertes de réflexion.

Le tableau ci-dessous résume les principales pertes énergétiques .

Nature de perte		Perte (%)	Observations
Perte par salissure		5-10	Pertes dépendant de l'inclinaison des panneaux et de la fréquence d'entretien
Pertes liées aux composants électriques	Régulateur	2	Pertes dépendant des caractéristiques internes des composants et de la technologie utilisée (en série, MPPT,...)
	Onduleur	10	
	Diode en série (par branche de modules)	3-6	Pertes en fonction du nombre de branches
Pertes ohmiques liées aux câbles		< 3 voire 1	Pertes à réduire au minimum en réalisant un dimensionnement du câblage adéquat
Pertes thermiques		0.5%/°C	Pertes (affectant surtout les systèmes des pays chauds) à minimiser par une ventilation adaptée
Pertes de dispersion de la puissance nominale d'un module		3-10	Pertes selon les fabricants difficiles à vérifier
Pertes d'appairage (série)		3	Pertes à réduire au minimum en réalisant le bon tri des modules
Pertes liées à la batterie		10	Pertes dépendant des caractéristiques internes et de la technologie utilisée (tubulaire, plaques, etc.)
Pertes liées au faible éclairement		Faible	Pertes à minimiser en fonction de la technologie des modules

Tableau (III. 3) Différentes types de pertes énergétiques rencontrées dans le photovoltaïque

Les pertes liées à la batterie ne sont pas considérées puisque le système est conçu sans cette dernière. Et finalement on prendra comme valeur de  $C_p$ , la somme de toutes les pertes intervenant dans le système, donc :

$$C_p = 0.7$$

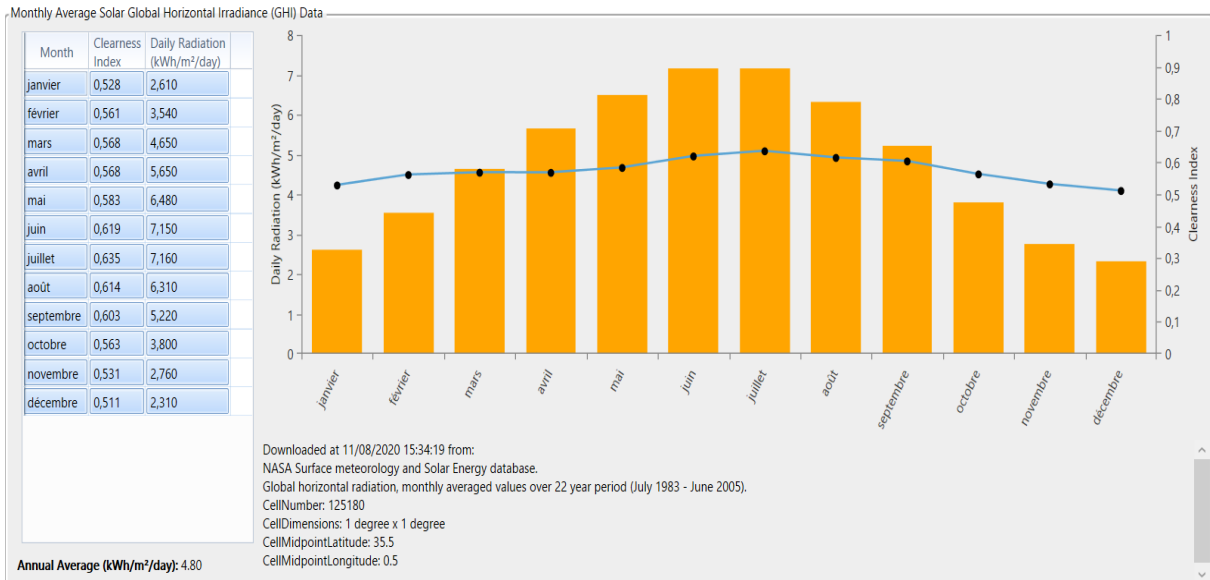


Figure (III.2) : irradiation moyenne dans Homer

● Détermination de la puissance crête des panneaux

La puissance crête est l'une des caractéristiques d'un panneau dans les conditions STC (ensoleillement de 1000W/m2, température 25°C sous un spectre AM1.5).

Donc la puissance crête d'un panneau en condition STC est obtenue par :

$$P_{total} = N_e * P_c * C_p \text{ (III.6)}$$

En estimant que la puissance crête à installer, on remplace la production totale  $P_{total}$  par la consommation totale  $B_j$  de chaque charge et on pose :

$$P_c = \frac{\text{Consommation journalière totale}}{\text{Heured'ensoleillementmaximale} * C_p}$$

$$P_c = \frac{B_j}{N_e * 0.7} \text{ (III.7)}$$

Par une application numérique, on trouve :  $P_c = \frac{13046}{2.31 * 0.7} = 8\ 068,02W$

En hiver

$$P_c = 8\,068,02W$$

On rappelle que la puissance mise en jeu est la suivante :

$$P_c = 8,1\,KW$$

### III.5.1.1. Technologie de panneau dual sunspring

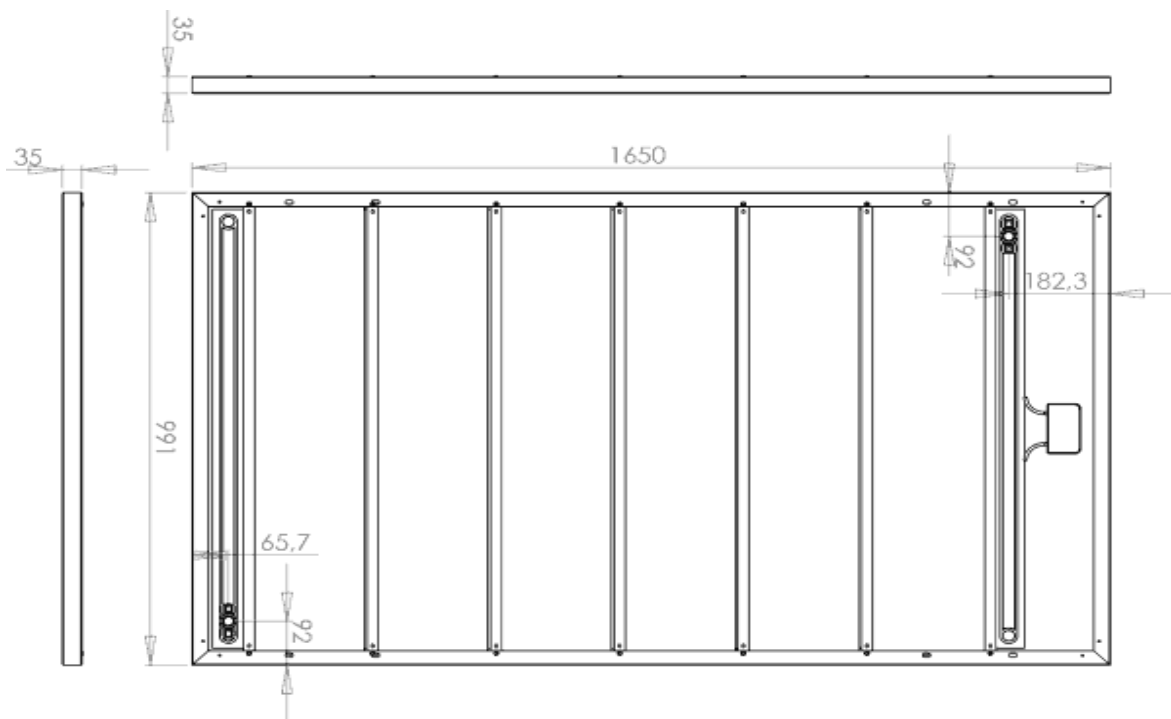


#### Caractéristiques techniques

Le panneau DualSunSpring intègre à lui seul 160 composants différents assemblés au cours d'une cinquantaine d'opérations.

L'échangeur thermique breveté du Spring est composé de 165 canaux de 5mm de diamètre permettant la circulation de l'eau dans le panneau et optimisant le transfert thermique avec les cellules photovoltaïques.

Plus d'une centaine de contrôles garantissent la perfection de chaque panneau Spring sortant de l'usine DualSun



**Longueur** : 165 cm

**Largeur** : 99 cm

**Cadre de faible épaisseur** : 35 mm

**Poids** : 22 kg

**Cellules photovoltaïques** : Monocristallines, 5bus bar

**Finition** : Noire intégrale

**Raccords électriques** : Connecteurs de type MC4, référence du marché

**Raccords hydrauliques** : DualQuickfit® permettant une pose Plug'n Play

**Compatible avec tous les systèmes de pose en toiture**

*Tableau(III.4) caractéristique technique*

CARACTÉRISTIQUES PHOTOVOLTAÏQUES	
Nombre de cellules	60
Type de cellules	Monocristallin
Puissance nominale ( $P_{mpp}$ )	310 Wc
Rendement du module PV	19 %
Tolérance	+/- 3 %
Tension à puissance maximale ( $V_{mpp}$ )	33,2 V
Intensité à puissance maximale ( $I_{mpp}$ )	9,35 A
Tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	40,3 V
Intensité de court-circuit ( $I_{sc}$ )	9,98 A
Tension maximum système	1000 V DC
Courant maximal inverse	20 A
NOCT	45 ± 2°C
Connectiques	MC4
Classe d'application	Classe A
Tension ( $\mu V_{oc}$ )	-0,286 %/°C
Intensité ( $\mu I_{sc}$ )	0,057 %/°C
Perte de rendement	-0,370 %/°C

Tableau (III.5) : caractéristique PV

CARACTÉRISTIQUES THERMIQUES		
Surface du capteur	1,635 m <sup>2</sup>	
Volume liquide	5 L	
Pression de service maximum	1,2 bar	
Entrée / sortie hydraulique	Raccord rapide 15mm	
	Non-Isolé	Isolé
Température de stagnation	70 °C	80 °C
Rendement optique $a_0$	55,9 % *	47,2 % *
Coefficient $a_1$	15,8 W/K/m <sup>2</sup> *	9,1 W/K/m <sup>2</sup> *
Coefficient $a_2$	0 W/(m <sup>2</sup> ,K <sup>2</sup> ) *	

Tableau (III.6) : caractéristique thermique



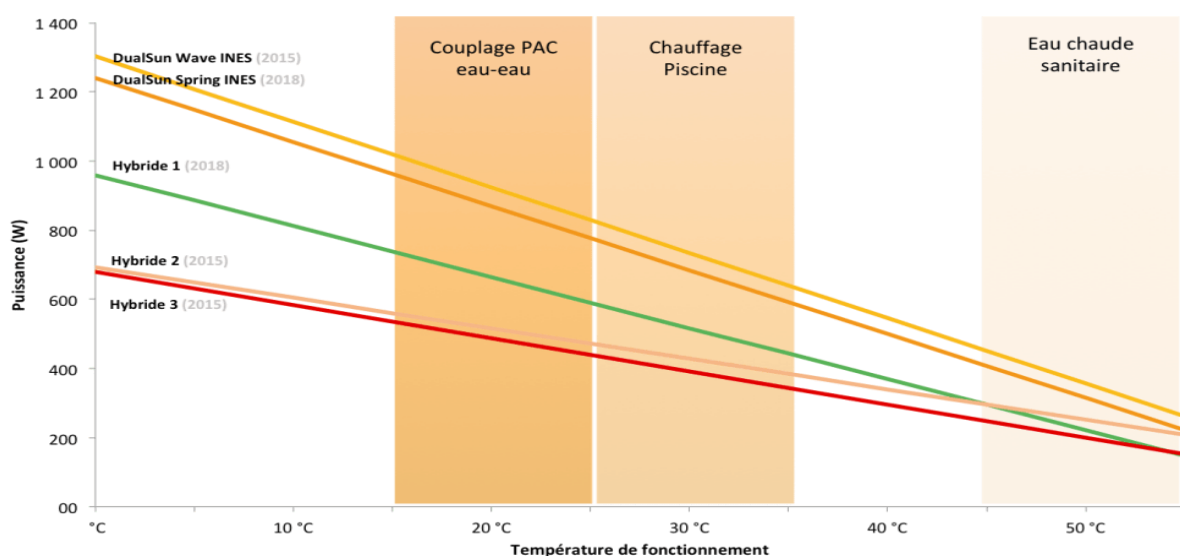
### III.5.1.2. DualSun en tête des performances thermiques des panneaux solaires hybrides (PV/T)

Le fabricant a présenté une comparaison précise des performances thermiques de 5 panneaux hybrides PV/T à eau existant sur le marché : DualSun est en tête !

Les tests ont été réalisés par le CEA-INES (Institut National de l'Énergie Solaire) en 2015 (pour le DualSunWave) et en 2018 (pour le DualSunSpring). A chaque fois, il y a eu une ou plusieurs panneaux concurrents testés avec les panneaux DualSun.

Chez DualSun, dès la conception de ce panneau hybride PV/T (photovoltaïque & thermique), et surtout de son échangeur thermique breveté, ce un panneau absolument hybride et ultra optimisé du point de vue de sa fabrication, de son installation et surtout de ses performances photovoltaïques et thermiques. Les résultats parlent d'eux-mêmes !

A la lecture de ce graphique, parmi les 5 modules testés, on observe que les puissances des panneaux DualSun sont les plus élevées à toutes les températures !



Figure(3.3) température de fonctionnement

Avec une puissance supérieure et un prix compétitif, le panneau Dual Sun est le panneau solaire le plus compétitif du monde.

**•Le nombre de module pour fournir la puissance de l'installation**

$$P_c = P_{max} * N_T(3.8)$$

$$\text{Or } P_{max} = V_{mpp} * I_{mpp} = 310W \quad (3.9)$$

**En hiver**

$$P_c = 8,1KW_c$$

$$N_T = \frac{P_c}{P_{max}}(3.10)$$

Et finalement, on trouve  $N_T = 26$  panneaux.

Le nombre total de panneaux pour notre installation en hiver est de 26 modules PV.

**5.2. Dimensionnement de l'onduleur**

Pour une installation reliée au réseau, le dimensionnement de l'onduleur s'effectue suivant les caractéristiques des modules et du réseau électrique . Ce dimensionnement est similaire à celui d'une installation autonome, la différence réside au niveau de la tension de sortie.

- **Tension de sortie**

L'onduleur joue son rôle de conversion du continu en alternatif, en faisant en sorte que les caractéristiques de la tension de sortie doivent être synchronisés à celle du réseau électrique.

