



**ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE**

**DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE**

**Laboratoire de Dispositifs de Communication et de Conversion  
Photovoltaïques (LDCCP)**

# THESE DE DOCTORAT

**Pour l'Obtention du Diplôme de Doctorat**

**Présenté par : TOUAFEK Khaled**

*Thème*

**Contribution à l'étude et à la conception d'un système énergétique  
utilisant des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques**

*Soutenu devant les membres du jury composé de :*

LARBES Cherif	Professeur à l'ENP	Président
BEN MOUSSA Hocine	Professeur à l'Université de Batna	Examineur
BOUDGHENE STAMBOULI Amine	Professeur à l'USTO	Examineur
AZOUI Boubaker	Professeur à l' Université de Batna	Examineur
SALHI Essaid	Professeur à l'ENP	Examineur
HADDADI Mourad	Professeur à l'ENP	Rapporteur
MALEK Ali	Maitre de Recherche A au CDER	Rapporteur

# Remerciements

J'aimerais remercier et exprimer toute ma gratitude et reconnaissance à mes encadreurs, le Professeur Mourad HADDADI chef de Laboratoire des Dispositif de Communication et de Conversion Photovoltaïque à l'Ecole National Polytechnique et le Docteur Ali MALEK Maître de recherche et chef de Laboratoire d'Electricité Photovoltaïque au Centre de Développement des Energies Renouvelables, pour avoir proposer et diriger cette thèse et pour leur support, conseil, et motivation durant tout le projet.

Ce travail a été réalisé à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa, je tiens à remercier tous les collègues qui m'ont aidé à son aboutissement.

Je remercie le Professeur Cherif LARBES, Enseignant à l'Ecole Nationale Polytechnique, qui m'a fait l'honneur de présider le jury.

Je tiens à remercier le professeur Hocine BEN MOUSSA, Enseignant à l'université de Batna pour toute son aide et pour avoir accepté d'examiner ce travail et faire partie du jury.

Mes remerciements vont également au professeur Amine BOUDGHENE STAMBOULI enseignant à l'université des Sciences et de la Technologie d'Oran pour avoir accepté d'examiner ce travail et faire partie du jury.

Je remercie également le professeur Boubaker AZOUI, Enseignant à l'université de Batna pour avoir accepté d'examiner ce travail et faire partie du jury.

Mes remerciements vont également au professeur Essaid SALHI enseignant à l'Ecole Nationale Polytechnique pour avoir accepté d'examiner ce travail et faire partie du jury.

Je remercie toutes les personnes qui ont contribué de loin ou de près à l'aboutissement de ce travail, en particulier toute ma famille pour son soutien moral durant toute la durée de préparation de cette thèse.

## ملخص

يتم إنتاج طاقة حرارية خلال تحويل الطاقة الشمسية الضوئية مما يزيد من درجة حرارة الخلية الكهروضوئية ويتسبب في انهيار كفاءتها ومردودها الكهربائي. في هذا البحث، الجهد مركز على تحسين نقل الحرارة بين طبقة الخلايا الشمسية والسائل الحامل لهذه الحرارة. الهدف هو التوصل إلى نوع جديد من اللاقطات الشمسية الهجينة المختلطة التكوين (كهر وضوئي-الحرارية) بسيطة وفعالة. هذا النوع الجديد من اللاقطات الشمسية الهجينة يسمح بالاستغلال الأفضل للحرارة المنتجة من الخلايا الشمسية، بالإضافة إلى هذا، فإن التشكيل الجديد للوح الامتصاص لهذا النموذج الجديد يسمح بزيادة المردود الكهربائي بالمقارنة مع اللاقطات الشمسية الهجينة الموجودة. لقد تمت دراسة هذا اللاقط الشمسي الهجين الجديد بشكل مفصل. لقد تم وضع النموذج الرياضي الرقمي له و تم تحديد تغيرات درجة حرارة كل طبقة مكونة له. ثم تم انجاز نموذج تجريبي لهذا اللاقط الشمسي الهجين الجديد وتم بناؤه واختباره. أخيرا تم وضع هذا اللاقط الشمسي الهجين الجديد داخل نظام كلي لإنتاج الطاقة الكهربائية والحرارية لتلبية حمل معين. ثم تم تعميم النموذج للتطبيقات المختلطة لتوليد الطاقة.

**كلمات مفتاحية:** الطاقة المتجددة ، لاقط شمسي ، كهر وضوئي ، هجين ، مردود ، درجة الحرارة ، ممتص ، نموذج

## Abstract

A calorific energy is generated during the photovoltaic conversion of the solar collector what will increase the temperature of the cell and will cause a fall of its electric efficiency. In this work, the effort is accentuated on the improvement of the thermal transfer between the layer of the solar cells and the fluid coolant. The objective is the conception of a new type of photovoltaic thermal hybrid collector of simple and effective configuration. Allowing a better exploitation of the heat generated by solar cells, the new configuration of the absorber of this new prototype makes it possible to increase the electric performances compared to the existing hybrid collectors. The study of this new hybrid collector is detailed. A mathematical model is elaborate through the determination of the temperature variation of each layer. A prototype is constructed and tested. Finally this new hybrid collector is integrated in a total energy system allowing the electric and thermal supply of a load then the model is generalized to cogeneration applications.

**Keywords:** Renewable energy, Solar collector, Photovoltaic, Hybrid, Efficiency, Temperature, Absorber, Prototype

## Résumé

Une énergie calorifique est générée au cours de la conversion photovoltaïque du capteur solaire ce qui augmentera la température des photopiles et causera une chute de leur rendement électrique. Dans ce travail, l'effort est accentué sur une amélioration des échanges thermiques entre la couche des cellules solaires et le fluide caloporteur. L'objectif est de réaliser un nouveau type de capteur hybride photovoltaïque thermique de configuration simple et efficace, permettant une meilleure exploitation de la chaleur des cellules solaires. La nouvelle configuration de l'absorbeur de ce nouveau prototype permet d'augmenter les performances électriques par rapport aux capteurs hybrides existants. L'étude de ce nouveau capteur est détaillée. Un modèle mathématique est élaboré à travers la détermination du profil de température de chaque couche le constituant. Un prototype est réalisé et testé. Enfin ce nouveau capteur hybride est intégré dans un système énergétique global permettant l'alimentation en énergie électrique et thermique d'une charge. Ce modèle est généralisé pour des applications de cogérations.

**Mots clés:** Energie renouvelable, Capteur solaire, Photovoltaïque, Hybride, Rendement, Température, Absorbeur, Prototype

# Sommaire

Liste des symboles

Liste des figures

Liste des tableaux

<b>Introduction générale</b> .....	<b>01</b>
<b>Chapitre 1            Généralités sur les capteurs solaires</b>	
<b>1.1</b> Introduction.....	<b>04</b>
<b>1.2</b> Sources d'énergies renouvelables.....	<b>04</b>
<b>1.3</b> Le rayonnement solaire .....	<b>11</b>
<b>1.4</b> Les capteurs photovoltaïques .....	<b>13</b>
<b>1.5</b> Les capteurs thermiques .....	<b>21</b>
<b>1.6</b> Orientation des capteurs solaires .....	<b>29</b>
<b>1.7</b> Conclusion.....	<b>29</b>
<b>Chapitre 2            Etat de l'art sur les capteurs hybrides</b>	
<b>photovoltaïques thermiques PVT</b>	
<b>2.1</b> Introduction.....	<b>30</b>
<b>2.2</b> Historique et état de l'art sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques.....	<b>31</b>
<b>2.3</b> Circuit équivalent et modèle mathématique de la cellule photovoltaïque. ....	<b>38</b>
<b>2.4</b> Rendement de la cellule photovoltaïque.....	<b>40</b>
<b>2.5</b> Modèle de la température de la cellule photovoltaïque.....	<b>40</b>
<b>2.6</b> Performances électriques des capteurs hybrides .....	<b>41</b>
<b>2.7</b> Comparaison entre les performances du capteur hybride et le capteur thermique plan.....	<b>42</b>
<b>2.8</b> Performances thermiques des capteurs hybrides .....	<b>43</b>
<b>2.9</b> Conceptions et performances des capteurs hybrides PVT dans la littérature .....	<b>45</b>
<b>2.10</b> Conclusion et objectif de la thèse .....	<b>54</b>

<b>Chapitre 3</b>	<b>Etude théorique et expérimentale du nouveau capteur hybride PVT à eau</b>	
3.1	Introduction.....	55
3.2	Constitution et schéma .....	55
3.3	Modélisation numérique .....	57
3.4	Simulation numérique .....	62
3.5	Etude expérimentale.....	88
3.6	Comparaison avec le capteur hybride classique en serpentin.....	104
3.7	Comparaison des caractéristiques électriques .....	110
3.8	Conclusion.....	111
<b>Chapitre 4</b>	<b>Application à un capteur hybride PVT à Air</b>	
4.1	Introduction.....	112
4.2	Modélisation numérique .....	112
4.3	Simulation numérique .....	116
4.4	Partie expérimentale .....	124
4.5	Conclusion.....	140
<b>Chapitre 5</b>	<b>Conception d'une nouvelle configuration de système énergétique à capteurs hybrides PVT</b>	
5.1	Introduction.....	141
5.2	Schéma général et constitution du système .....	141
5.3	Production journalière du capteur hybride .....	142
5.4	Modélisation du système .....	146
5.5	Energie électrique produite par le système PVT .....	148
5.6	Généralisation du modèle .....	149
5.7	Besoins énergétiques de l'habitation .....	150
5.8	Conclusion.....	153
	<b>Conclusion générale.....</b>	<b>154</b>
	<b>Bibliographie.....</b>	<b>156</b>

## Liste des figures

<b>Figure 1.1</b> : Centrales hydrauliques .....	<b>05</b>
<b>Figure 1.2</b> : Les éoliennes offshores.....	<b>05</b>
<b>Figure 1.3</b> : Utilisation des déchets pour la production d'énergie.....	<b>06</b>
<b>Figure 1.4</b> : Schéma d'un système eau – eau utilisant l'eau géothermal .....	<b>07</b>
<b>Figure 1.5</b> : Centrale solaire à tour .....	<b>08</b>
<b>Figure 1.6</b> : Schéma d'une centrale exploitant l'énergie des marées .....	<b>09</b>
<b>Figure 1.7</b> : Photo d'une pile à combustible .....	<b>10</b>
<b>Figure 1.8</b> : Pile à combustible .....	<b>10</b>
<b>Figure 1.9</b> : Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.....	<b>12</b>
<b>Figure 1.10</b> : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil .....	<b>12</b>
<b>Figure 1.11</b> : Cellule solaire .....	<b>14</b>
<b>Figure 1.12</b> : Conduction dans les matériaux semi-conducteurs .....	<b>15</b>
<b>Figure 1.13</b> : Cristal à l'état final et initial .....	<b>15</b>
<b>Figure 1.14</b> : Photopile excitée par le rayonnement solaire .....	<b>16</b>
<b>Figure 1.15</b> : Cellules monocristallins .....	<b>16</b>
<b>Figure 1.16</b> : Cellules polycristallins .....	<b>17</b>
<b>Figure 1.17</b> : Cellules amorphe .....	<b>17</b>
<b>Figure 1.18</b> : Spectre du rayonnement incident sur le capteur photovoltaïque.....	<b>18</b>
<b>Figure 1.19</b> : Caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ d'un panneau solaire constitué de 36 cellules en série pour différents ensoleillements G avec T = 30°C.....	<b>19</b>
<b>Figure 1.20</b> : Caractéristique $I = f(V)$ et $P=f(V)$ d'un panneau solaire constitué de 36 cellules en série pour différentes températures T avec G = 1000W/m <sup>2</sup> .....	<b>19</b>
<b>Figure 1.21</b> : Modules PV en installations autonomes .....	<b>20</b>
<b>Figure 1.22</b> : Modules PV en installations connectées au réseau .....	<b>21</b>
<b>Figure 1.23</b> : Vue en coupe des éléments d'un capteur solaire thermique .....	<b>23</b>
<b>Figure 2.1</b> : Circuit équivalent d'un capteur solaire photovoltaïque.....	<b>38</b>
<b>Figure 2.2</b> : Caractéristiques $I = f(V)$ et $P= f(V)$ d'une cellule solaire pour un ensoleillement et une température donnés.....	<b>39</b>