- **Puissance nominale**

L'onduleur délivre presque la même puissance que celle du générateur photovoltaïque avec une marge d'erreur, la puissance nominale est au moins 0.9 fois plus faible que celle de ce dernier. Cet écart de puissance est dû soit à la technologie des panneaux, soit à l'effet de la température ou au rendement de l'onduleur.

- **Tension d'entrée**

Les onduleurs sont caractérisés par une plage de tension d'entrée limitée. Cette dernière doit être compatible avec la tension des modules en séries, quel que soit la température, le nombre des modules en série et la technologie. Son dimensionnement consiste à veiller à ce que la gamme de tension du générateur photovoltaïque reste incluse dans la plage de tension d'entrée de l'onduleur et peu importe la température des modules puisque, par temps froids (-10°C) et en présence d'un nombre de modules trop élevé, la tension du champ peut dépasser la limite supérieure de la plage d'entrée de l'onduleur et provoquer la

La détermination de la configuration « champ photovoltaïque/onduleur » permet de proposer pour chaque puissance considérée, une installation qui valorise au mieux sa production énergétique. Il est en effet important de respecter la relation admettant le fait que la puissance d'onduleur soit comprise entre 0.7 fois et 1.2 fois la puissance crête du champ. De ce fait, une étude de la Deutsch Gesellschaft für Sonnen energie a montré que le ratio entre la puissance de l'onduleur  $P_o$  et la puissance du champ photovoltaïque  $P_c$  doit être compris entre les valeurs de 0.7 et 1.2 :

$$0.7 < \frac{P_o}{P_c} < 1.2 \quad (3.11)$$

Pour cela, notre choix s'est porté sur l'onduleur photovoltaïque RPI M8A DELTA 8/10KW. La fiche technique de l'onduleur photovoltaïque RPI M8A DELTA 8/10KW (voir Annexe 2) indique les caractéristiques suivantes :

Puissance pv maximale recommandée :10kw ;puissance nominale :8.8kw ;plage de tension 200...1000 V ;tension de démarrage :250 V ;courant maximal :20 A

- La tension admissible en entrée de l'onduleur est  $U_{max}=220V$ .
- La plage de la tension MPPT en entrée de l'onduleur est  $[U_{MPPmin}- U_{MPPmax}] = [415V-800V]$ .

Donc le nombre de modules PV branchés en série que peut supporter chaque onduleur est obtenu en vérifiant si les deux valeurs extrêmes de la tension des modules correspondent à la plage de tension d'entrée de l'onduleur pour des températures de  $-20^{\circ}C$  et  $70^{\circ}C$ . On tient compte des deux critères suivants:

Le nombre minimal de module en série est

$$N_{min} = E \left( \frac{U_{ondmin}}{U_{maxPV} * 0.85} \right) \quad (III.12)$$

$$N_{min} = 13 \text{ Modules PV en serie}$$

Le nombre maximal de module en série est

$$N_{max} = E \left( \frac{U_{ondmax}}{U_{maxPV} * 1.15} \right) \quad (III.13)$$

$$N_{max} = 17 \text{ modules PV en serie}$$

Avec :

$E(x)$  : la partie entière de  $x$ ,

La valeur 0.85 est le coefficient de majoration pour le calcul de la tension  $U_{maxPV}$  à  $70^{\circ}C$ ,

La valeur 1.15 est le coefficient de majoration pour le calcul de la tension  $U_{maxPV}$  à  $-20^{\circ}\text{C}$ .

De ces valeurs le nombre maximal de modules en série est obtenu à partir de la tension maximale du module et de la tension maximale de l'onduleur, avec :

$$N_{max\ reel} = E \left( \frac{U_{ond\ max}}{U_{maxPV}} \right) \quad (\text{III.14})$$

$$N_{max\ reel} = 13\ PV\ en\ serie$$

Et comme le nombre total de module de notre installation est connue, alors le nombre de chaine photovoltaïque pour notre installation est donc :

En hiver

$$N_T = N_{p\ reel} * N_{s\ reel} \quad (\text{III.15})$$

$$N_{p\ reel} = \frac{N_T}{N_{s\ reel}} = \frac{28}{14} \quad (\text{III.16})$$

$$N_{p\ reel} = 2\ chaines\ de\ PV\ en\ parallèle$$

La puissance de notre installation devient donc :

$$P_C = P_{max} * N_{p\ reel} * N_{s\ reel} \quad (\text{III.17})$$

$$P_C = P_{max} * N_{p\ reel} * N_{s\ reel} = 2 * 13 * 310$$

$$P_C = 8,06\ KWc$$

On aura donc besoin de 2 chaines en parallèle de 13panneaux en série En hiver

### III.5.2. Calcul de la capacité de batterie

Sur le tableau ci-dessous on résume tous les résultats obtenus des calculs qui ont été fait sur : l'énergie consommée par jour en kWh/j ; la puissance photovoltaïque crête du système en kWc et le nombre de panneaux du champ photovoltaïque (tableau III.10).

*Tableau II.6 : caractéristique des batteries*

Voltage	24V
Technologie	Plomb
Capacité batterie	250 Ah
Poids	73 kg

*Tableau (III.7) :caractéristique des batteries*

$$C = \frac{Ec.N}{D.U} \quad (III.18)$$

En été

$$C = \frac{12266 * 3}{0.8 * 24} = 1916,56$$

$$C = 1,91 \text{ kAh}$$

En hiver

$$C = \frac{13046 * 3}{0.8 * 24} = 2038,43$$

$$C = 2,03 \text{ kAh}$$

**● Nombre de batterie**

Le nombre de batterie est déterminé par la formule suivante

$$\text{Nombre de batterie} = \frac{c}{\text{capacite de batterie}} \quad (III.19)$$

**En été**

$$\text{Nombre de batterie} = \frac{1916.56}{250} = 7$$

Puis on obtient donc 7 batteries pour produire l'énergie qu'on a besoin en été .

En hiver

$$\text{Nombre de batterie} = \frac{2038.43}{250} = 8$$

Puis on obtient donc 8 batteries pour produire l'énergie qu'on a besoin en hiver .

### III.6. Emplacement des panneaux et sélection du type de câblage

- **Emplacement des panneaux**

Le toit du bâtiment principal de l'institut de sciences techniques ne pouvant pas abriter plus de mille panneaux sans éviter l'ombrage entre ces derniers nous optons alors pour une centrale au sol (via des supports adaptés) surtout que le centre universitaire dispose d'espace non occupé favorable. Cela permettra notamment de faciliter la maintenance en cas de besoin mais il faudra aussi prendre le soin de protéger l'installation pour qu'elle soit hors de portée de mains.

- **type de câblage**

Le dimensionnement des câbles reliant les modules et l'onduleur est fonction du courant maximal éventuel et de la présence ou non d'une protection par fusible. Avant de calculer toutes les sections de câbles, on fait un plan électrique global de l'installation. Il faut également prévoir l'emplacement des composants aussi précisément que possible pour déduire les distances modules et l'onduleur.

Sachant que :

$$R = \rho * \frac{l}{S} \text{(III.20)}$$

On trouve donc la section par la formule ci-dessous :

$$S = \frac{I}{\varepsilon * V_a} * L * \rho \text{(III.21)}$$

Avec :

$\rho$  : est la résistivité du câble en  $\Omega.m$ . Celle-ci dépend du matériau. Elle est de  $1,8.10^{-8}\Omega.m$  pour un câble en cuivre.

L : La longueur du câble en m

I : Le courant que traverse le câble en A

$\varepsilon$  : La chute de tension en V

$V_a$  : La tension au départ du câble en V

En plus, les câbles principaux de CC doivent être dimensionnés et connectés en respectant une tension de 1,15\*la tension de circuit ouvert (isolation), critère essentiel pour des raisons de sécurité et d'efficacité énergétique . La section des conducteurs entre les quatre vingt quinze strings de douze PV en série et l'onduleur est donc :

$$V = 1.15 * 12 * V_{co} \text{ (III.22)}$$

$$I = 1.25 * n * I_{cc} \text{ (III.23)}$$

L=10 m

S= 14.37 mm<sup>2</sup>

D'où la valeur supérieure standard est S= 16 mm<sup>2</sup>

Avec : n est le nombre de strings en parallèle

### III.7.Résumé des résultats principaux du dimensionnement

En hiver

<i>Orientation des panneaux</i>	<i>plein sud</i>
<i>Inclinaison des panneaux</i>	<i><math>\alpha = 45^\circ</math></i>
<i>Emplacement des panneaux</i>	<i>Au sol</i>
<i>Besoins journaliers</i>	<i>13046 Wh</i>
<i>Panneau choisi</i>	<i>Dulasunspring</i>
<i>Nombre de panneaux en série</i>	<i>13</i>
<i>Nombre de groupe de panneaux en parallèle</i>	<i>2</i>
<i>Nombre total de panneaux</i>	<i>26</i>
<i>Onduleur choisi</i>	<i>l'onduleur photovoltaïque RPI M8A DELTA 8/10KW</i>

Tableau (III.8) :Résumé du dimensionnement en hiver

### III.8. Dimensionnement thermique

Nous allons fait un rappel sur la différente mode de transfert de chaleur par conduction et convection et Calcule du besoin de chauffage et eau chaude sanitaire de maison de 120 m<sup>2</sup>

### III.8.1 Rappels sur les éléments d'échanges thermiques

L'existence d'un écart de température entre deux systèmes, quelque soit le milieu qui les partage même le vide, fait intervenir un échange d'énergie connu couramment sous le nom de « transfert de chaleur »

Les systèmes solaires mettent en jeu simultanément les trois modes de transfert thermique, la convection, le rayonnement et la conduction.

#### III.8.1.1. Transfert de chaleur par conduction

C'est le transfert de chaleur dans un milieu solide, sans déplacement significatif de matière, sous l'influence d'une différence de température [2].

En tout point d'un milieu s'applique une équation dite « équation de chaleur » qui traduit le mécanisme local du transfert, elle lie les grandeurs suivantes : la température  $T$ , le temps  $t$  et les variables d'espace  $(x,y,z)$ .

L'équation de la chaleur est donnée sous une forme unidimensionnelle par [3] :

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} = \frac{1}{a} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (\text{III.24})$$

Où «  $a$  » est la diffusivité thermique du matériau.

La théorie de la conduction se base sur l'hypothèse de FOURIER ; liant linéairement la densité du flux thermique et le gradient de température : En tout point d'un milieu isotrope, la densité du flux thermique instantanée est proportionnelle à la conductivité thermique  $\lambda$  du milieu et au gradient de température [3].

$$\vec{\phi} = -\lambda \text{grad} \vec{T} \quad (\text{III.25})$$

La forme algébrique de cette équation est la suivante :

$$\phi = -\lambda S \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{III.26})$$

Avec :  $\phi$  (w) Le flux de chaleur transmis par conduction et  $S$  (m<sup>2</sup>) Aire de la section de passage du flux de chaleur.

#### III.8.1.2. Transfert de chaleur par convection

Le transfert de chaleur par convection s'effectue dans les milieux fluides, plus précisément dans les échanges thermiques entre une paroi et un fluide en mouvement [3].

Suivant la nature du mécanisme qui provoque le mouvement du fluide on distingue :



- La convection naturelle (libre) : ou le mouvement du fluide est dû à l'action simultanée des différences des températures qui existe dans le milieu et d'un champ de forces massiques [3].
- La convection forcée : ou le mouvement du fluide est induit par un moyen mécanique (pompes, ventilateur, etc...).

Régime d'écoulement

- En régime laminaire, l'écoulement s'effectue par couches pratiquement indépendantes entre deux filets de fluides adjacents, figure (III.4).

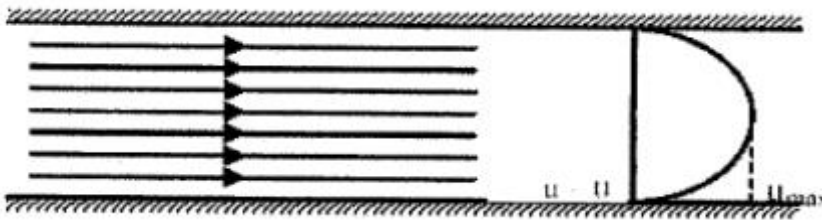


Figure (III.3) : écoulement d'un fluide en régime laminaire

- En régime turbulent, l'écoulement n'est pas unidirectionnel : L'échange de chaleur dans la zone turbulente s'effectue par convection et conduction dans toutes les directions. On vérifie que la chaleur transférée par conduction est généralement négligeable par rapport à celle transférée par convection.

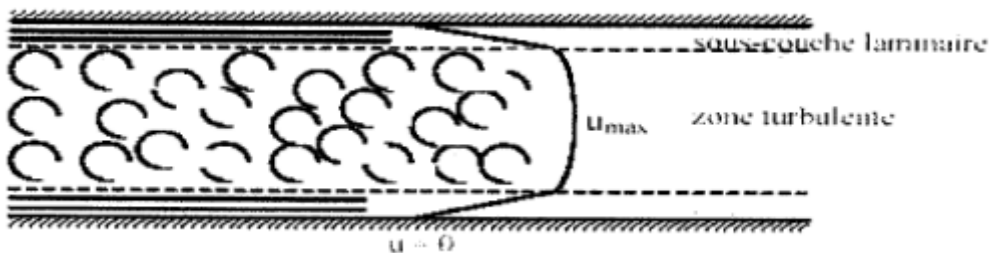


Figure (III.4) : écoulement d'un fluide en régime turbulent

### III.8.2. Expression du flux de chaleur

Pour un écoulement de surface S ayant une température T le flux de chaleur s'écrit :

$$\phi = h S (T - T_f) \quad (III.27)$$

Ou h est appelé coefficient d'échange par convection. ( $W/m^2C^\circ$ )

T – Tf: Différence de température entre la paroi et du fluide.

III.8.2.1. Dimensionnement thermique

- **Présentation de l'habitation**

Ce logement est situé à MOSTAGANEM, dont la superficie est de 120m<sup>2</sup>. Il est construit sur la base d'une architecture simple, les murs extérieurs sont en double cloison de brique, et le plafond est une dalle en béton plein, les murs intérieurs ont une seul cloison. le logement comporte quatre fenêtres double vitrage et une porte avec menuiserie en bois.

- **Données architecturales de la maison :**

Hauteur de la maison	2,50 m
Surface de la maison	120 m <sup>2</sup>
Volume de la maison	300 m <sup>3</sup>

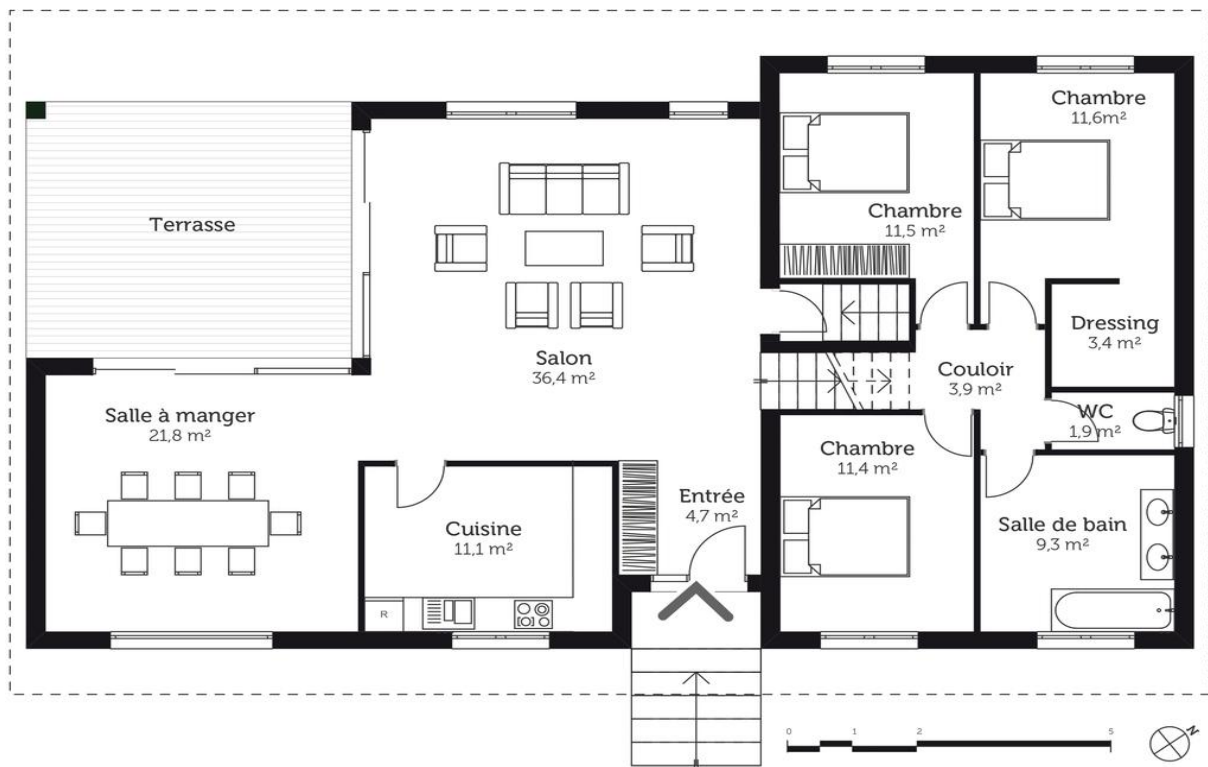


Figure (III.5) plan de notre maison de 4 chambres

### III.9. Calcule des besoin eau chaude sanitaire et de chauffage

Puisque les panneaux solaire calculée est de 4 litres par personne à 45 °C (sans appoint D'énergie) et la température de l'eau froide est de 20 °C, l'eau chaude consommée est de :  
 VECS= V besoin NP= 40 x 4= 160 litres à 30 °C ce qui nous donne un volume de 35 litres par personne et par jour à 50°C. Tes=45°C, Tst=50 °C, Tef=10°C.

$$V = V_{\text{besoin}} \times \left( \frac{(T_{es} - T_{ef})}{(T_{st} - T_{ef})} \right) \quad (1) \quad (\text{III.28})$$

V = 160x ((45 -10) / (50 -10)) = 140 litres.

Avec un besoin de 160 litres/jour, ceci représente une énergie de :

$$E = V_{\text{besoin}} \times 1.163 \times (T_{st} - T_{eS}) \quad (2) \quad (\text{III.29})$$

E = 160 x 1,163 x (50-20) = 7,4KWh.

#### III.9.1. Calcul le rendement de capteur :

Le rendement capteur est très difficile à définir sans mesures directes sur site car fonction de plusieurs paramètres mais pour simplifier, il est possible d'utiliser la formule suivante :

G globale : Irradiation solaire absorbé par le capteur [W/]

η capteur :est calculé par la formule suivante :

$$\eta_{\text{capteur}} = a_0 - a_1 \frac{\Delta T}{IT} - a_2 \frac{(\Delta T)^2}{IT} \quad (\text{III.30})$$

a0 : rendement optique du capteur.

a1 :conductance globale du capteur.

a2 : negative of the second-order coefficient in collector efficiency equation

ΔT :différence de température

IT :radiation global

#### III.9.2.La surface de captation du système :

Le calcul de la surface de captation est fait à partir de l'équation

$$S_{ca} = \frac{\text{besoin de chauffage} + \text{besoin ECS}}{PSU} * 0,6 \quad (\text{III.31})$$

TCS : taux de couverture solaire =0,6

PSU : puissance solaire utile qui est égale :

$$PSU = G_{\text{globale}} \times \eta_{\text{capteur}} = 1000 \times 0.559 = 559 \text{ W/m}^2$$

$$Scap = \frac{7400 \times 0.6}{559} = 7,94 \text{ m}^2$$

Nombre de panneaux 5

Pour le système de production d'eau chaude sanitaire et de chauffage, la surface nécessaire est égale à 7,94 m<sup>2</sup> et 5panneaux.

### III.9.3.Calcul des besoins en chauffage :

A partir de l'équation (3.32) on va calculer le coefficient de déperdition thermique par l'enveloppe de la maison.

- La surface du mur extérieur est égale à 95,2 m<sup>2</sup>

- La surface des fenêtres cotées extérieures est égale à 12 m<sup>2</sup> - La surface des portes cotées extérieures est égale à 3 m<sup>2</sup>

- Le volume du logement est égal à 300 m<sup>3</sup>

$$K_m = 1,13 \text{ [W/m}^2 \cdot \text{C}^\circ], K_{po} = 3,5 \text{ [W/m}^2 \cdot \text{C}^\circ], K_f = 2,9 \text{ [W/m}^2 \cdot \text{C}^\circ]$$

Et par suite on va calculer :

- Les déperditions surfaciques :

D'après l'équation:

$$D_s = D_m + D_{po} + D_f = K_m S_m + K_f S_f + K_{po} S_{po} \text{ (III.32)}$$

$$D_s = 152,87 \text{ W/}^\circ\text{C}$$

Avec

$K_m$ ,  $K_{po}$  et  $K_f$  : sont les coefficients de transmission surfacique des murs extérieurs ,des portes et des fenêtres.

Et  $S_m$  , $S_{po}$  et  $S_f$  : sont les surfaces des murs extérieurs ,des portes et des fenêtres

$D_m$  : déperdition par le mur extérieur

$D_{po}$  :déperditions par les portes

$D_f$  : déperditions par les fenêtres

$D_s$  : (en  $W/°C$ ) représente les déperditions surfaciques a travers les parties courantes des parois en contact avec l'extérieur .

• **Déperditions par renouvellement d'air :**

D'après l'équation :

$$DR = 0,34 * (Q_v + Q_s) \tag{III.33}$$

$$DR = 69,46 \text{ W}/°C$$

• **Vérification et déperditions de référence :**

Vérifications réglementaire :

D'après les équations

$$D_T \leq 1,5 \times D_{réf} \tag{III.34}$$

$$D_{réf} = a*S_1 + b*S_2 + c*S_3 + d*S_4 + e*S_5 \text{ [W}/°C] \tag{III.35}$$

(III.34) et (III.35) on a trouvé :

$$D_{réf} = 604,56 \text{ W}/°C \quad \text{Et :}$$

$$D_T = 183,46 \text{ W}/°C$$

Donc :

$$183,46 \leq 634,56$$

Consommation électrique moyenne du chauffage en kWh selon la surface et l'isolation de la maison

100 m <sup>2</sup>	Mauvaise	13 6550 kWh
	Moyenne	11 500 kWh
	Bonne	9 350 kWh
120 m <sup>2</sup>	Mauvaise	16 250 kWh
	Moyenne	13 650 kWh
	Bonne	11 050 kWh

Pour notre cas puisque notre maison est bien isolée on prend comme besoin en chauffage  $B_{ch} = 11050 \text{ kWh}$  par an d'où  $B_{jch} = 30.27 \text{ kWh}$  d'où

$$Scap_{ch} = \frac{302700.6}{559} = 32,49 \text{ m}^2 \text{ donc le nombre de capteur est } 20$$

D’où le nombre de panneau total requis pour la production thermique est de 25 ce qui concorde avec les résultats des besoins électriques et thermiques

#### III.9.4. Pompe à chaleur

Une pompe à chaleur (PAC), est un dispositif permettant de transférer de l’énergie thermique d’un milieu à basse température (source froide) vers un milieu à haute température (source chaude). Ce dispositif permet donc d’inverser le sens naturel du transfert spontané de l’énergie thermique.

Selon le sens du dispositif de pompage, une pompe à chaleur peut être considérée comme un système :

- de chauffage, si l’on souhaite augmenter la température de la source chaude ;
- de réfrigération, si l’on souhaite abaisser la température de la source froide.

Lorsque le but du dispositif de pompage est à la fois de chauffer et de refroidir, le système est alors considéré comme une thermo-frigo-pompe.

Des pompes à chaleur se retrouvent ainsi dans de nombreuses installations telles que des réfrigérateurs, des climatiseurs et divers systèmes de chauffage.

### III.10. Chauffage et climatisation

#### III.10.1. Quelles sont les mois qui utilise la climatisation réversible en mode chauffage et en mode climatiseur

Mode chauffage de 21 octobre jusqu’à 21 mars

Mode climatiseur de 21 mars jusqu’à 21 septembre

### III.11. Conclusion

Dans ce chapitre on a procédé au dimensionnement d’un système hybride photovoltaïque thermique premièrement on a entame le dimensionnement de la partie électriques pour cela on a suivie toutes les étapes pour le dimensionnement d’un système photovoltaïque pour un site isolé ,dont le mérite est un fonctionnement simple et un entretien réduit, mais nécessite en revanche une prise en compte des propriétés de la source d’énergie dans leur utilisation : intermittence, course du soleil et dépense rationnelle de l’énergie accumulée.

Dans tous les cas, il est nécessaire de connaître le besoin à savoir : le gisement d’énergie solaire du lieu concerné ; le choix des modules PV, leur implantation et la structure support; le choix des composants électriques assurant les batteries

En deuxième lieu On a effectué un calcul du besoin énergétique pour le chauffage et chauffe-eau en hiver d'une maison les calculs sont faites ont négligeons les apports internes. On a estimé aussi la quantité réelle d'énergie nécessaire pour produire l'eau chaude sanitaire pour 4 personnes ainsi que le chauffage. Le dimensionnement a été fait pour le panneau hybride PVT choisie.

### **III.12. BIBLIOGRAPHIE**

[1] " Les systèmes Photovoltaïques, Guide de l'acheteur ". ISBN : 0-662-86306-2.

[2] J. A. Duffie, W. A. Beckman. Solar engineering of thermal processes, John Wiley and Sons. (1980).

[3] P. Rivet. Le Rayonnement solaire ; CNRS.

[4] MaouedjRachid; « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah », Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaïd.2005.

# Chapitre VI

## *Simulation avec TRANSYS*





**VI.1. Introduction**

Dans ce chapitre, nous allons procéder à une simulation système hybride PV pour satisfaire les besoins électriques et thermiques de la maison à l'aide du logiciel de simulation dynamique TRNSYS.

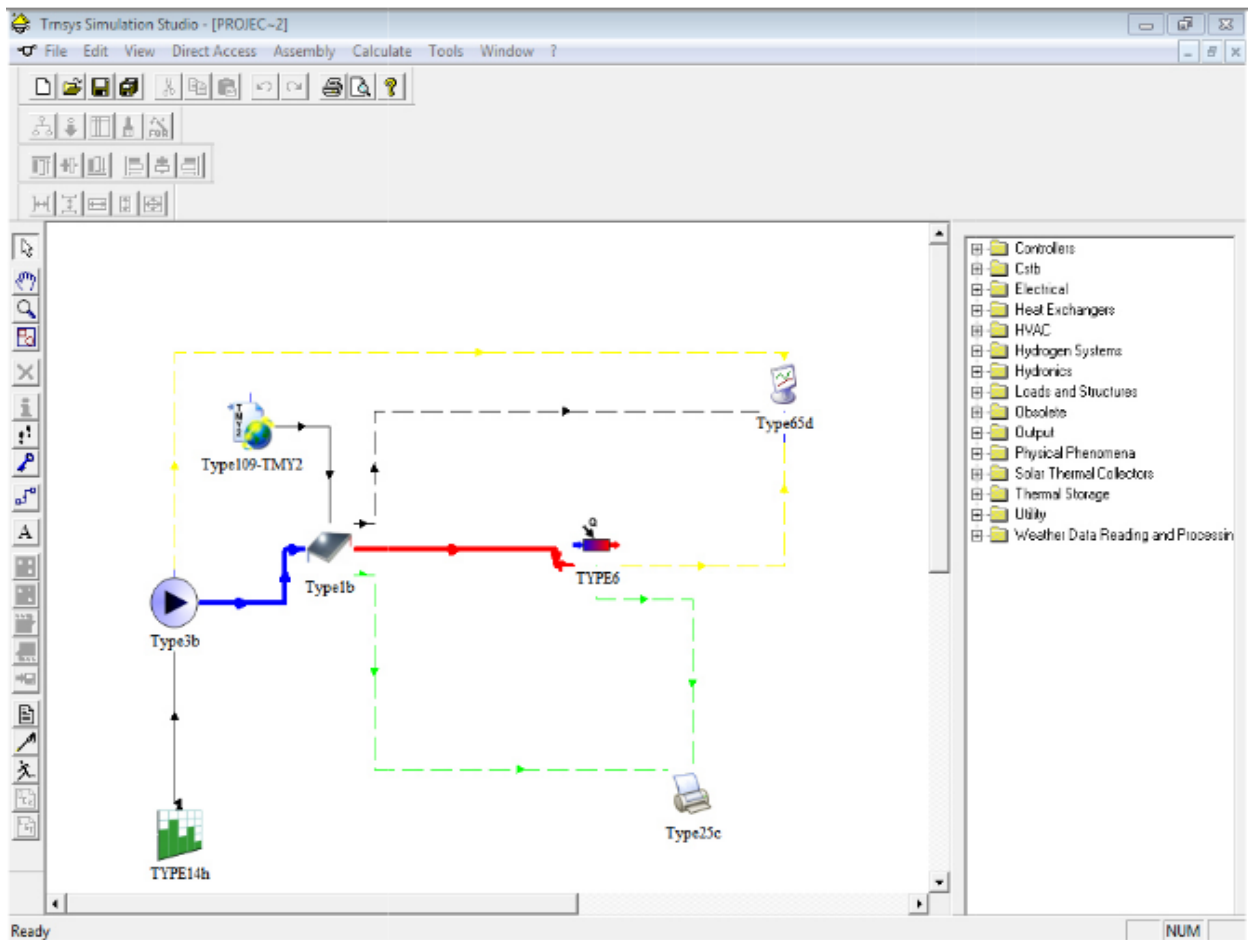
**VI.2. Simulation avec TRNSYS**

## VI.2.1. Présentation du logiciel TRNSYS

TRNSYS est un logiciel de simulation dynamique développé par le CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment) en 1975 dans le cadre d'une collaboration internationale. Ce logiciel permettant de simuler le comportement d'un système complexe. Il a été le précurseur de nombreux autres logiciels de simulation, utilisant son solveur générique et/ou certains de ses modèles (Energy plus, Energy 10, CASIS, ...).