<b>Figure 2.3</b> :	Rendement du capteur hybride PVT type liquide, d'un capteur thermique et d'un module photovoltaïque.....	<b>47</b>
<b>Figure 2.4</b> :	Pertes thermiques dans le capteur hybride PVT.....	<b>48</b>
<b>Figure 2.5</b> :	Rendement thermique pour différents coefficients d'absorption....	<b>49</b>
<b>Figure 3.1</b> :	Schéma simplifié du nouveau capteur PVT.....	<b>55</b>
<b>Figure 3.2</b> :	Vue éclatée du nouveau capteur hybride PVT.....	<b>56</b>
<b>Figure 3.3</b> :	Bilan énergétique du capteur hybride PVT.....	<b>58</b>
<b>Figure 3.4</b> :	Eclairement global sur le plan du capteur.....	<b>62</b>
<b>Figure 3.5</b> :	Choix de l'épaisseur de l'absorbeur.....	<b>63</b>
<b>Figure 3.6</b> :	Photographie du nouveau prototype de capteur PVT.....	<b>64</b>
<b>Figure 3.7</b> :	Allure de la température des couches du nouveau capteur PVT .....	<b>66</b>
<b>Figure 3.8</b> :	Température des couches du module photovoltaïque.....	<b>67</b>
<b>Figure 3.9</b> :	Température de l'absorbeur.....	<b>67</b>
<b>Figure 3.10</b> :	Influence des conditions initiales.....	<b>68</b>
<b>Figure 3.11</b> :	Schéma équivalent du capteur hybride PVT.....	<b>70</b>
<b>Figure 3.12</b> :	Coefficient des pertes global vers l'avant du fluide.....	<b>74</b>
<b>Figure 3.13</b> :	Coefficient des pertes vers l'arrière du fluide.....	<b>74</b>
<b>Figure 3.14</b> :	Coefficient des pertes globales.....	<b>75</b>
<b>Figure 3.15</b> :	Influence de l'épaisseur de l'isolation.....	<b>76</b>
<b>Figure 3.16</b> :	Puissance thermique utile.....	<b>77</b>
<b>Figure 3.17</b> :	Puissance thermique et éclairement.....	<b>78</b>
<b>Figure 3.18</b> :	Rendement thermique instantané.....	<b>79</b>
<b>Figure 3.19</b> :	Rendement en fonction de la température réduite.....	<b>80</b>
<b>Figure 3.20</b> :	Variation de la température réduite.....	<b>81</b>
<b>Figure 3.21</b> :	Température réduite en fonction de la température de l'absorbeur..	<b>82</b>
<b>Figure 3.22</b> :	Rendement en fonction de la température de l'absorbeur.....	<b>82</b>
<b>Figure 3.23</b>	Variation de la puissance électrique.....	<b>83</b>
<b>Figure 3.24</b> :	Puissance électrique en fonction de la température de l'éclairement global.....	<b>84</b>
<b>Figure 3.25</b> :	Puissance électrique en fonction de la température des cellules solaires.....	<b>84</b>
<b>Figure 3.26</b> :	Puissance électrique en fonction de la température du fluide.....	<b>85</b>
<b>Figure 3.27</b>	Rendement électrique.....	<b>86</b>

<b>Figure 3.28 :</b>	Rendement électrique en fonction de l'éclairement.....	<b>86</b>
<b>Figure 3.29 :</b>	Rendement total .....	<b>87</b>
<b>Figure 3.30 :</b>	Prototype du nouveau capteur hybride .....	<b>88</b>
<b>Figure 3.31 :</b>	L'absorbeur du nouveau capteur hybride .....	<b>89</b>
<b>Figure 3.32 :</b>	L'absorbeur du nouveau capteur hybride réalisé au laboratoire .....	<b>89</b>
<b>Figure 3.33 :</b>	Charge électronique permettant de caractériser les capteurs photovoltaïques .....	<b>91</b>
<b>Figure 3.34 :</b>	Interface graphique de la charge électronique .....	<b>91</b>
<b>Figure 3.35 :</b>	Caractéristique du capteur hybride avant le début des essais.....	<b>92</b>
<b>Figure 3.36 :</b>	Dimensions du nouveau capteur hybride en mm.....	<b>93</b>
<b>Figure 3.37 :</b>	Photo du prototype du nouveau capteur PVTnew réalisé .....	<b>93</b>
<b>Figure 3.38 :</b>	Photo du prototype du nouveau capteur réalisé .....	<b>94</b>
<b>Figure 3.39 :</b>	Distribution de la température dans le nouveau prototype du capteur PVT .....	<b>95</b>
<b>Figure 3.40 :</b>	Distribution de la température dans le prototype du capteur PVT ...	<b>95</b>
<b>Figure 3.41 :</b>	Rendement expérimental .....	<b>96</b>
<b>Figure 3.42 :</b>	Rendement expérimental en fonction de la température réduite.....	<b>98</b>
<b>Figure 3.43 :</b>	$T_{réduite}$ en fonction du temps .....	<b>98</b>
<b>Figure 3.44 :</b>	Température de sortie en fonction du débit.....	<b>99</b>
<b>Figure 3.45 :</b>	Rendement expérimental pour différents débits.....	<b>99</b>
<b>Figure 3.46 :</b>	Rendement thermique instantané théorique et expérimental .....	<b>100</b>
<b>Figure 3.47 :</b>	Température de sortie théorique et expérimentale .....	<b>101</b>
<b>Figure 3.48 :</b>	Validation du modèle théorique par rapport à la température de sortie .....	<b>101</b>
<b>Figure 3.49 :</b>	Température de sortie pour différents débits .....	<b>102</b>
<b>Figure 3.50 :</b>	Optimisation du débit massique par rapport au rendement thermique .....	<b>103</b>
<b>Figure 3.51 :</b>	L'absorbeur de l'ancien capteur hybride .....	<b>104</b>
<b>Figure 3.52 :</b>	Photo du capteur hybride ancien PVTold.....	<b>104</b>
<b>Figure 3.53 :</b>	Les deux capteurs sur la structure d'expérimentation .....	<b>105</b>
<b>Figure 3.54 :</b>	Configuration étudié pour le nouveau et ancien capteur hybride ...	<b>106</b>
<b>Figure 3.55 :</b>	Température de sortie des deux capteurs .....	<b>106</b>
<b>Figure 3.56 :</b>	Variation des températures dans le cas de l'écoulement continu.....	<b>107</b>

<b>Figure 3.57 :</b>	Rendement thermique des deux capteurs pour le cas de l'écoulement continu.....	<b>107</b>
<b>Figure 3.58 :</b>	Rendement thermique en fonction de la température réduite des deux capteurs pour le cas de l'écoulement continu .....	<b>108</b>
<b>Figure 3.59 :</b>	Température d'entrée et de sortie des deux capteurs .....	<b>108</b>
<b>Figure 3.60 :</b>	Variation des températures dans le cas de l'écoulement continu.....	<b>109</b>
<b>Figure 3.61 :</b>	Rendement thermique des deux capteurs pour le cas de l'écoulement continu.....	<b>109</b>
<b>Figure 3.62 :</b>	Caractéristiques I (V) des deux capteurs .....	<b>110</b>
<b>Figure 4.1 :</b>	Capteur hybride à air nouvelle configuration .....	<b>112</b>
<b>Figure 4.2 :</b>	Vue éclatée du nouveau capteur hybride à air .....	<b>113</b>
<b>Figure 4.3 :</b>	Bilan énergétique du nouveau capteur hybride PVT à air .....	<b>114</b>
<b>Figure 4.4 :</b>	Eclairage global sur le plan du capteur pour le 04/06/2008.....	<b>117</b>
<b>Figure 4.5 :</b>	PVT air pour le 04-06-2008 .....	<b>117</b>
<b>Figure 4.6 :</b>	Température de sortie .....	<b>118</b>
<b>Figure 4.7 :</b>	PVT air pour le 04-06-2008 (Débit 0.022Kg/s Epaisseur : 4.5 cm).....	<b>118</b>
<b>Figure 4.8 :</b>	Epaisseur de l'absorbeur .....	<b>119</b>
<b>Figure 4.9 :</b>	Pertes thermiques dans le PVT air .....	<b>120</b>
<b>Figure 4.10 :</b>	Puissance thermique .....	<b>121</b>
<b>Figure 4.11 :</b>	Rendement thermique .....	<b>121</b>
<b>Figure 4.12 :</b>	Variation de la température réduite .....	<b>122</b>
<b>Figure 4.13 :</b>	Rendement en fonction de la température réduite .....	<b>123</b>
<b>Figure 4.14 :</b>	Variation de la puissance électrique .....	<b>123</b>
<b>Figure 4.15 :</b>	Schéma du capteur PVT à air .....	<b>124</b>
<b>Figure4.16a:</b>	Prototype de PVT à air .....	<b>125</b>
<b>Figure4.16b:</b>	Photo latérale du PVT à air .....	<b>125</b>
<b>Figure 4.17 :</b>	Testeur de modules photovoltaïques PVPM .....	<b>126</b>
<b>Figure 4.18 :</b>	Configuration utilisé du capteur PVT à air non recouvert .....	<b>127</b>
<b>Figure 4.19 :</b>	Capteur hybride PVT à air à coté du module photovoltaïque libre sur une même structure .....	<b>127</b>
<b>Figure 4.20 :</b>	Courant et tension en fonction de la température de la cellule du capteur PVT non recouvert et non ventilé.....	<b>128</b>