TRNSYS est basé sur une approche par schéma-bloc. Cette approche modulaire permet à la fois de décomposer des problèmes complexes en plusieurs problèmes moins complexes et de travailler dans un environnement « ouvert », permettant de rajouter de nouveaux composants et concepts. Un projet de simulation TRNSYS consiste donc à choisir un ensemble de modèles mathématiques de composants physiques (en s'appuyant soit sur des modèles existants dans les bibliothèques de modèles de TRNSYS, soit en les créant) et à décrire les interactions entre ces modèles.

TRNSYS 16 contient un grand nombre de modèles standards (Utilitaires, Stockage Thermique, Équipement, Charges et Structures, Échangeurs de Chaleur, Hydraulique, Régulateurs, Composants électriques/Photovoltaïque, Capteurs solaires, ...). Il suffit de les interconnecter dans un éditeur de projet pour définir un projet de simulation. Plusieurs bibliothèques de modèles TRNSYS existent également en tant que produits commerciaux supplémentaires, développés par des bureaux d'études spécialisés. Il existe plusieurs modèles de bâtiments. Le modèle le plus complet permet de simuler de façon très détaillée le comportement thermique d'un bâtiment multi-zones (température ambiante, besoins d'énergie, humidité de l'air pour chaque zone et chaque surface ; gains par infiltration / ventilation, couplage convectif avec d'autres zones ; variation de l'énergie sensible ; besoins d'énergie latente ; énergie solaire rentrant par les fenêtres ; confort ; ...). Trnsys studio sera utilisé pour faire le lien entre TRNSYS et le schéma de principe du projet à modéliser (Voir figure VI.1). Sa tâche principale sera de résoudre l'ensemble des équations dans les conditions de sollicitations, comme principalement la dimension temporelle (instants initial/ finale pas de temps de calcul).



Figure(VI.1) : Schéma de fonctionnement de TRNSYS

### VI.2.2. L'environnement de TRNSYS

Contrairement à la grande majorité des autres logiciels de simulation, TRNSYS n'est pas axé que sur l'évaluation de la performance des systèmes d'énergie thermique et électrique.

Il peut aussi être utilisé pour effectuer la modélisation d'autres types de systèmes dynamiques, tels que les flux de trafic ou les processus biologiques.

### VI.2.3. Les outils de TRNSYS

De nombreux logiciels ont été perfectionnés de telle sorte à ce qu'ils puissent être couplés à TRNSYS et ainsi disposer de fonctionnalités ou de données complémentaires.

- Meteororm permet de disposer de données climatiques fiables avec plus de 8000 stations localisées dans le monde.
- SIMCAD, un logiciel de CAO permettant la saisie de structure de bâtiment et de matériaux utilisés pour la construction. Tout en évoluant dans un environnement CAO, il permet

de créer des objets en apportant ses attributs propres (épaisseur, matériaux utilisés,...). Le projet terminé, il peut être exporté sous forme de fichier de description de bâtiment qui peut être lu par TRNSYS, tout en créant parallèlement des tables de métrés sous forme de tableau Excel, informant sur les données des objets (surfaces, volumes, matériaux, ...).

- EES (Engineering Equation Solver) est un logiciel permettant de résoudre des équations à l'aide de différents modules. Il peut être utilisé en complément de TRNSYS afin de résoudre de nombreux sous problèmes grâce à son solveur. Il est utilisé principalement dans les disciplines suivantes : thermodynamique, mécanique des fluides, transfert de chaleur et chimie. Nombreuses données concernant ces disciplines y sont intégrées.

#### VI.2.4.Applications

TRNSYS ne se contente pas d'étudier le comportement thermique du bâtiment, il permet également de résoudre de nombreux systèmes d'équations, réalise des simulations dynamiques et permet la possibilité de créer de nouveaux modèles et de les intégrer à la bibliothèque existante. Nombreux avantages y sont associés : résolution multizone, couplage de systèmes, possibilité d'utiliser des ressources externes. De multiples données peuvent également être prises en compte, comme par exemple la consommation d'ECS, le temps d'occupation des résidents, la consommation d'énergie électrique et de gaz et de leurs tarifs associés.

### VI.3. Modélisation et simulation

#### VI.3.1. Métronome

Le logiciel Métronome permet de disposer pour TRNSYS, des données climatiques fiables chaque heure et durant une année. Si on ne dispose pas d'une station météorologique ,METEONORM peut calculer par interpolation entre différentes station les conditions climatique d'un lieu.

Donnée de notre site étudié :

Nom de site = Mostaganem

Latitude [°]= 35.56

Longitude [°] = 0.05

Altitude [m]= 104

#### VI.4. Présentation du modèle de l'installation

Après avoir récupéré les données nécessaires à la modélisation, il est primordial de choisir les bons composants parmi les différentes bibliothèques disponibles. Comme nous pouvons le voir sur la figure, sous logiciel TRNSYS Nous allons à présent présenter les différents éléments constitutifs de cette modélisation de système solaire qui comprend

---

Des collecteurs solaires, une pompe et un chauffage auxiliaire. Nous devons également lire et traiter les données météorologiques pour le site Mostaganem et produire des résultats (à la fois en ligne traceur et à un fichier imprimé, les composants utilisés sont :

- Meteonorm : (Type 109-TMY2)
- pompe (Type 3b),
- Affichage des résultats (Type 65d )
- cuve de stockage (Type 6),
- Panneau solaire plan (Type1b)
- Imprimante (Type 25c)
- fonction de forçage Type14h
- Intégrateur (Type 24) :

### **VI.5.Les donnée Météonorm**

Les résultats montré sur les figures sont relatifs au rayonnement et température (mensuel et, journalière)

### MOSTAGANEM

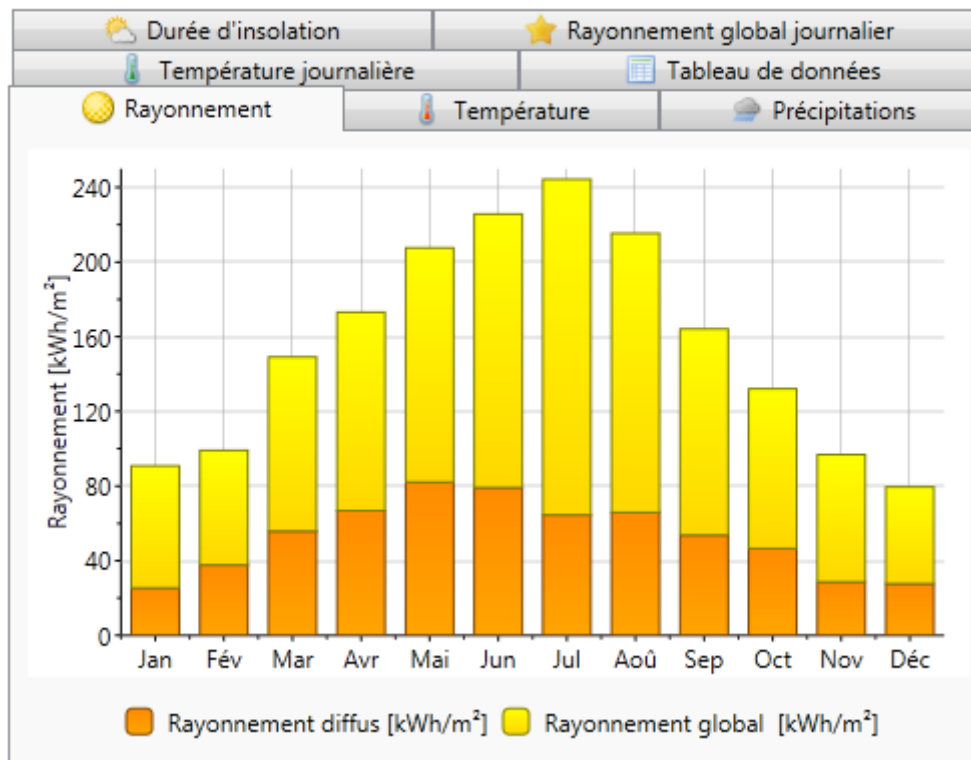


Figure (VI.2) : Représentation de la variation du rayonnement pour une année

### MOSTAGANEM

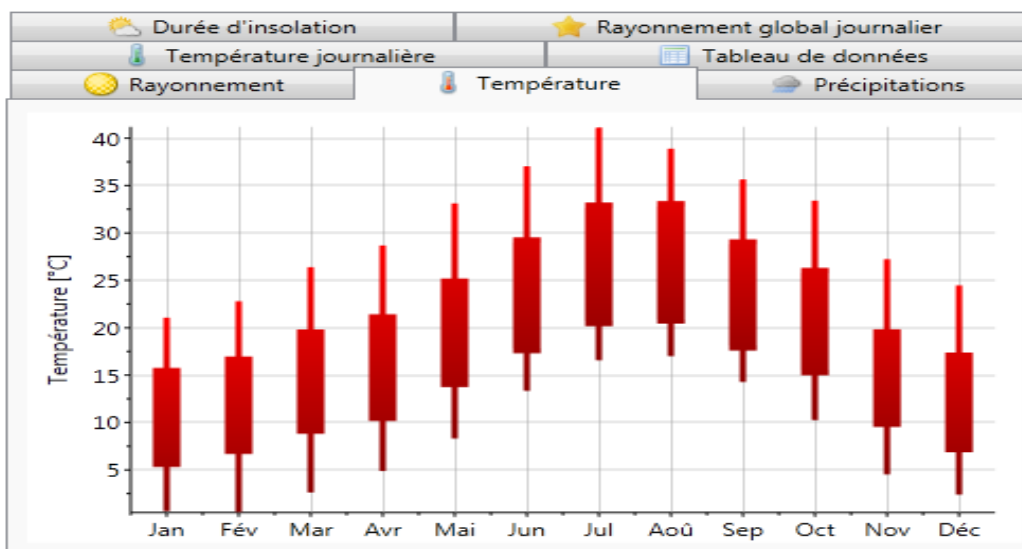
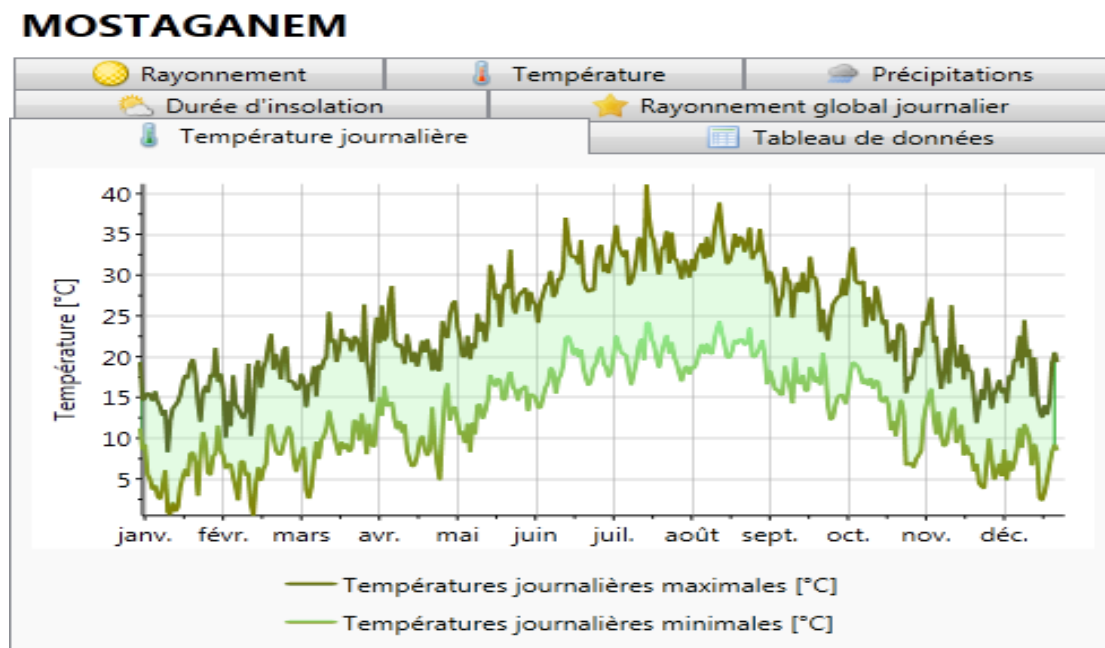


Figure (VI.3) : la variation de température durant une année



Figure(VI.4) : la variation de température journalière (max, min) durant une année

Les courbes donnent des valeurs mensuelle et journalière qui sont faite dans le cas d'une présentation annuelle de température et de rayonnement. A partir de la figure (VI.4), on peut remarque l'allure sinusoïdal de l'évolution de l'irradiation mensuelle. Le maximum est atteint en été et le minimum pendant les mois d'hiver, ce qui est un paradoxe vis-à-vis des besoins en eau chaude sanitaire et des besoins de chauffage de l'appartement.

On remarque aussi que la température atteint une valeur maximale de 41°C au moins de juillet (fig. VI.3) et un rayonnement qui monte jusqu'à 242KWh/.m<sup>2</sup> (fig.VI.2).

## VI.6.résultat de la simulation sous TRNSYS

### VI.6.1.La partie électrique

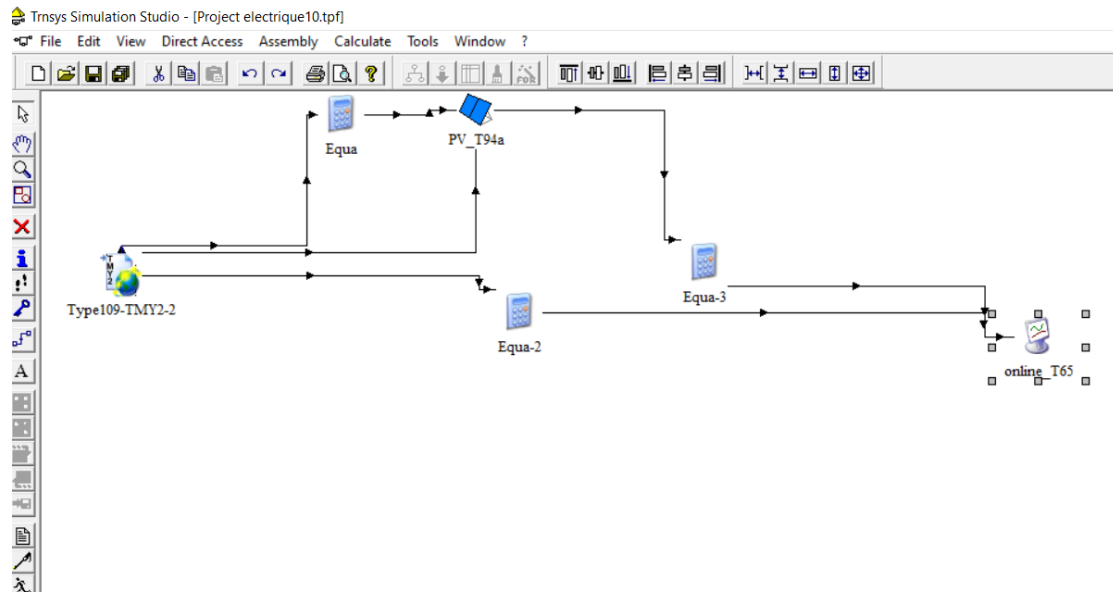


Figure (VI.5): MODELISATION DU SYSTEME PV/T

Figure (VI.5) représentent schéma du Modélisation sous le logiciel TRNSYS du système PVT

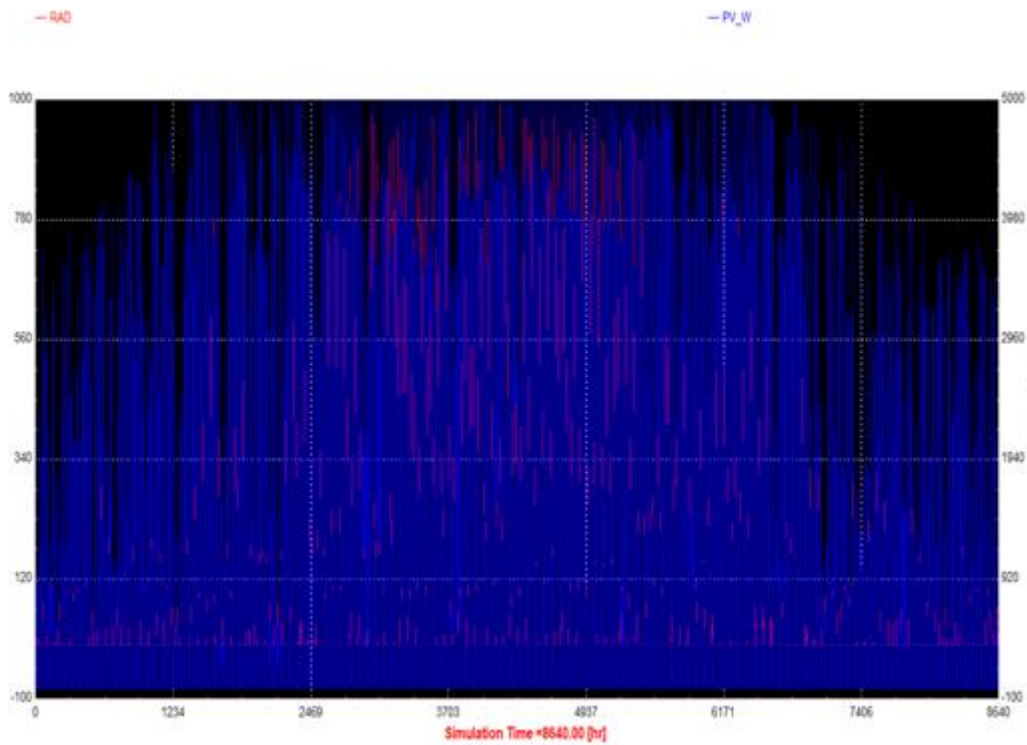


Figure (VI.6) : résultat de simulation de la puissance et la radiation durant tout l'année

Figure (VI.6) représentent la résultat du simulation de la puissance et la radiation durant tout l'année on remarque que malgré le changement de radiation durant l'année la production de puissance reste important



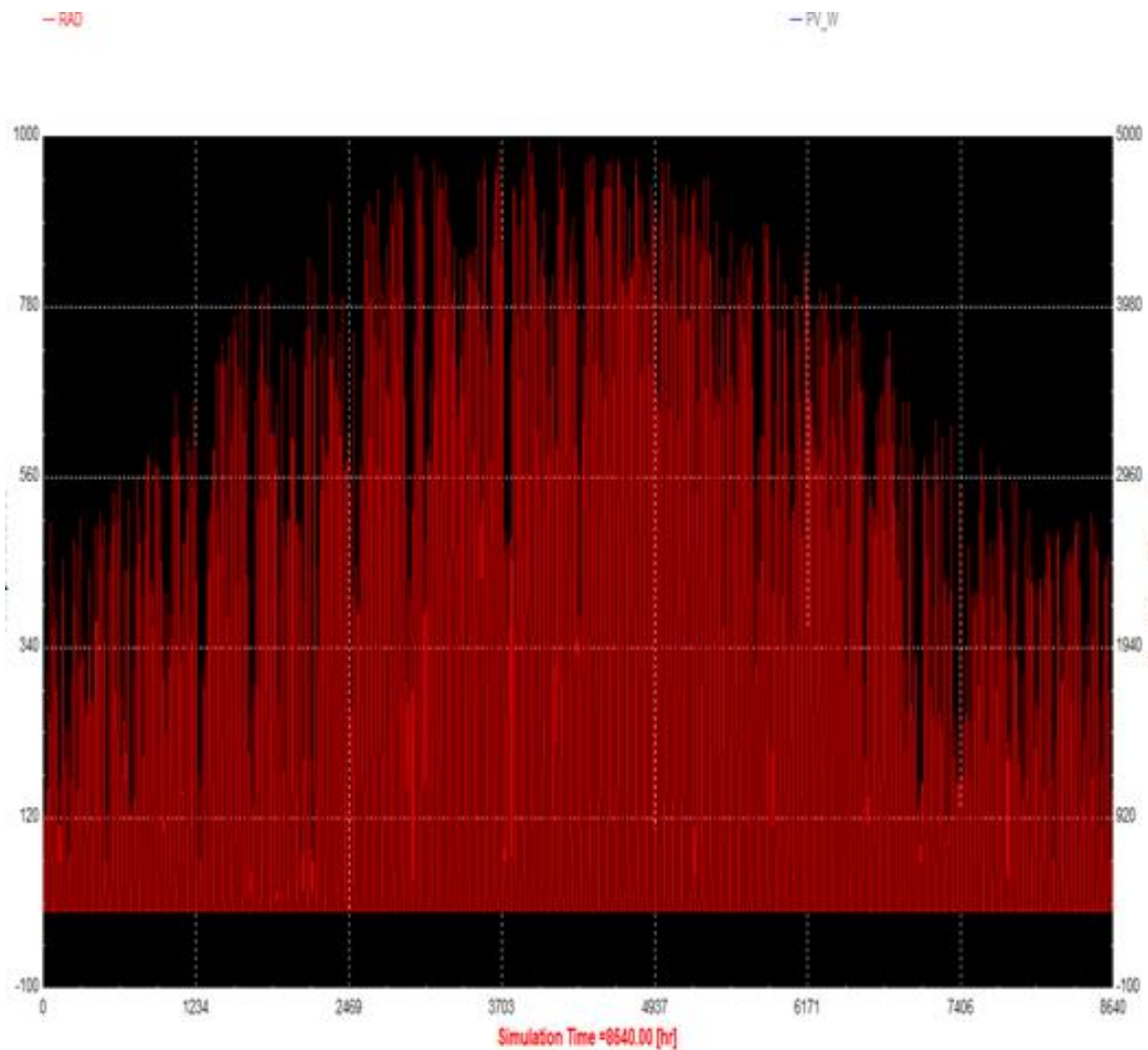


Figure (VI.7) : résultat de simulation de la radiation en( w/ m2 ) durant tout l'année

La figure (VI.7) présente les résultats de la radiation durant tout l'année on Remarque que la radiation atteindre le max Durant les mois de juin ,juillet et aout (les mois de l'été) et dans le willaya de Mostaganem la radiation reste important durant tout l'année

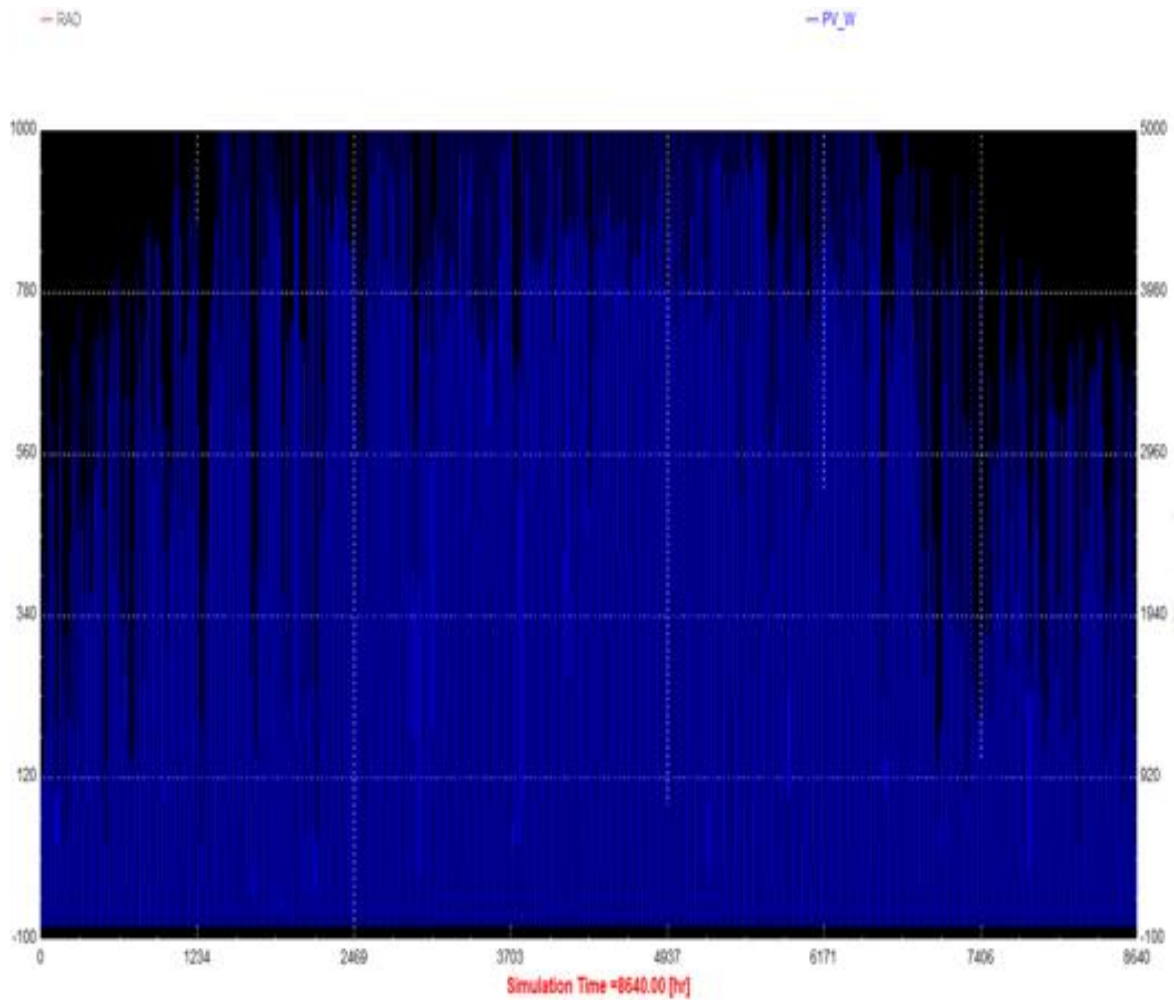


Figure (VI.8) :résultat du simulation de la puissance en (w)durant tout l'année

La figure (VI.8) présente les résultats de la puissance durant toute l'année on Remarque que la puissance produite est très important Presque toute l'année sauf les mois d'hiver ou elle est un peu réduit