<b>Figure 4.21 :</b>	Rendement en fonction de la température de la cellule pour le capteur PVT à air non ventilé et non recouvert.....	<b>128</b>
<b>Figure 4.22 :</b>	Allure de température pour le capteur PVT à air non recouvert.....	<b>129</b>
<b>Figure 4.23 :</b>	Capteur PVT à air non recouvert et sans ventilation pour la journée du 03-02-2008.....	<b>130</b>
<b>Figure 4.24 :</b>	Capteur PVT à air non recouvert avec ventilateur pour la journée du 05-02-2008.....	<b>130</b>
<b>Figure 4.25 :</b>	Capteur PVT à air non recouvert avec ventilation pour la journée du 06-02-2008.....	<b>131</b>
<b>Figure 4.26 :</b>	Caractéristiques I (V) du PVT à air et sans ventilateur ( $G=1025w/m^2$ ).....	<b>131</b>
<b>Figure 4.27 :</b>	Caractéristiques I (V) du PVT à air avec ventilateur ( $G=1026w/m^2$ ).....	<b>132</b>
<b>Figure 4.28 :</b>	Photo du prototype du capteur PVT recouvert à air à l'URAER Ghardaïa.....	<b>133</b>
<b>Figure 4.29 :</b>	Schéma du capteur PVT recouvert à air .....	<b>133</b>
<b>Figure 4.30 :</b>	Configurations étudiées .....	<b>134</b>
<b>Figure 4.31 :</b>	Capteur PVT à air recouvert et sans ventilation en date du 25-02-2008.....	<b>135</b>
<b>Figure 4.32 :</b>	Capteur PVT à air recouvert avec ventilation en date du 26-02-2008.....	<b>135</b>
<b>Figure 4.33 :</b>	Capteur PVT à air recouvert avec ventilateur pour le 23-02-2008.....	<b>136</b>
<b>Figure 4.34 :</b>	Capteur PVT à air recouvert avec ventilateur (2) et sans ventilateur (1).....	<b>136</b>
<b>Figure 4.35 :</b>	Constitution du capteur hybride double vitrage.....	<b>137</b>
<b>Figure 4.36 :</b>	Eclairage globale de la journée des tests .....	<b>138</b>
<b>Figure 4.37 :</b>	Températures du capteur hybride double vitrage .....	<b>138</b>
<b>Figure 4.38 :</b>	Tension délivrée par le capteur hybride double vitrage et le capteur témoin .....	<b>139</b>
<b>Figure 4.39 :</b>	Comparaison entre le capteur hybride simple et double vitrage .....	<b>139</b>
<b>Figure 4.40 :</b>	Comparaisons des rendements thermiques .....	<b>140</b>
<b>Figure 5.1 :</b>	Schéma du système énergétique à base du nouveau capteur PVT....	<b>141</b>

<b>Figure 5.2</b> : Eclairement global et température ambiante de la journée des tests (14/09/2008).....	<b>142</b>
<b>Figure 5.3</b> : Puissance thermique journalière produite par le capteur hybride ...	<b>143</b>
<b>Figure 5.4</b> : Rendement thermique en fonction de la température réduite pour la journée des tests.....	<b>144</b>
<b>Figure 5.5</b> : Puissance électrique journalière produite par le capteur hybride.....	<b>145</b>
<b>Figure 5.6</b> : Schéma du système énergétique à base de capteurs PVT appliqué à l'habitat.....	<b>149</b>

## Liste des symboles

$T_a$	Température ambiante, [K]
$T_{ciel}$	Température du ciel, [K]
$T_{sol}$	Température du sol, [K]
$T_v$	Température de la vitre, [K]
$T_{sih}$	Température de la face haute des cellules solaires, [K]
$T_{sib}$	Température de la face basse des cellules solaires, [K]
$T_{ted}$	Température de la couche de tedlar, [K]
$T_{absh}$	Température de la face haute de l'absorbeur, [K]
$T_{absb}$	Température de la face basse de l'absorbeur, [K]
$T_{inf}$	Température extérieure du capteur, [K]
$T_f$	Température du fluide caloporteur, [K]
$T_e$	Température d'entrée du fluide, [K]
$T_s$	Température de sortie du fluide, [K]
$e_v$	Épaisseur de la vitre, [m]
$e_{si}$	Épaisseur de la couche des cellules solaires, [m]
$e_{ted}$	Épaisseur de la couche de tedlar, [m]
$e_{abs}$	Épaisseur de l'absorbeur ( couche haute) , [m]
$E$	Largeur de l'absorbeur ( circulation du fluide) , [m]
$S$	Surface du capteur , [m <sup>2</sup> ]
$\lambda$	Conductivité thermique, [W/(m·K)]
$\tau$	Coefficient de transmission
$\alpha$	Coefficient d'absorption
$UT$	Coefficient des pertes total
$G$	Eclairement global, [W/m <sup>2</sup> ]
$R_{endth}$	Rendement thermique instantané
$R_{en th}$	Rendement thermique théorique

Ren exp Rendement thermique expérimental

Rendelec Rendement électrique

M Masse, [Kg]

C Chaleur spécifique, [J/(kg·K)]

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1.1</b> :	Facteurs d'émissivité de matériaux courants.....	<b>22</b>
<b>Tableau 1.2</b> :	Conductivité thermique de différents matériaux.....	<b>25</b>
<b>Tableau 3.1</b> :	Paramètres du module photovoltaïque utilisé avant le début des essais	<b>92</b>
<b>Tableau 3.2</b> :	Paramètres des deux capteurs.....	<b>111</b>
<b>Tableau 4.1</b> :	Caractéristiques électriques du capteur hybride à air sans et avec ventilateur.....	<b>132</b>
<b>Tableau 5.1</b> :	Profil de charge électrique pour une maison à Ghardaïa.....	<b>152</b>

## **Introduction générale**

Les progrès techniques réalisés au cours des vingt dernières années se sont traduits par une nette amélioration du rapport coût-efficacité des applications auxquelles se prêtent les énergies renouvelables.

Une énergie calorifique est générée durant la conversion photovoltaïque du capteur solaire ce qui augmentera la température des cellules et causera une chute de leur rendement électrique. Ce phénomène est dû, d'une part à la partie du rayonnement solaire non absorbée par les cellules qui sera à l'origine de son échauffement et d'autre part, à l'effet joule provoqué lors du passage du courant électrique photogénéré dans le circuit externe.

Cet échauffement, néfaste pour le rendement des photopiles a entraîné de nombreux efforts de recherche pour limiter ses effets en évacuant cette chaleur. Il y a eu aussi l'idée d'exploiter ce phénomène par la combinaison du système photovoltaïque avec un système thermique pour former le capteur hybride PVT qui générera en même temps de l'électricité et de la chaleur.

Le capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) est un module dans lequel il se produit non seulement de l'électricité mais également de l'énergie thermique. De cette façon, la chaleur et la puissance sont produites simultanément. Puisque la demande de la chaleur solaire et l'électricité solaire se complètent souvent, cela semble une idée logique de développer un dispositif qui peut être conforme aux deux demandes. La combinaison d'un capteur thermique et d'un panneau photovoltaïque dans un seul capteur permet l'augmentation de l'efficacité de la conversion totale de l'énergie solaire. Un effet de synergie peut être obtenu dans une structure associant ces deux dispositifs de façon judicieuse à ceux du système photovoltaïque et thermique séparément installés.

L'objectif de ce travail est la conception d'un nouveau type de capteur hybride PVT à travers sa modélisation numérique et son étude expérimentale. Ce capteur constitue une nouvelle approche technique qui a pour but de maximiser le rendement total de conversion avec un moindre coût par rapport aux capteurs hybrides classiques. Nous présentons le profil de température pour chaque couche constituant notre capteur avec validation expérimentale à

travers le prototype réalisé. Enfin ce nouveau capteur hybride est intégré dans un système énergétique global permettant l'alimentation en énergie électrique et thermique d'une charge puis le modèle est généralisé pour des applications de cogénération.

Nous avons commencé notre travail par une étude théorique générale sur le nouveau capteur hybride qui présente de meilleures performances et un meilleur prix par rapport aux capteurs hybrides classiques qui utilisent un absorbeur similaire à celui des capteurs thermiques plans. Ensuite nous avons modélisé ce nouveau capteur et simulé son comportement thermique et électrique. Sa réalisation expérimentale a permis la validation du modèle. Cette nouvelle configuration a l'avantage d'être applicable aussi bien au capteur hybride à eau qu'au capteur à air. Enfin nous avons étudié le système énergétique basé sur ces nouveaux capteurs hybrides.

Le manuscrit est divisé en cinq chapitres. Nous avons étudié dans le premier chapitre les généralités sur les différentes formes d'énergies renouvelables, avec une introduction aux capteurs solaires photovoltaïques puis thermiques à travers leur principe de fonctionnement, leurs modélisations, leurs avantages ainsi que les contraintes et les limites d'utilisation.

Nous avons évoqué l'état de l'art sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques PVT classiques au second chapitre, en expliquant leur principe de fonctionnement, les différentes configurations ainsi qu'une étude bibliographique exhaustive.

Le chapitre trois est consacré à l'étude théorique et expérimentale du nouveau capteur hybride PVT. L'objectif de ce chapitre est la modélisation du nouveau capteur d'une part à travers la détermination du profil de température pour chaque couche le constituant et d'autre part, la détermination de son rendement thermique instantané à travers le calcul du coefficient des pertes globales. La validation expérimentale est effectuée à travers le prototype réalisé. Une comparaison des performances thermiques et électriques est faite avec les capteurs hybrides classiques.

L'étude du capteur hybride à air est l'objet du quatrième chapitre. La nouvelle conception du capteur hybride photovoltaïque thermique a été appliquée dans la conception d'un capteur hybride pouvant chauffer de l'air. L'étude théorique et expérimentale a été faite. Les configurations étudiées sont le capteur à air non recouvert, recouvert d'une vitre puis de deux vitres supplémentaires.

Nous avons présenté une nouvelle configuration de système énergétique à base de ce nouveau capteur hybride au cinquième chapitre. L'objectif est de concevoir un nouveau système énergétique dont la source d'énergie sera assurée par les nouveaux capteurs hybrides photovoltaïques thermiques. Les capteurs hybrides PVT vont alimenter une charge électrique constituée de charges à courant continu et à courant alternatif. Ce système énergétique va être appliqué à une habitation située dans la région de Ghardaïa.

Enfin une conclusion générale et des perspectives de recherches terminent ce manuscrit.

# **Chapitre 1**

## **Généralités sur les capteurs solaires**

### **1.1. Introduction**

Trois facteurs militent en faveur des énergies renouvelables : la sauvegarde de l'environnement, l'épuisement inévitable des ressources limitées de la planète et des considérations économiques. Les énergies renouvelables ne peuvent pas remplacer dès aujourd'hui toutes les énergies conventionnelles, mais elles peuvent suppléer l'énergie produite par les services publics et enrichir la gamme des énergies exploitées à l'heure actuelle. Le changement climatique attribuable à la pollution, et à ses effets sur le milieu naturel, est au premier rang des préoccupations environnementales depuis le Sommet de la Terre, qui a eu lieu à Rio de Janeiro, en 1992. En outre, les deux crises du pétrole des années 70 ont contraint les pays industrialisés à bien examiner l'emploi qu'ils font de leurs ressources et à prendre des mesures pour ne plus dépendre quasi uniquement des hydrocarbures pour leurs besoins en combustibles. Ces pays entreprennent des recherches poussées pour trouver des substituts écologiques aux combustibles fossiles. Quant aux pays en voie de développement, il est d'une importance capitale pour eux de diversifier leurs sources d'énergies. Leur rapide croissance industrielle exerce de fortes pressions sur des ressources déjà limitées et accélère la dégradation des écosystèmes de la planète.