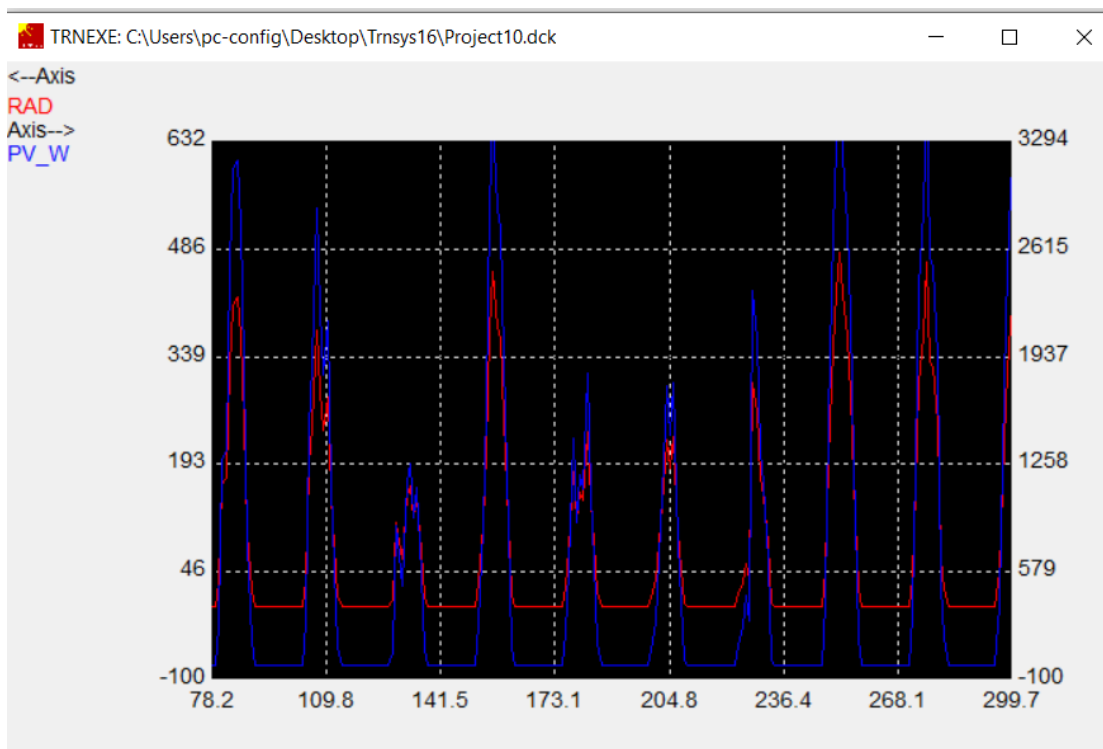


Figure (VI.9) :résultat de simulation de la puissance et la radiation durant le moi de janvier

La figure (VI.9) présente les résultats de simulation la puissance et la radiation durant le moi de janvier on Remarque qu'il y'a un production de puissance malgré la radiation est relativement basse donc il y'a une influence de la radiation sur la production de puissance par exemple pour un ensoleillement égale à 480 W/m<sup>2</sup> on a une puissance de 2603 W

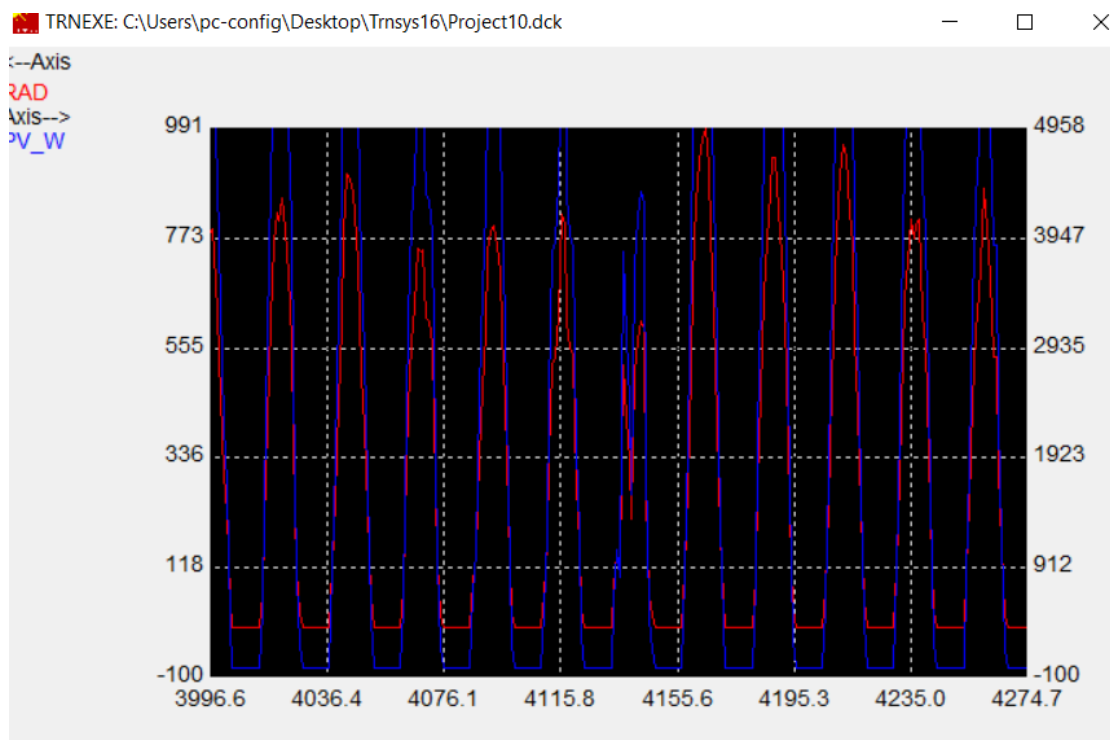


Figure (VI.10) : résultat de simulation de la puissance et la radiation durant le moi de juin

La figure (VI.10) présente les résultats de simulation la puissance et la radiation durant le moi de juin on Remarque qu'il y'a un production de puissance très élevé avec une radiation relativement haute par exemple pour une radiation égale à 990 W/m<sup>2</sup> on a une puissance de 4956 W

Donc il y'a une relation de corrélation directe entre la radiation en w/m<sup>2</sup> et la puissance en w

### VI.6.2. Partie thermique

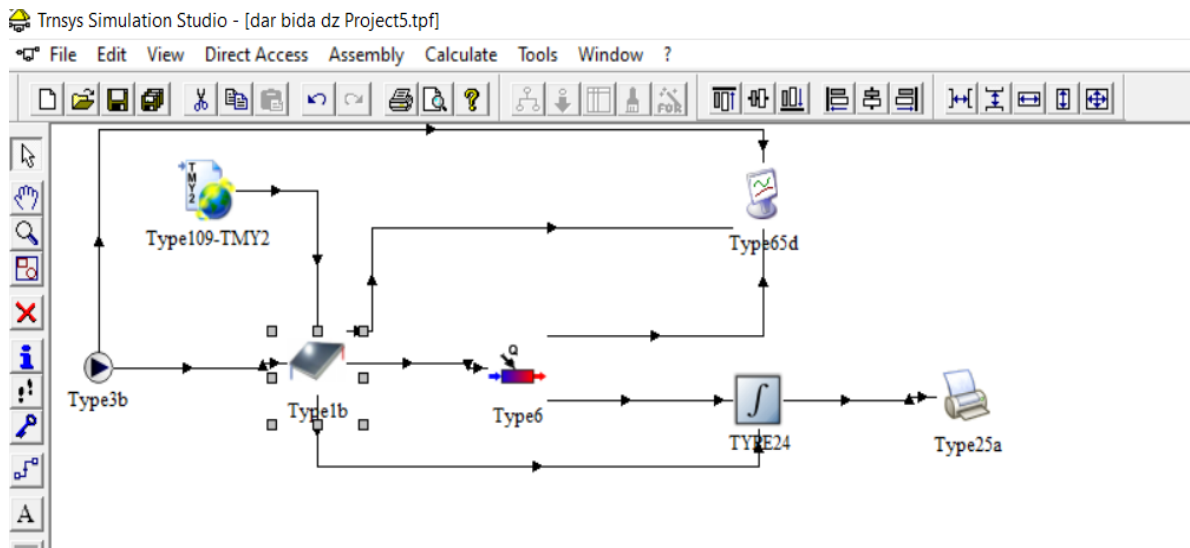


Figure (VI.11) : Simulation d'eau chaude sanitaire

Nous avons simulé les besoins en eau chaude sanitaire avec les données qu'on a pris dans nos calculs par la méthode analytique. Dans la simulation studio, la surface de captation solaire pour couvrir la demande en eau chaude sanitaire est de 7,94 m<sup>2</sup>, avec un rendement du capteur de 0,559. Pour un stockage de 160litres, avec une température d'eau chaude de 50°C et d'eau froide de 20°C.

Les résultats obtenus par TRNSYS, dans le cas de l'eau chaude sanitaire sont présentés dans la figure (VI.12) :

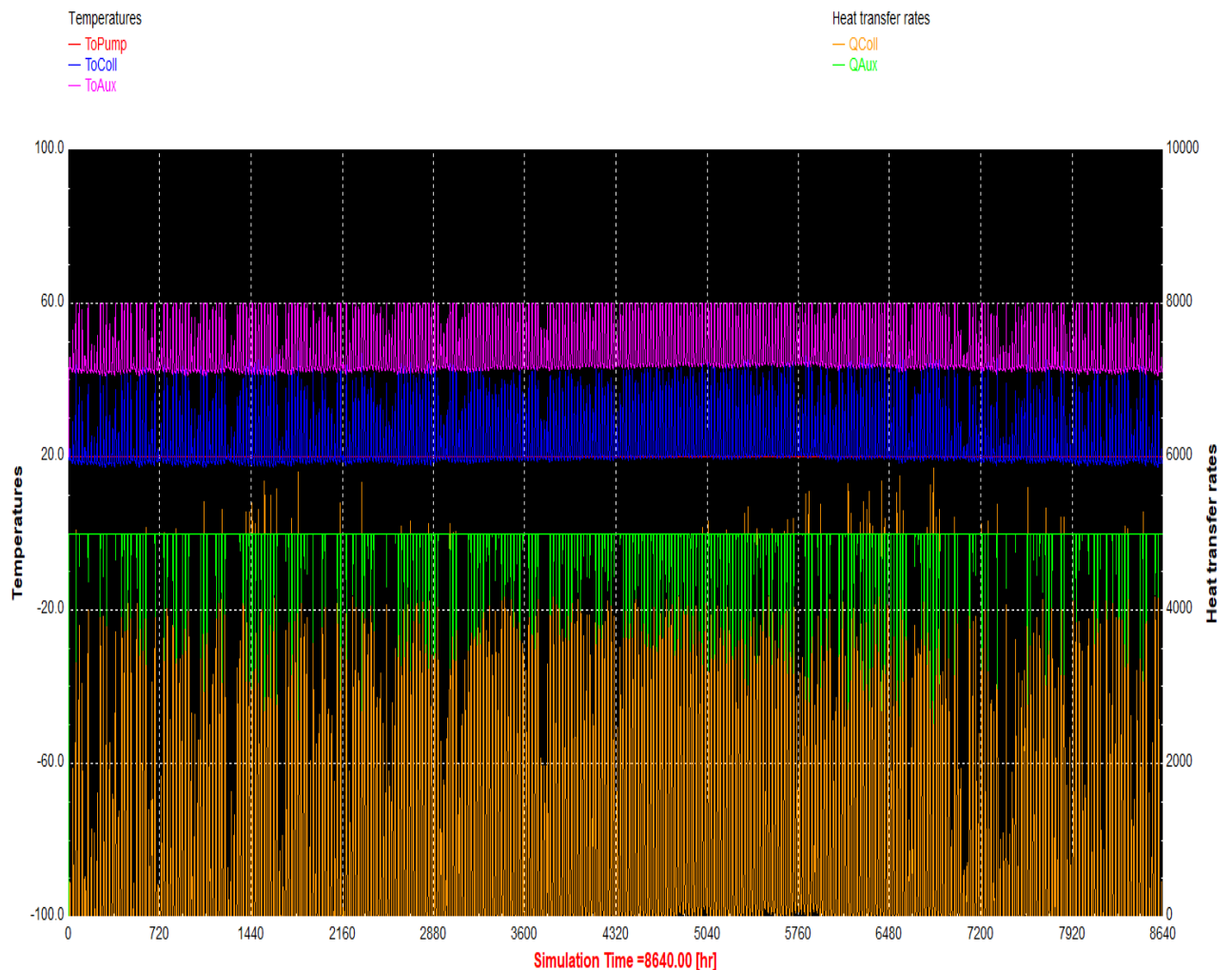


Figure (VI.12) : Simulation d'eau chaude durant toute l'année

Figure (VI.12) montre, le profil horaire des températures et le profil d'énergies pendant toute l'année et le profil de chauffage correspondant nécessaire pour maintenir le besoin en eau chaude sanitaire.

Le profil de température horaire est caractérisé par des valeurs maximum (courbe rose) et minimum de 60 °C et 20 °C (courbe rouge), respectivement. On remarque que le profil d'énergie est assez similaire au profil de température. Toute fois les valeurs maximales de chauffage correspondent à des valeurs maximales de la température extérieure.

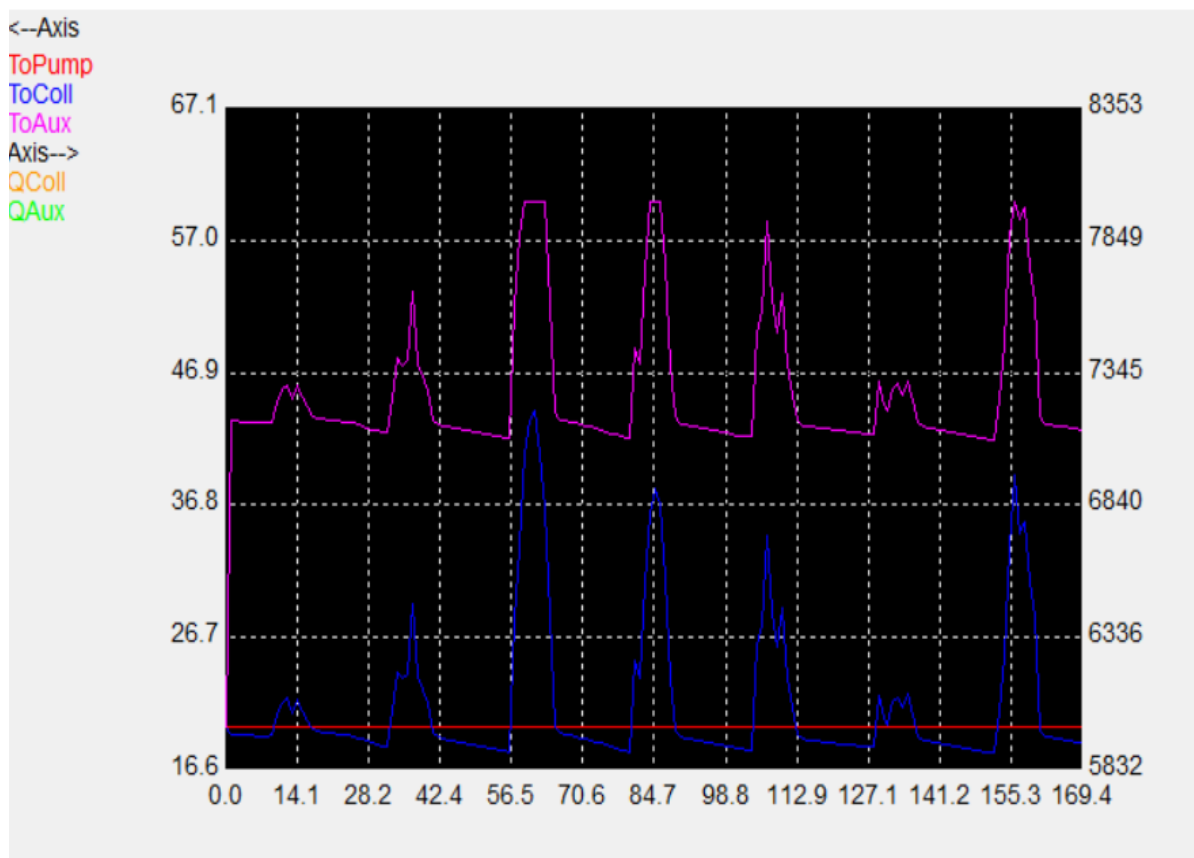


Figure (VI.13) : Représentation de la simulation à sept journées de moi de janvier  
[0.0-175.9h]

Si on regarde le comportement de l'installation durant cette moi, en particulier à l'heure de lever de soleil on observe plusieurs mises en attente de température, jusqu'à 10h30, on peut également remarquer que la température augmente jusqu'à 60°C, respectivement à 12h30. Comme on peut le voir sur la Figure (VI.13). On peut remarquer aussi que les températures chutent à 15h30 c'est que signifie que le champ de capteurs ne capte plus suffisamment d'ensoleillement. Donc le déplacement du soleil entraînant une augmentation importante de l'angle d'incidence en début et fin de journée et la température de pompe reste stable enivrant de 18°C.

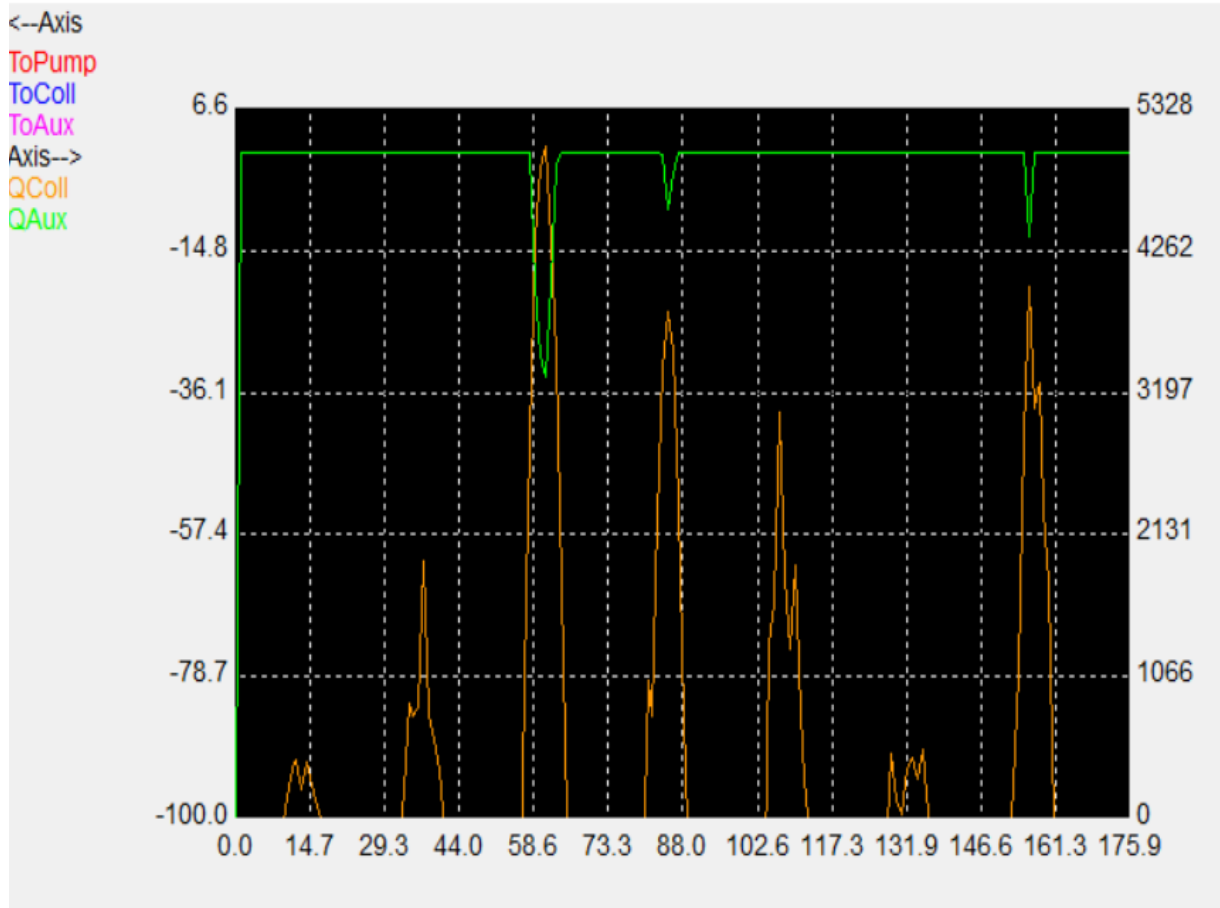


Figure (VI.14) : Evolution horaire de la demande de chauffage pendant sept jours du mois de janvier [0.0-175.9h]

Qcoll : énergies du collecteur

Qaux : énergies auxiliaires du mois de janvier

La figure (VI.14) présente les résultats obtenus par simulation sous TRNSYS de l'énergie fournie au chauffage de l'eau sanitaire pour le mois janvier. A partir de la figure on constate que l'énergie trouvée varie autour d'une moyenne de 2486W par mois qui correspond à 2486 Watt On a trouvé que les valeurs maximales sont atteintes au mois de janvier avec 4972.66 J pour la méthode analytique et 5967.85 w pour TRNSYS.



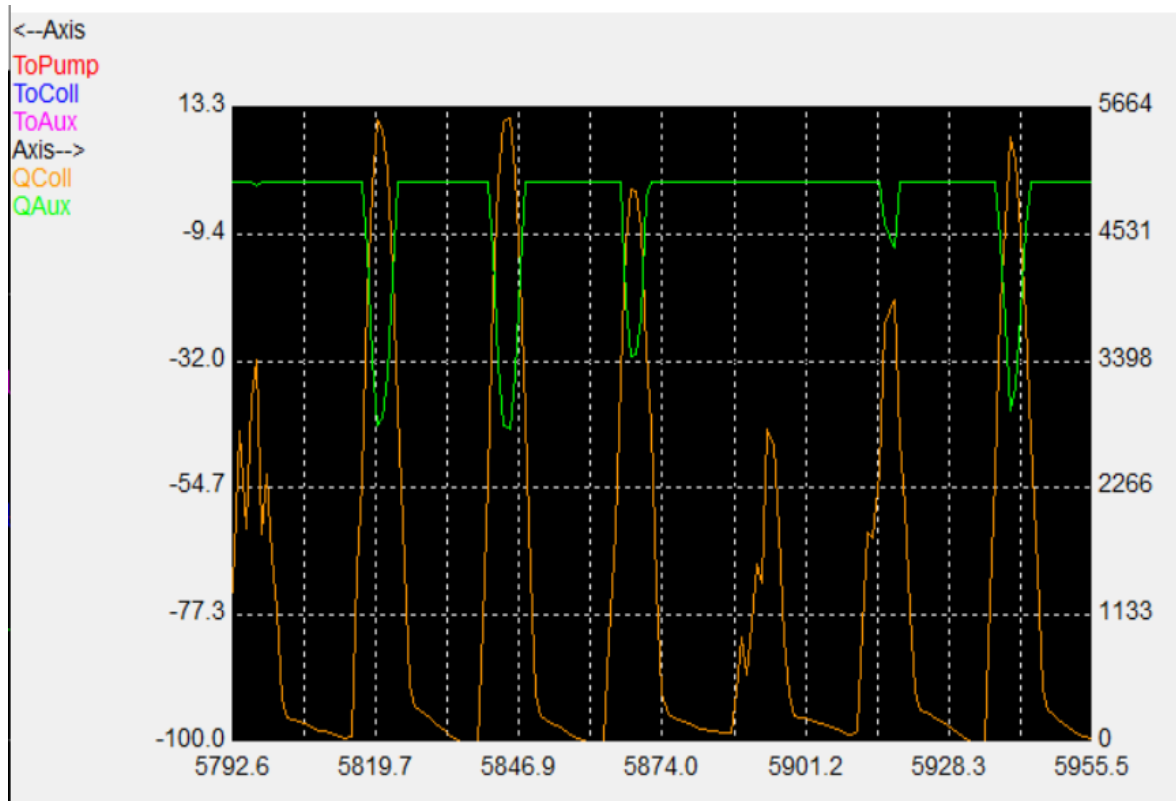


Figure (VI.15) : Evolution horaire de la demande de chauffage pendant le mois de juillet [5792.6-5955.5h]

La figure (VI.15) présente les résultats obtenus par simulation sous TRNSYS de l'énergie fournie au chauffage de l'eau sanitaire pour le mois de juillet. A partir de la figure on constate que l'énergie trouvée varie autour d'une moyenne de 2815.5 wpar mois On a trouvé que les valeurs maximales sont atteintes au mois de juillet avec 5631 w

Sur la base des résultats obtenus, on peut conclure que:

- Les résultats obtenus par TRNSYS et la méthode analytique pour la production de l'eau chaude sanitaire sont pas assez proches, ou l'erreur est estimé à environ 15 %
- TRNSYS simule à la fois le comportement thermique et énergétique de l'habitation (horaire) et obéit à la demande énergétique

Simulation du chauffage et climatisation durant toute l'année :

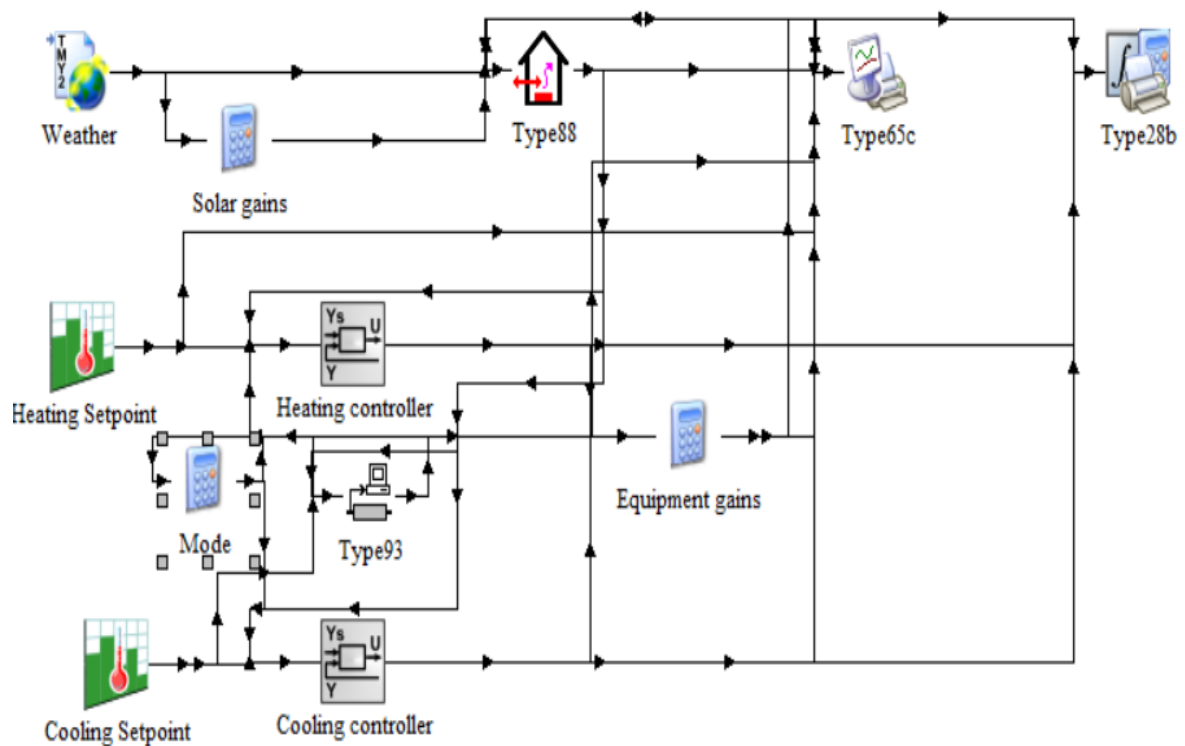
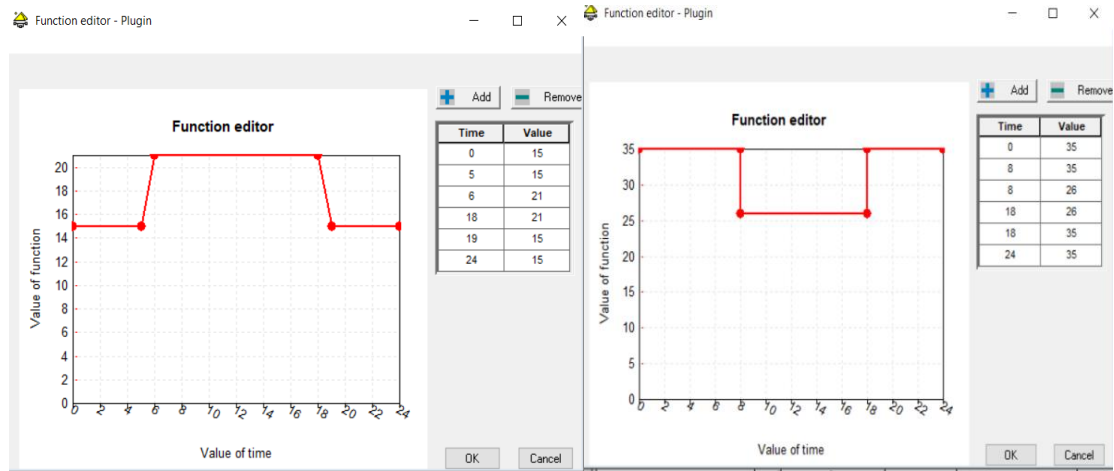