### **1.2. Sources d'énergies renouvelables**

Les énergies renouvelables ont un attrait certain lorsqu'on considère qu'elles peuvent fournir de l'électricité, écologiquement et à bon marché, aux populations isolées et à celles des pays en voie de développement. Bien des localités n'ont en effet pas les moyens de se relier à un réseau d'électricité, mais elles peuvent tirer profit des techniques qui ont été mises au point pour domestiquer les sources naturelles d'électricité et de chaleur. Étant donné que trois milliards de personnes n'ont pas d'électricité, il ne fait aucun doute que les énergies renouvelables peuvent jouer un rôle clé et concourir au développement économique des régions pauvres.

Voici une définition des principales énergies renouvelables :

### 1.2.1. Energie hydraulique

Son principe ressemble à celui de l'éolienne. Simplement, ce n'est plus le vent mais l'énergie mécanique de l'eau provenant des barrages (figure 1.1) qui entraîne la roue d'une turbine qui à son tour entraîne un alternateur. Ce dernier transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La puissance disponible dépend de deux facteurs : la hauteur de la chute d'eau et le débit de l'eau [1].



Figure 1.1 : Centrales hydrauliques

### 1.2.2. L'énergie éolienne

C'est un principe vieux comme les moulins à vent. Le vent fait tourner les pales qui sont elles-mêmes couplées à un rotor et à une génératrice. Lorsque le vent est suffisamment fort (15 Km/h minimum), les pales (figure 1.2) tournent et entraînent la génératrice qui produit de l'électricité.

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes : les aérogénérateurs domestiques de faibles puissances qui fournissent en électricité des sites isolés, pour des besoins individuels ou de petits réseaux collectifs ; et les éoliennes de grandes puissances raccordées aux réseaux nationaux, dont les plus grandes ont une puissance aujourd'hui de 2 500 kW.



Figure 1.2 : Les éoliennes offshore

### 1.2.3. La Biomasse

Ce terme générique désigne, en fait, toute matière d'origine organique (Figure 1.3) [2]. Dès lors, les utilisations énergétiques de la biomasse recouvrent un grand nombre de techniques. Globalement, on peut utiliser la biomasse de trois façons différentes : en la brûlant, en la faisant pourrir ou en la transformant chimiquement.

1. La brûler, c'est s'en servir comme d'un combustible de chaudière. On utilise aussi bien des déchets de bois, de récoltes que certains déchets, comme les ordures ménagères, les déchets industriels banals ou certains résidus agricoles.

2. En se décomposant, sous l'effet des bactéries, certains déchets (comme certaines boues de stations d'épuration des eaux usées ou la fraction organique des déchets ménagers, les épiluchures par exemple) produisent du biogaz. Ce mélange de gaz est en majorité composé de méthane, utilisable, une fois épuré, pour alimenter, lui aussi, des chaudières ou des véhicules fonctionnant au GNV (Gaz Naturel Véhicule).

3. Enfin, certaines cultures, comme le colza, les betteraves ou certaines céréales, telles que le blé, peuvent être transformés en biocarburant. L'huile de colza transformée est un excellent substitut au gazole. Alors que la transformation chimique des céréales ou de la betterave peut fournir de l'ETBE, un additif qui, ajouté à l'essence, permet de réduire certaines émissions polluantes de nos voitures.



Figure 1.3 : Utilisation des déchets pour la production d'énergie

### 1.2.4. La géothermie

Quand on creuse profondément sous terre, par exemple une mine ou un forage, on s'aperçoit que la température augmente peu à peu, en moyenne de 3° C par 100 mètres. C'est ce qu'on

appelle le gradient géothermique. L'eau contenue dans les roches réservoirs du sous-sol est donc de l'eau chaude. Et elle est d'autant que le réservoir est plus profond.

Le principe de la géothermie est d'utiliser ces réservoirs d'eau chaude pour récupérer une partie de la chaleur. Elle peut être utilisée directement pour le chauffage, quand l'eau est suffisamment chaude ainsi que pour la production d'électricité.

La géothermie est une énergie renouvelable, à condition que l'eau chaude souterraine soit exploitée avec modération, car elle ne se réchauffe que lentement (figure 1.4).

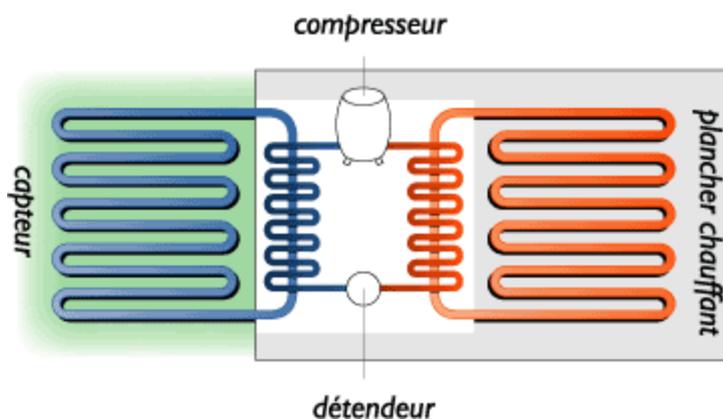


Figure 1.4 : Schéma d'un système eau – eau utilisant l'eau géothermale

Suivant la température de l'eau, on distingue 3 types d'énergie géothermique :

- La géothermie basse énergie : température de l'eau comprise entre 30 et 100° C. La profondeur du réservoir atteint 1 000 à 2 500 m. Elle est utilisée pour le chauffage. Ce type de géothermie est présent dans tous les grands bassins sédimentaires du monde.
- La géothermie moyenne énergie : température de l'eau comprise entre 100 et 180° C. On l'utilise pour produire de l'électricité. On la rencontre dans les zones volcaniques, dans des réservoirs à moins de 1 000 m de profondeur, ainsi que dans les bassins sédimentaires, mais dans des réservoirs à plus grande profondeur que ceux de la géothermie basse énergie (2 500 à 4 000 m).
- La géothermie haute énergie : température de l'eau comprise entre 180 et 350° C. L'eau est utilisée sous forme de vapeur pour produire de l'électricité. On la trouve dans les zones volcaniques et à la frontière des plaques tectoniques en collision ou en formation.

Les techniques utilisées diffèrent selon qu'on utilise les eaux géothermales pour le chauffage ou la production d'électricité, et selon la température de l'eau.

### 1.2.5. L'énergie solaire

Il existe deux types d'énergie solaire : le photovoltaïque et le solaire thermique.

Décrit par le physicien français Antoine Becquerel (le grand-père de celui qui a découvert la radioactivité), l'effet photovoltaïque est simple dans son principe. Les panneaux solaires se composent de photopiles constituées de silicium, un matériau semi-conducteur qui abrite donc des électrons. Excités par les rayons du soleil, les électrons entrent en mouvement et produisent de l'électricité.

L'énergie solaire photovoltaïque est surtout utilisée pour la fourniture d'électricité dans les sites isolés : électrification rurale et pompage de l'eau (50%), télécommunications et signalisation (40%), applications domestiques (10%).

À la différence du solaire photovoltaïque, le solaire thermique ne produit pas d'électricité mais de la chaleur. Grâce à de grands capteurs sombres dans lesquels circule de l'eau, on récupère la chaleur du soleil pour chauffer de l'eau. Cela permet notamment d'alimenter des chauffe-eau solaires. Les centrales thermodynamiques (figure 1.5) permettent de produire de l'électricité à travers un champ de capteurs.



Figure1.5: Centrale solaire à tour

### 1.2.6. L'énergie des marées

L'énergie des océans est potentiellement considérable, mais elle est très dispersée et donc difficile à collecter et loin des lieux de consommation. La seule qui ait été vraiment captée jusqu'ici est l'énergie des marées mais seulement sur quelques sites (figure 1.6).

Près des côtes, l'amplitude des marées entre le niveau de basse mer et le niveau de haute mer peut dépasser dans certains sites 15 m (baie de Fundy au Canada). Et c'est cette énergie potentielle due à cette différence de hauteur qui est captée par les centrales marémotrices.

Il faut donc installer un barrage pour exploiter cette différence de hauteur d'eau. Le barrage est muni de "pertuis" (ouvertures) : lorsque la marée monte, ils sont ouverts et le niveau de l'eau monte dans le bassin. Dès que la mer redescend, on ferme les pertuis pour conserver l'eau. Puis, dès que la différence de hauteur entre le niveau du bassin et celui de la mer est suffisante, on peut "libérer" l'eau du bassin en le dirigeant vers des turbines qui vont générer de l'électricité. Ainsi, l'énergie des marées est une énergie variable mais elle peut être prévue des années à l'avance.

Comme pour les barrages fluviaux, c'est l'investissement qui coûte le plus cher dans une centrale marémotrice, le coût d'exploitation est en revanche très faible vu le peu de frais de maintenance.

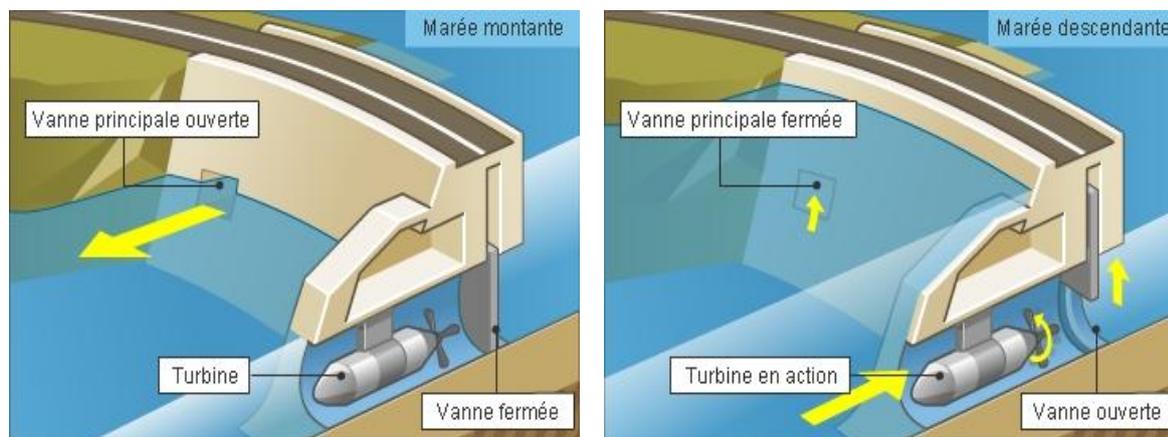


Figure 1.6 : Schéma d'une centrale exploitant l'énergie des marées

### 1.2.7. Filière hydrogène et piles à combustibles

L'hydrogène, le carburant de la pile à combustible, a une voie royale devant lui, concrétisant le beau vieux rêve de disposer d'une source d'énergie continue, « propre » et durable. Ce gaz est abondant dans l'univers, « brûle » sans polluer ni émettre de CO<sub>2</sub>, et se produit simplement tant à échelle industrielle (procédés pétrochimiques) qu'à échelle locale, voire « artisanale ». Il présente certes quelques défauts, à commencer par son inflammabilité, source de contraintes réglementaires, et sa volatilité qui le rend difficile à stocker.