Figure (VI.16) : schéma de simulation du chauffage et climatisation durant toute l'année

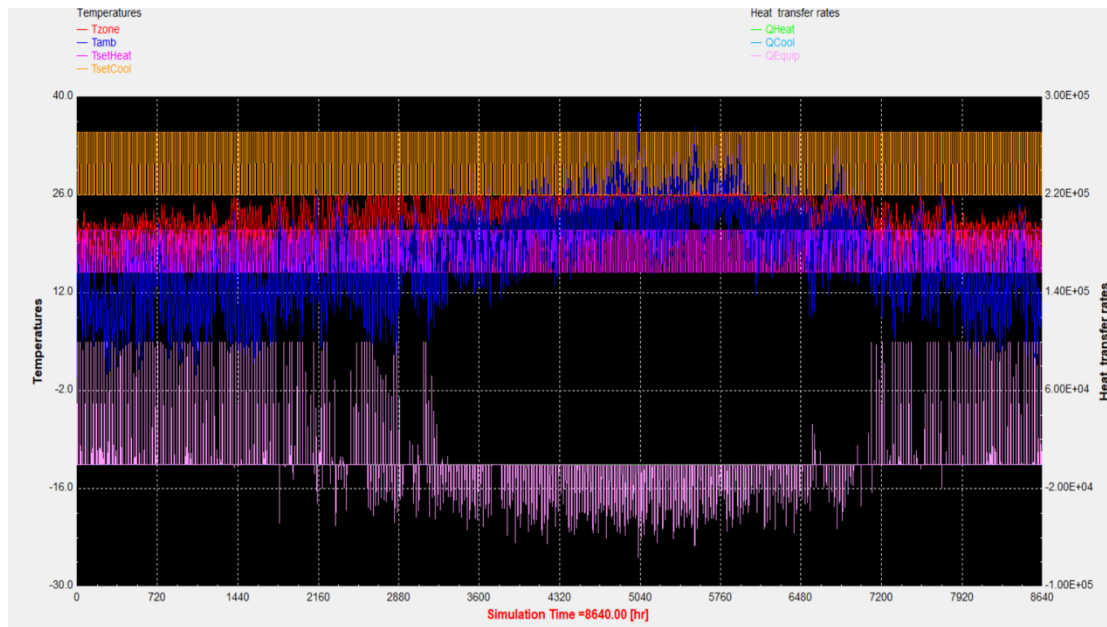


Figure (VI.17) :Simulation du chauffage et climatisation durant toute l'année

La figure (VI.17) représente la variation annuelle des températures intérieure ,  
 T\_ambiante ,T de chauffage ,T de climat et leurs énergies dans la maison étudié au site de  
 Mostaganem

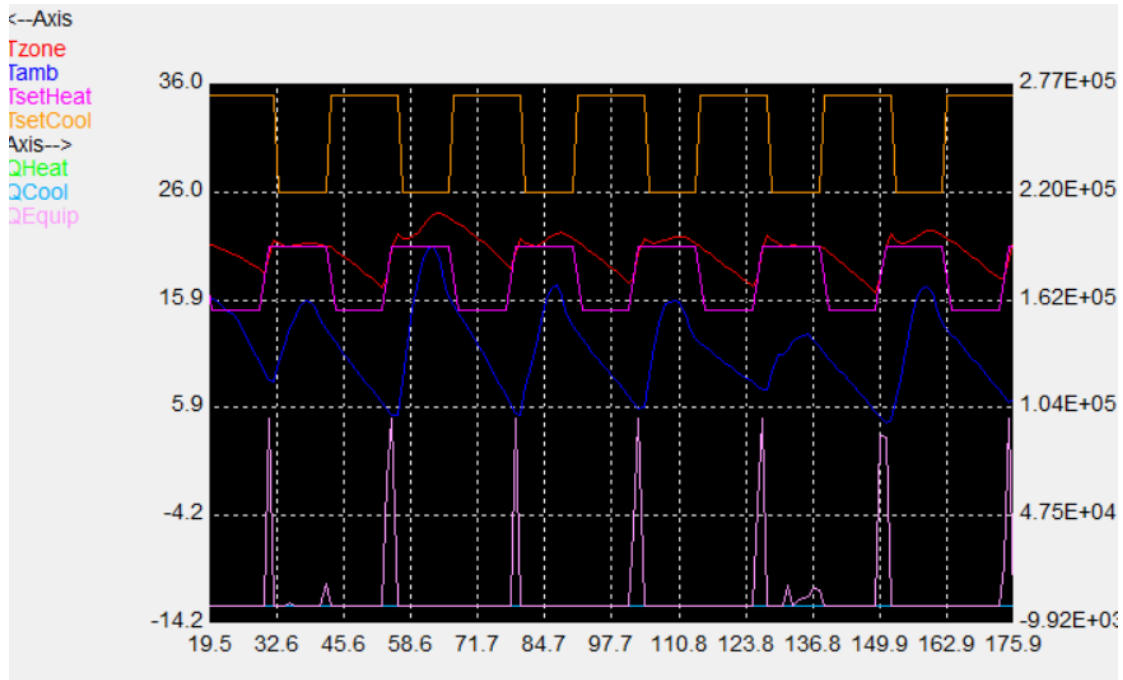


Figure (VI.18) : Simulation du chauffage et climatisation durant le mois de janvier [19.5-175.9h]

La figure (VI.18) présente les résultats de la température intérieure et la température de chauffage à l'intérieure de la maison durant le mois de janvier. On constate que quel que soit la température de l'extérieur la température de l'intérieur est presque uniforme

- Concernant les énergies on constate qu'énergie moyenne d'équipement est -3.9J
- Et l'énergie de la chaleur est stable durant tout cette période

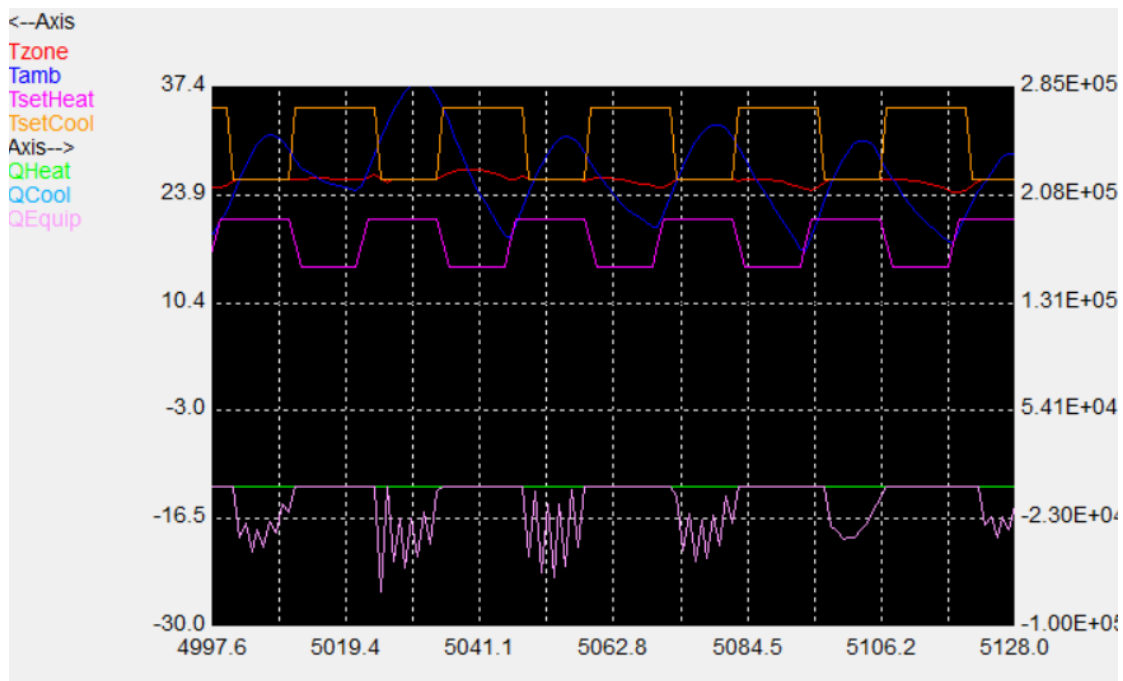


Figure (VI.19) : Simulation du chauffage et climatisation durant le mois de Juillet [4997.6-5128.0h]

La figure (VI.19) présente les résultats de la température intérieure et la température de climat à l'intérieure du maison durant le mois de juillet. On constate la différence entre l'intérieure et l'évaporateur est de 10°C. Cette différence est suffisante à l'évaporateur tout en assurant une sensation de confort thermique dans la maison

- Concernant les énergies l'énergie de chaleur reste stable et l'énergie d'équipement - 12J

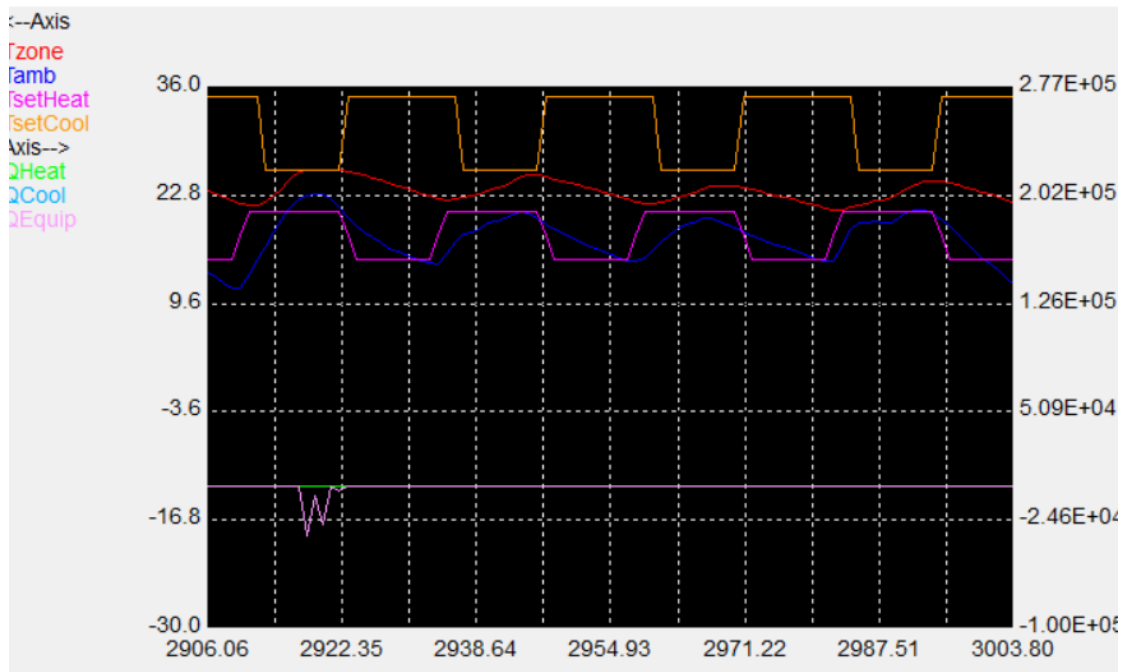


Figure (VI.20) :Simulation du chauffage et climatisation durant le mois de mai[2906.06-303.8h]

La figure (VI.20) présente les résultats de la température intérieure et la température de climat à l'intérieure de la maison durant le mois du mai. On constate la différence entre l'intérieure et l'évaporateur est de 13°C et les énergies de chauffage et de l'équipement Presque stable de valeur -12J

- L'énergie reste Presque le même Durant tout l'année

**VI.7.Conclusion**

- Ce travail nous a permis d'étudier le capteur hybride PVT à eau, en déterminant ses performances thermiques et électriques, comme température de climat et la température de chauffage et chauffe-eau, les énergies produites, pour différents valeurs de températures et différents valeurs de radiation solaire. Les résultats obtenus permettent de penser qu'il constitue une bonne alternative aux générateurs photovoltaïques et aux capteurs thermiques classiques séparément installés.
- Cette étude est faite sur la base des données climatiques du site obtenue du Logiciel Méteonorm, selon lesquelles installé dans une région choisie en Algérie (Mostaganem) (Latitude 35.56° Longitude 0.05° Altitude 104m).

## Conclusion générale

---

L'énergie solaire est une forme d'énergie renouvelable abondante et propre avec un potentiel important pour permettre un avenir énergétique durable pour les systèmes PV-T,

Au cours de cette étude, nous avons essayé de mettre en évidence l'intérêt de l'exploitation de l'énergie solaire et l'efficacité des installations solaires hybride individuelles en Mostaganem pour les besoins électriques, le chauffage, la climatisation et la production d'eau chaude sanitaire.

- L'étude que nous venons de présenter, nous a permis d'approfondir et d'enrichir nos connaissances sur les systèmes solaires, et précisément les PVT solaires, qui fonctionnent selon un principe simple et efficace, consistant à convertir les rayons électromagnétique du soleil, en une énergie calorifique qui serait transmise à un fluide caloporteur (eau) et ce, pour des besoins domestiques.

Dans le premier chapitre, nous avons décrit Les notions sur le gisement solaire, en particulier l'étude du rayonnement solaire qui s'avère nécessaire pour le choix du meilleur site en vue d'une installation d'un système de captation

Dans le deuxième chapitre ,nous avons abordée un état d'art pour les différentes technologies de panneau solaire PVT.

Dans le troisième chapitre nous avons identifié tous les équipements de notre installation Photovoltaïque et thermique. Pour cela, nous avons, le système PV/T qui alimenter et chauffer une maison a été dimensionné. Ainsi Pour permettre une alimentation permanente des récepteurs électriques, on a utilisée les batteries solaires.

Dans le quatrième chapitre, nous avons simulée notre système avec le logiciel transys16 les résultats obtenus pour la partie électrique concorde bien avec les résultats d'après le dimensionnement d'électrique ,pour les besoins en eau chaude le chauffage et la climatisation les résultats sont satisfaisants aussi les variations de l'irradiation et températures durant toute l'année dans wilaya de Mostaganem et on a simulé la puissance, la radiation, eau chaude sanitaire ,chauffage et climatisation pendant une année puis durant les mois janvier et juillet.