La première vertu de l'hydrogène est d'être propre. Sa recombinaison avec l'oxygène de l'air n'engendre, il est vrai ni polluants locaux (particules, CO, Nox), ni CO<sub>2</sub>. Encore que cette affirmation soit à relativiser. Le procédé couramment utilisé pour sa production, reformage d'hydrocarbures, génère en effet du CO<sub>2</sub>. Tout comme la filière au méthanol, privilégiée dans la phase d'attaque du marché des applications portables. Et l'hydrogène industriellement produit à ce jour n'est pas totalement pur. Ainsi, Gaz de France estime que de l'hydrogène produit à partir de gaz génère 4 mg de Nox par kWh... cinq fois moins, tout de même que les procédés thermiques les plus performants.



Figure 1.7 : Photo d'une pile à combustible

Une pile à combustible fonctionne comme une pile électrique (figure 1.7 et 1.8) [3]. Elle transforme, par un procédé électrochimique, l'hydrogène et l'oxygène en électricité et en chaleur. Cette conversion produit beaucoup moins de CO<sub>2</sub> qu'une combustion traditionnelle.

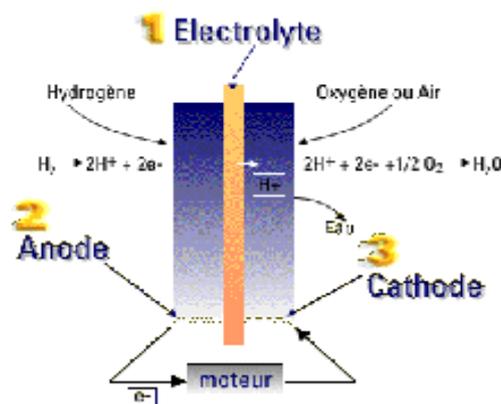


Figure 1.8 : Pile à combustible

Le rendement électrique est nettement supérieur à celui des systèmes conventionnels. Ce processus ne produit ni vibrations ni bruit.

### 1.2.8. La fusion nucléaire

La fusion nucléaire est le moteur de notre soleil. Chaque seconde, ce processus transforme des masses astronomiques (600 millions de tonnes par seconde) d'atomes d'hydrogène en hélium, avec des dégagements d'énergie phénoménaux. L'objectif de la fusion nucléaire est de reproduire, à notre petite échelle humaine, ce processus sur terre.

La difficulté principale de la fusion nucléaire est qu'avant de récupérer de l'énergie, il faut amener l'hydrogène à 200 millions de degrés. C'est chaud ! Tellement chaud qu'aucun matériau ne résiste à une telle température. Comment fait-on alors ? On utilise une enceinte immatérielle pour contenir le gaz de fusion, un champ magnétique d'une intensité énorme. Les machines à fusion s'appellent des réacteurs tokamak.

### 1.3. Le rayonnement solaire

Pour l'exploitation des systèmes de conversion de l'énergie solaire, la connaissance détaillée aussi bien quantitative que qualitative du gisement solaire disponible est importante. Les données de rayonnement solaire sont utilisées dans la conception, le développement ainsi que dans l'évaluation des performances des systèmes solaires.

Or, le rayonnement solaire étant mesurée sur un nombre limité de sites à travers le monde, les données relatives à cette énergie ne sont pas toujours disponibles. L'utilisation de modèles de simulation est pratiquement le seul moyen pour palier à ce problème.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.106 tonnes d'hydrogène en 560.106 tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ( $E = mc^2$ ), ce qui représente une énergie totale de  $36.E+22$  kW.

La Terre étant à une distance de 150 .106 km du Soleil, elle reçoit une énergie de  $1,8.E+17$  W. La valeur du flux de rayonnement solaire  $E$  reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne  $E_0$  est appelée la constante solaire, elle vaut  $E_0 = 1353$  W.m<sup>-2</sup>.

On trouvera sur la figure 1.9 la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [1].

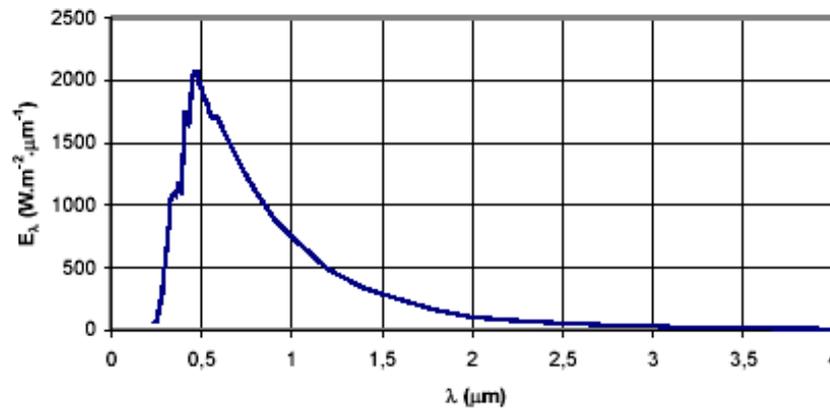


Figure 1.9 : Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère

On notera que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à 4  $\mu\text{m}$ . En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de 5777 K.

### 1.3.1. Mouvement de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de  $\pm 1,7\%$  par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675 106 km.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut  $23^\circ 27'$ . Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure 1.10.

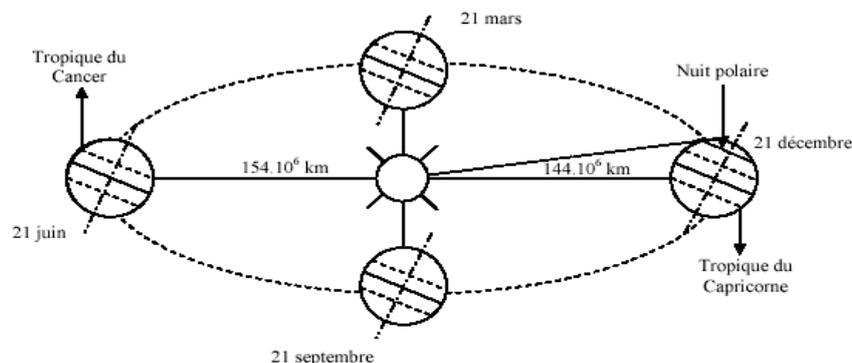


Figure 1.10 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

On appelle déclinaison  $\delta$  l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre  $-23,45^\circ$  et  $+23,45^\circ$ . Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23.45^\circ \sin[0.980^\circ(j + 284)] \quad (1.1)$$

Où  $j$  est le numéro du jour de l'année.

### 1.3.2. Intensité du rayonnement solaire sur une paroi

Le transfert de chaleur par rayonnement s'effectue sans aucun support matériel. Mais, une fois émis par le soleil, le rayonnement atteint la surface des corps et subit suivant leurs caractéristiques certaines transformations.

La densité de flux ( $W/m^2$ ) qui atteint une paroi, densité de flux incident, provient de trois composantes : la composante directe, la composante diffuse et la composante réfléchie.

La composante directe correspond au flux solaire qui atteint directement la paroi quand celle-ci est exposée au soleil. Elle dépend de la hauteur du soleil (réduction atmosphérique) et de l'angle d'exposition de la paroi au soleil à l'instant considéré.

L'angle d'incidence caractérise l'incidence avec lequel le rayon solaire frappe la paroi. Il s'agirait de l'angle entre la normale à la paroi et le rayon solaire à l'instant considéré. L'inclinaison, l'orientation de la paroi et la direction du rayon solaire permettent d'évaluer cet angle d'incidence. Plus le flux est normal à la paroi, plus il est important, plus il est rasant, plus il est faible.

### 1.4. Les capteurs photovoltaïques

Le terme « photovoltaïque », souvent abrégé par les lettres PV, a été formé à partir des mots « photo », un mot grec signifiant lumière, et « Volta », le nom du physicien italien Alessandro Volta, qui a inventé la pile électrochimique en 1800. L'effet photovoltaïque, c'est la conversion directe de l'énergie solaire en électricité.

Une cellule photovoltaïque (ou photopile) (figure 1.11) est un dispositif qui transforme l'énergie lumineuse en courant électrique.

La première photopile a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des « impuretés ». C'est une technique appelée le « dopage » qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé. Mais aussi pour produire un courant électrique sans pollution pour alimenter les réseaux de distribution.

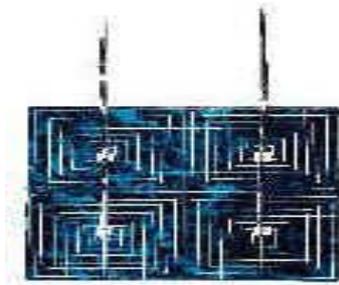


Figure 1.11 : Cellule solaire

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et transforme directement en courant électrique [4].

Les semi-conducteurs intrinsèques, éléments de la quatrième colonne du tableau périodique des éléments constituent des cristaux qui peuvent devenir conducteurs sous certaines conditions. Pour expliquer ce phénomène, il convient dans un premier temps de décrire la structure électronique des atomes. Les électrons occupent les bandes énergétiques les plus basses dans leur état normal. [4].

$$\Delta E = E_c - E_v \cong 1 \text{ eV} \quad (1.2)$$

Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et de 1.0 à 1.8 pour les applications photovoltaïques. Et de 1.1 eV pour le silicium mono cristallin, et de 1.7 eV pour le silicium amorphe [4].

En outre on appelle bande de valence la bande la plus élevée en énergie occupée par les électrons et bande de conduction au dessus de la bande de conduction. La bande énergétique accessible est située au dessus. Lors qu'il y a apport d'énergie, comme c'est le cas avec un

rayon lumineux incident, l'électron (négatif) de la bande de valence est susceptible de traverser la bande interdite et de passer dans la bande de conduction laissant un <<trou>> positif et pour séparer cette paire de charges électriques de signes opposés et recueillir un courant électrique, il faut introduire un champ électrique, ((E)) de part et d'autre de la cellule. La figure 1.12 montre le phénomène de conduction dans les matériaux semi-conducteurs [4].

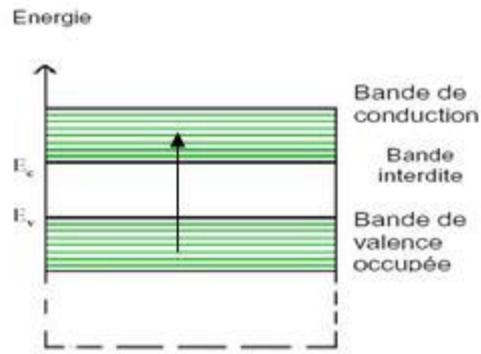


Figure 1.12 : Conduction dans les matériaux semi-conducteurs

Deux types de dopage pour créer ce champ est celle du dopage par des impuretés (figure 1.13) sont possibles :

- le dopage de type N (négatif) qui consiste à introduire dans la structure cristalline semi-conductrice des atomes étrangers qui ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire, libre de se mouvoir dans le cristal (ex : le phosphore).
- Le dopage de type P (positif) utilise des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire

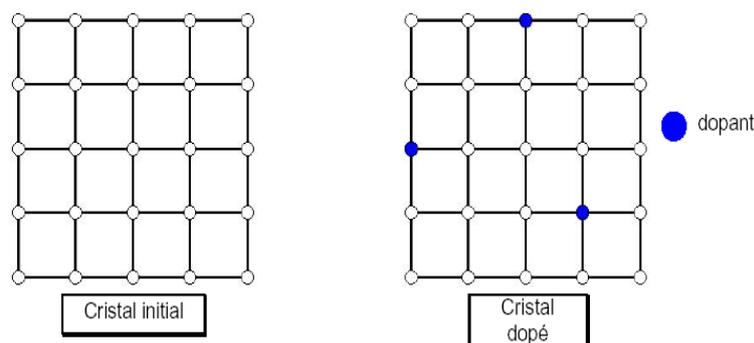


Figure 1.13 : Cristal à l'état final et initial

Lorsque l'on effectue deux dopages différents (type n et p) de part et d'autre de la cellule, il en résulte après recombinaison de la charge libre (électrons et trous), un champ électrique constant est créé par la présence d'ions fixes positifs et négatifs.

Les charges électriques générées par l'absorption du rayonnement pourront contribuer au courant de la cellule photovoltaïque. Le phénomène de dopage est schématisé par la figure 1.14. Sous l'effet d'un rayonnement lumineux incident, les électrons des bandes de valence du semi-conducteur vont pouvoir passer dans la bande de conduction et devenir libres.

Ce phénomène va engendrer au sein de la structure du semi-conducteur la création de paires électron - trou. Ceux-ci, sous l'effet de la barrière de potentiel, vont s'accumuler sur chacune des faces extérieures des zones P et N. Ainsi, une différence de potentiel entre les faces extérieures de la jonction est créée : la photopile est prête à fonctionner (figure 1.14) [4].

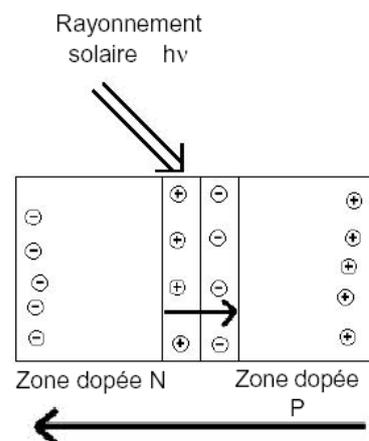


Figure 1.14 : Photopile excitée par le rayonnement solaire

### 1.4.1. Différents types de modules photovoltaïques

Il existe plusieurs modèles de cellule: [5,6] et nous citons les trois principaux :

#### 1.4.1.1. Cellules monocristallines

Sont les cellules de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 16%, mais la méthode de production est laborieuse. La figure 1.15 montre un module au silicium monocristallin.

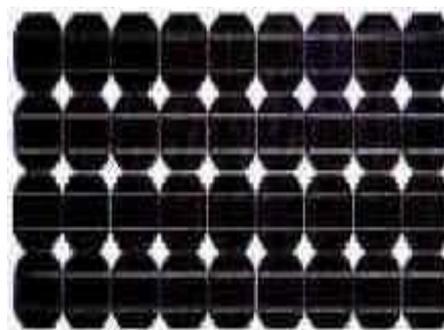


Figure 1.15 : Cellules monocristallines

### 1.4.1.2. Cellules polycristallines

Ces cellules sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vu de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes).

Elles ont un rendement de 11 à 14%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. La figure 1.16 montre un module polycristallin.

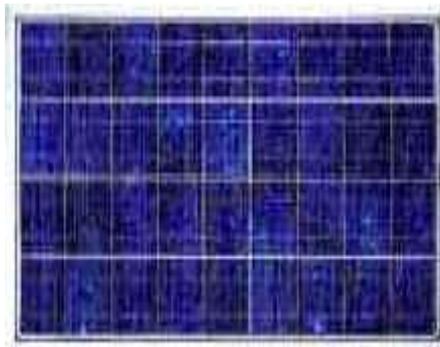


Figure 1.16: Cellules polycristallines

### 1.4.1.3. Cellules amorphes

Les cellules amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 10% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide (figure 1.17).



Figure 1.17 : Cellules amorphes

Les cellules monocristallines et polycristallines sont les plus répandues. Étant fragiles, elles sont placées entre deux plaques de verre afin de former un module qui est relativement lourd. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, cependant la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût total. La pénurie de silicium de qualité, a créé une tension sur le marché et une augmentation du prix des cellules. Les produits à film mince utilisent peu de matière première. Ils servent pour des applications électriques de faible puissance, comme des montres, des calculatrices, etc.

### 1.4.2. Zone utile du spectre solaire et conversion photovoltaïque

Les photons du spectre solaire ne vont pas être tous utilisables pour la génération de paires électrons-trous. La figure 1.18 présente la division en trois zones du spectre solaire (I, II, III)

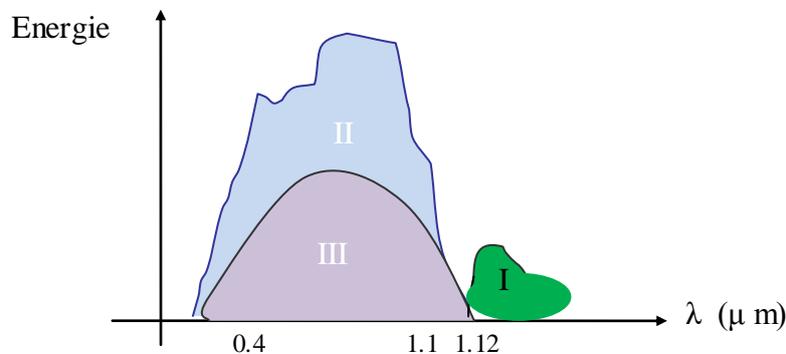


Figure 1.18 : Spectre du rayonnement incident sur le capteur photovoltaïque

Si l'énergie du photon est inférieure à l'énergie du gap, le photon n'est pas absorbé par le semi conducteur.

Si l'énergie du photon est supérieure à celle du gap, le photon est absorbé mais une partie de cette énergie est perdue par thermalisation.

La partie I de la figure 1.18 correspond à la partie des photons non absorbés (environ 20%).

La partie II correspond aux pertes par thermalisation (environ 32%).

La zone utile (partie III) qui va générer l'électricité est environ 48% mais ce n'est pas tout ce pourcentage qui sera transformé en électricité.

Nous remarquons donc que la cellule photovoltaïque ne répond que dans un domaine limité de longueur d'onde (de 0.4 μ m à 1.1 μ m), ceci pour le silicium.

### 1.4.3. Influence de la température et de l'éclairage

En traçant les courbes  $I = f(V)$  et  $P = f(V)$  pour différents ensoleillements à température constante [7] (Figure 1.19), et pour différentes températures à ensoleillement constant (Figure 1.20), on constate bien que les caractéristiques du capteur solaire dépendent fortement de l'ensoleillement et de la température.

Pour des ensoleillements variables et à température constante le courant  $I_{SC}$  est très influencé par le changement de l'ensoleillement alors que la tension  $V_{OC}$  reste sensiblement constante,

contrairement, la tension  $V_{OC}$  est influencée par les changements de la température alors que le courant  $I_{SC}$  reste confiné dans un intervalle étroit.

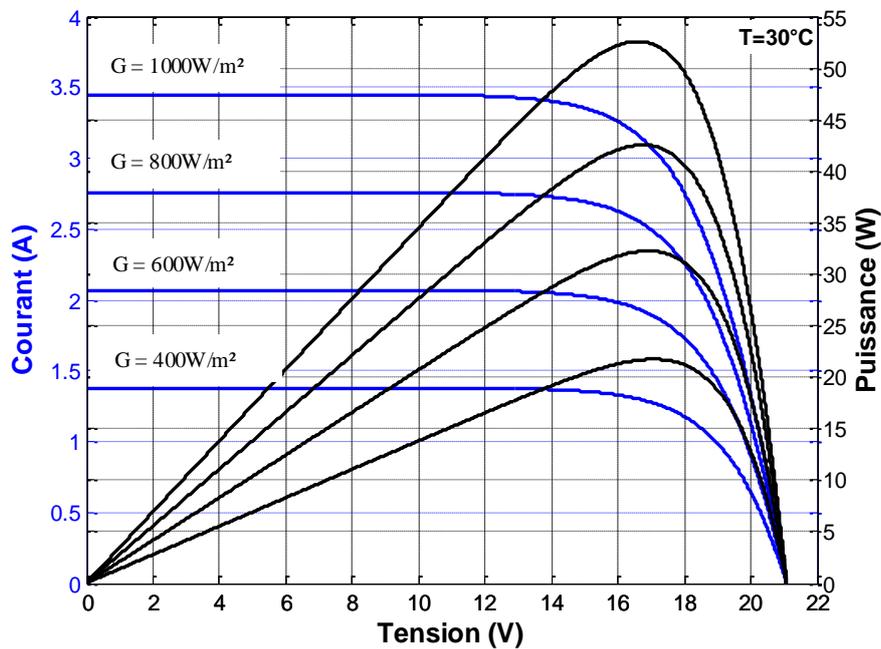


Figure 1.19: Caractéristique  $I = f(V)$  et  $P = f(V)$  d'un panneau solaire constitué de 36 cellules en série pour différents ensoleillements  $G$  avec  $T = 30^\circ\text{C}$ .

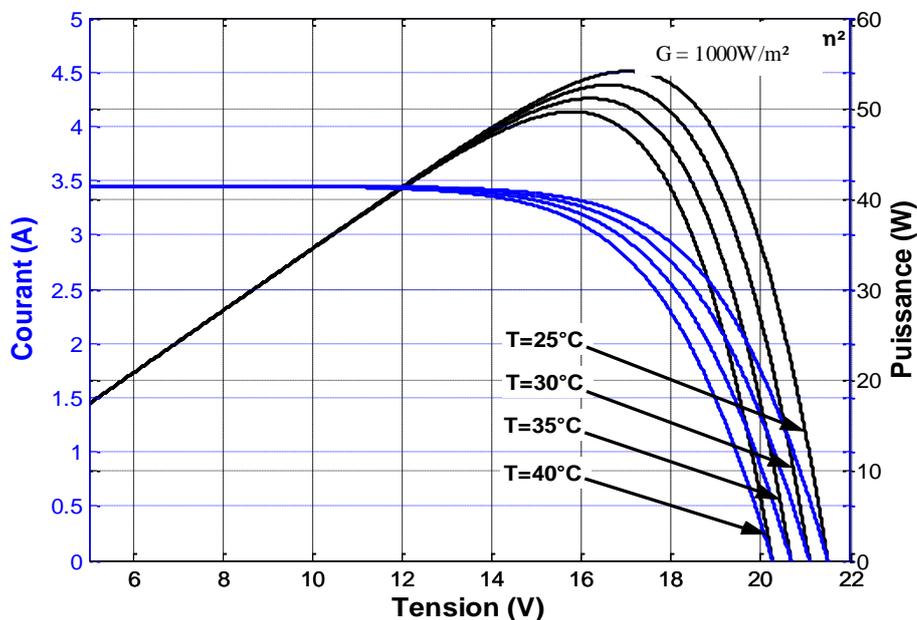


Figure 1.20 : Caractéristique  $I = f(V)$  et  $P=f(V)$  d'un panneau solaire constitué de 36 cellules en série pour différentes températures  $T$  avec  $G = 1000\text{W/m}^2$ .

A partir des caractéristiques  $I = f(V)$  on obtient les caractéristiques en puissance du panneau solaire  $P = f(V)$  pour différentes valeurs d'ensoleillement  $S$  et de température  $T$ .

La figure 1.19 montre que la puissance de sortie ne dépend pas seulement de l'ensoleillement mais aussi de la température de la cellule, cela est expliqué par l'augmentation du courant de saturation de la diode  $D$ , qui conduit à un grand taux des recombinaisons dans le semi-conducteur [8,9].

On constate aussi que la puissance de sortie ne dépend pas seulement de l'ensoleillement et de la température mais aussi de la tension de fonctionnement  $V$  du capteur. La puissance de sortie est maximale pour une certaine tension  $V$ . C'est en ce point qu'on doit faire fonctionner le module pour qu'il travaille avec un rendement maximal. Ce point est appelé point de puissance maximale MPP (Maximum Power Point).

#### 1.4.4. Applications des générateurs photovoltaïques

##### 1.4.4.1. Installations autonomes

Comme les balises en mer ou les maisons en sites isolés, les installations autonomes nécessitent le plus souvent un stockage de l'électricité à l'aide d'accumulateurs et d'un onduleur. Un onduleur est un dispositif électronique et statique servant à convertir le courant électrique continu (CC) en courant alternatif (CA) avec la fréquence souhaitée. La puissance "apparente" de l'onduleur s'exprime en volt-ampères (VA) (figure 1.21).

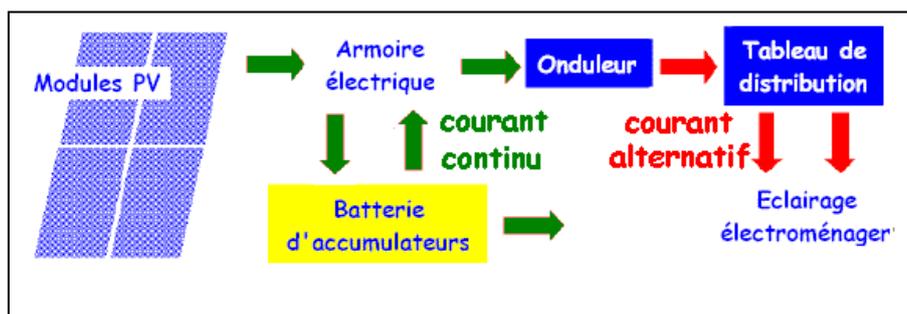


Figure 1.21 : Modules PV en installations autonomes

##### 1.4.4.2. Installations ou centrales photovoltaïques connectées au réseau.

Un générateur photovoltaïque connecté au réseau n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et le plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie (figure 1.22).

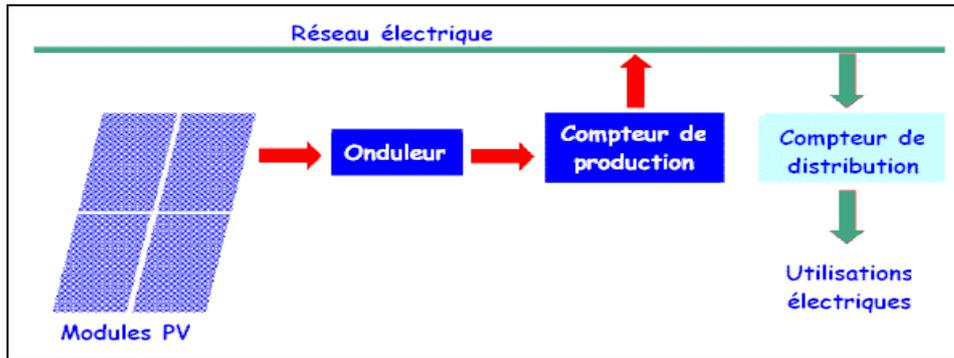


Figure 1.22 : Modules PV en installations connectées au réseau.

Le développement des énergies renouvelables va contribuer inévitablement à la préservation de notre atmosphère et ainsi contribuer au développement durable, il y a aujourd'hui plusieurs indicateurs qui confirment ce progrès. Les figures suivantes montrent la production et le marché des énergies renouvelables dans le monde (et notamment le photovoltaïque et le thermique).

## 1.5. Les capteurs thermiques

Les capteurs thermiques transforment l'énergie portée par le rayonnement solaire en énergie thermique sous forme de chaleur et la transmettent à un fluide caloporteur [10].

Le solaire thermique actif permet de récupérer la chaleur du rayonnement solaire au sein d'un fluide, parfois de l'air, le plus souvent de l'eau, par la mise en œuvre de capteurs solaires. Ces techniques peuvent assurer la production d'eau chaude sanitaire ou d'eau distillée, le chauffage des piscines et des habitations ainsi que le séchage de céréales, par exemple.

### 1.5.1. Notions sur le transfert thermique

Le transfert thermique se fait en général sous trois formes ; transfert par conduction par convection et par rayonnement

#### 1.5.1.1. Transfert par conduction

C'est l'aptitude qu'ont les matériaux à conduire la chaleur, elle est traduite par le coefficient de conductibilité thermique qui s'exprime en :

- kcal/h/m/deg
- W/m/deg

La transmission de chaleur par ce moyen est d'autant plus faible que le matériau est épais et de faible densité.

### 1.5.1.2. Transfert par convection

Le gradient de température génère le transfert de chaleur grâce à des variations de densité au sein du fluide qui sont à l'origine des mouvements de convection

### 1.5.1.3. Transfert par radiation

Tout corps émet un rayonnement thermique qui dépend de sa température et se traduit par son refroidissement.

L'énergie rayonnée est donnée par la relation de Stefan :

$$Q = \zeta \times 4,93 \times \left(\frac{T}{100}\right)^4 \quad (1.3)$$

Avec :

$Q$  : énergie rayonnée en Wh

$\zeta$  : facteur d'émissivité du corps (voir Tableau 1.1)

$T$  : température du corps en Kelvin

La valeur de  $\zeta$  vaut 1, pour un corps dit noir.

La plupart des gaz monoatomiques ou polyatomiques symétrique (H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.....) n'absorbent et n'émettent aucun rayonnement thermique. Par contre les gaz poly atomiques non symétriques émettent un tel rayonnement.

Un corps étant rarement totalement isolé recevra également le rayonnement émis par le gaz qui l'environne ou par d'autres corps lui faisant face.

Tableau 1.1 : Facteurs d'émissivité de matériaux courants

Matériau	Emissivité(e)
Aluminium poli	0,02
aluminium oxydé	0,20
Noir de carbone	0,95
Inox poli	0,28

Zinc (galvanisé)	0,23
Brique rouge	0,93
Eau	0,67
Glace	0,98
Bois	0,91
sable	0,76

### 1.5.2. Les différents types de capteurs thermiques

Les types les plus courants de capteurs solaires thermiques sont les capteurs plans et les capteurs à tube sous vide. Dans les deux cas les capteurs sont montés sur support incliné ou sur un toit face au sud et sont raccordés à un réservoir de stockage. Par temps suffisamment ensoleillé, une pompe fait circuler dans le capteur un fluide caloporteur qui peut consister en de l'eau ou en glycol, le liquide se réchauffe en parcourant le capteur puis il transfère son énergie à l'eau du réservoir de stockage en traversant l'échangeur thermique [10].

La figure 1.23 montre une vue en coupe des éléments d'un capteur thermique plat vitré.

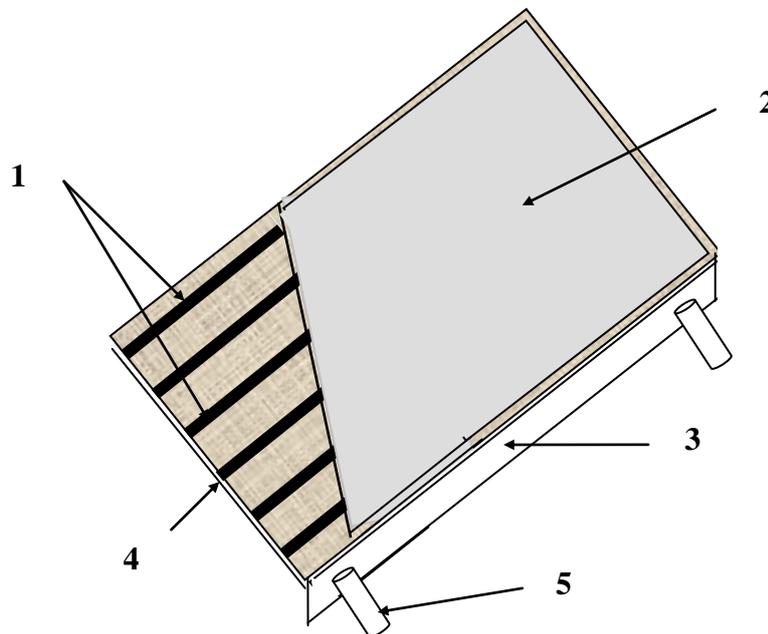


Figure 1.23 : Vue en coupe des éléments d'un capteur solaire thermique

Avec :

1. Absorbeur métallique
2. Vitrage
3. Boîtier
4. Isolant
5. Entrée du fluide caloporteur

### **1.5.3. Principaux éléments constitutifs des capteurs thermiques**

#### **1.5.3.1. L'absorbeur**

C'est l'élément essentiel du capteur thermique; il a pour rôle d'absorber le rayonnement solaire ensuite le transformer en chaleur et enfin transmettre cette chaleur au fluide caloporteur.

Pour absorber au maximum l'énergie rayonnée du soleil il suffit d'une surface plane placée de façon judicieuse (étude de l'inclinaison et de l'orientation). Cette surface doit être douée du coefficient d'absorption de la couche superficielle le plus élevé possible. Les meilleurs coefficients sont de l'ordre de 0.95. Les couleurs foncées permettent d'obtenir des valeurs élevées dont l'idéal étant évidemment le noir. Par ailleurs, il vaut mieux que cette couleur ait été obtenue par un traitement (chimique ou autre) plutôt que par une couche de peinture (celle-ci étant toujours plus ou moins isolante).

Pour limiter les pertes par ré-émission de rayonnement infrarouge il importe que l'absorbeur possède aussi la propriété d'émissivité superficielle la plus faible possible (valeur inférieure à 0.15). Dans ce cas, l'absorbeur sera qualifié de sélectif.

Après transformation du rayonnement en chaleur sur la face superficielle exposée il y a lieu de transmettre cette chaleur au fluide, et pour ce faire, la plaque doit être métallique car seuls les métaux ont de bons coefficients de conduction de la chaleur (cuivre : 300 ; aluminium : 200 ; acier : 60). Le tableau 1.2 contient les valeurs de conductivités thermiques de différents matériaux [11].

Tableau. 1.2 : Conductivités thermique de différents matériaux

<b>METAUX ET ALLIAGES (à température ambiante)</b>			
Aluminium à 99.9%	<b>228</b>	Zinc	<b>111</b>
Aluminium à 99 %	<b>203</b>	Acier doux	<b>46</b>
Cuivre à 99.9 %	<b>386</b>	Acier inox-(Cr18-Ni8)	<b>16</b>
Fer pur	<b>85</b>	Laiton (Cu70-Zn30)	<b>99</b>
Nickel pur	<b>61</b>	Titane	<b>21</b>
Plomb pur	<b>35</b>	Etain	<b>61</b>
<b>SOLIDES NON METALLIQUES (à température ambiante)</b>			
Amiante (feuilles)	<b>0.162</b>	Liège	<b>0.046</b>
Béton plein	<b>1.7</b>	Matières plastiques phénoplastes	<b>0.046</b>
Brique de terre cuite pleine	<b>1.16</b>	Matières plastiques polyester	<b>0.209</b>
Plaque de fibrociment	<b>0.74</b>	Matières plastiques polyvinyles	<b>0.162</b>
Verre courant	<b>0.70</b>	Porcelaine	<b>0.928</b>
Verre pyrex	<b>1.16</b>	Laine de verre	<b>0.046</b>
Electrographite	<b>1.16</b>		
<b>LIQUIDES</b>		<b>GAZ (à 0 C et sous la pression normale)</b>	
Eau à 20°C	<b>0.59</b>	Air	<b>0.024</b>
Eau à 100°C	<b>0.67</b>	Azote	<b>0.024</b>

### 1.5.3.2. Système de refroidissement par fluide caloporteur

Quel que soit le système, le contact entre les tuyaux véhiculant le fluide et la plaque absorbante doit être très intime : soit par emboutissage soit par soudure. De même l'espacement entre les tuyaux devra être rigoureusement calculé en fonction du diamètre du tuyau, de l'épaisseur de la plaque et des matériaux employés.

### 1.5.3.3. Isolation et vitrage

Le capteur devant recevoir le rayonnement solaire doit être nécessairement en contact avec le milieu extérieur, bien que les conditions de température et de climat risquent de perturber considérablement son bon fonctionnement.

Limiter les pertes par transmission vers l'extérieur du capteur est primordial si on cherche à optimiser les performances de ce dernier. Nombreux sont les produits isolants qui peuvent convenir pour l'isolation arrière et latérale.

Vers l'avant, comme le rayonnement solaire doit arriver par l'absorbeur on ne peut utiliser que des matériaux transparents : verre en simple ou double vitrage, trempé ou non ou certains matériaux plastiques ayant la propriété de réaliser l'effet de serre (c'est le cas de matériaux comme le polycarbonate le métacrylate et le tedlar). Les inconvénients du verre sont sa fragilité son poids et son prix élevé en double vitrage. L'inconvénient principal des matériaux

plastiques est la dégradation de certaines de leurs propriétés avec le temps pour certains ou le prix élevé pour d'autres.

Les pertes par transmission peuvent également être éliminées en plaçant l'absorbeur sous vide ce qui permet d'obtenir un rendement élevé même à hautes températures. Ce type permet d'atteindre les températures les plus élevées du fluide caloporteur (jusqu'à 150° C).

#### 1.5.4. Le rendement des capteurs thermiques

Les capteurs thermiques plans travaillent à températures faibles dans un état stable. Les performances du capteur sont décrits par le gain utile  $Q_u$  qui est défini comme étant la différence entre ce qui est l'énergie portée par le rayonnement solaire absorbée et les pertes thermiques au niveau du capteur [12].

On a :

$$Q_u = A_c * (G - UL * (T_{pm} - T_a)) \quad (1.4)$$

Ou :  $G$  : rayonnement absorbé par le capteur [ $W/m^2$ ]

$UL$  : coefficient de transfert de chaleur [ $W/m^2$ ]

$T_{pm}$  : température moyenne de l'absorbeur (men absorber plat) difficile à déterminer

$T_a$  : température ambiante

$A$  : surface de captation du capteur

Le rendement instantané du capteur thermique est donné généralement par la formule suivante :

$$\eta = \left( \int Q dt \right) / \left( A \int G dt \right) \quad (1.5)$$

Pour calculer le rendement instantané d'un capteur nous allons faire dans un premier temps plusieurs hypothèses simplificatrices :

a). On définit le rendement optique :

$$\eta_0 = \tau_s \alpha_s$$

$\tau_s$  et  $\alpha_s$  sont respectivement les coefficients de transmission de la vitre et d'absorption de l'absorbeur pour le rayonnement solaire

**b).** le facteur d'extraction de la chaleur du collecteur, FR est la proportion du gain réel de l'énergie utile du collecteur au maximum du gain utile possible si la surface du collecteur entière était à la température d'entrée du fluide, il est défini comme suit :

$$FR = m.Cp.(T_0 - T_i) / Ac[G - UL.(T_i - T_a)] \quad (1.6)$$

T<sub>0</sub> et T<sub>i</sub> sont respectivement les températures de sortie et d'entrée du fluide T<sub>a</sub> et la température ambiante.

C<sub>p</sub> : chaleur spécifique

**C).** L'énergie calorifique utile à la sortie des tubes devient :

$$Qu = Ac.FR.[G - UL.(T_i - T_a)] \quad (1.7)$$

La formule (1.12) est différente de la formule (1.9) par le fait que l'énergie utile dépende de la température d'entrée du fluide et non pas de la température moyenne du capteur.

Le facteur d'extraction de chaleur du capteur thermique augmente lorsque le débit augmente et en même temps la température va diminuer.

**d).** On introduit le produit de transmission- absorption du rayonnement par le capteur ( $\tau\alpha$ ) :

$$(\tau\alpha) = S.Ap / GT.Ac = (\tau\alpha)_{avg}.Ap / Ac \quad (1.8)$$

Ou ( $\tau\alpha$ )<sub>avg</sub> est la moyenne du produit transmission- absorption pour le rayonnement direct, diffus et réfléchi. Telle que (S. Ap) est l'énergie absorbée à la surface de l'absorbant du capteur et (GT .Ac) est l'énergie du rayonnement incident sur la surface total du capteur

Le rendement instantané du capteur en fonction du produit ( $\tau\alpha$ ) est donné par :

$$\eta = Qu / Ac.GT = [(\tau\alpha).FR.UL.(T_i - T_a) / GT] \quad (1.9)$$

Le capteur thermique est caractérisé par deux paramètres importants FR ( $\tau\alpha$ ) indique comment l'énergie est absorbée par le capteur alors que FRUL indique comment cette énergie sera perdue. Ces deux paramètres constituent le modèle du capteur plan un troisième paramètre peut être défini pour caractériser l'effet de l'inclinaison [13].

### 1.5.5. Standard de tests sur les capteurs thermiques

L'étude des performances des capteurs thermiques consiste en général en trois parties :

- . La première est la détermination du rendement instantané du capteur avec une orientation directe du capteur au rayonnement solaire.
- . La deuxième est la détermination de l'effet de l'angle d'incidence de l'irradiation solaire.
- . La troisième est la détermination de la constante de temps du capteur et la mesure de la capacité de chaleur effective.

Le standard ASHRAE 93-86 [13] et le document SRCC RM-1 [14] donnent le standard test à réaliser pour la détermination des performances du capteur thermique. La procédure générale est que les tests se font sous des conditions presque stables et de relever les données nécessaires pour l'analyse. Bien que ces normes diffèrent dans les détails, les traits essentiels de leurs procédures peuvent être résumés comme suit :

En général, on mesure :

- La température d'entrée du fluide ( $T_i$ )
- La température de sortie du fluide ( $T_o$ )
- Le débit ( $m$ )
- L'éclairement mesuré par un pyranomètre ( $G$ )
- La vitesse du vent ( $v$ ) et sa direction

Le rendement thermique est calculé par :

$$\eta = \frac{Q_u}{A_c \cdot G} = \frac{\dot{m} C_p (T_o - T_i)}{A_c \cdot G} \quad (1.10)$$

Les tests se font au voisinage de midi, quand le ciel est clair (relativement) et les rayons solaires sont directement dirigés vers le capteur. Les tests sont faits symétriquement autour de midi (une heure avant et une heure après).

Dans ces conditions, on calcule le rendement thermique instantané du capteur selon la formule (2-7) et on trace le graphe du rendement en fonction de  $T^*$  [ $m^2C/w$ ] telle que :

$$T^* = \frac{(T_i - T_a)}{G} \quad (1.11)$$

## 1.6. Orientation des capteurs solaires

L'installation des capteurs peut se faire sur un toit si son orientation et son inclinaison sont bonnes ou sur le sol pour peu que l'endroit soit bien dégagé, aéré (10 cm d'espace sous les modules est vivement conseillé) et protégé.

L'inclinaison des capteurs n'est pas critique. On la prend en général égale à la latitude, avec une tolérance de 15°. La hauteur maximale du soleil variant au cours de l'année, on choisira une inclinaison supérieure ou inférieure à la latitude suivant que les besoins sont les plus importants lorsque la course du soleil est basse (éclairage,...) ou haute (irrigation...). Toutefois, l'inclinaison des capteurs devrait rester supérieure à 10° pour assurer un auto nettoyage lors des pluies.

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil dans son mouvement quotidien pour augmenter l'énergie captée, mais la présence de pièces mobiles réduit la fiabilité et entraîne des coûts supplémentaires élevés. De plus, les moteurs permettant le suivi du soleil demandent aussi de l'énergie, d'où coûts additionnels. Ces structures sont surtout utilisées pour des systèmes photovoltaïques à concentration où seul le rayonnement direct est concentré sur la surface active. Quelle qu'elles soient, ces structures seront solidement ancrées pour résister aux éventuelles tornades, ouragans, cyclones, ... etc.

## 1.7. Conclusion

Les progrès techniques réalisés au cours des vingt dernières années se sont traduits par une nette amélioration du rapport coût-efficacité des applications auxquelles se prêtent les énergies renouvelables. Sur une petite échelle, toutefois, les énergies renouvelables ne sont pas concurrentielles comparativement à la production en bloc d'énergie. Elles ont cependant des applications pratiques dans plusieurs créneaux novateurs (biens de consommation et télécommunications, par exemple). Le coût des techniques diminuera lorsqu'un pourcentage important de la population aura pris conscience des bienfaits des énergies renouvelables, notamment sur les plans de la conservation des ressources et de la prévention de la pollution.

# Chapitre 2

## Etat de l'art sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques PVT

### 2.1. Introduction

Le capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) est un module qui produit non seulement de l'électricité mais également de l'énergie thermique. Puisque la demande de la chaleur solaire et l'électricité solaire se complètent souvent, cela semble une idée logique de développer un dispositif qui peut être conforme aux deux demandes. La combinaison d'un capteur thermique et d'un panneau photovoltaïque dans un seul module permet l'augmentation de l'efficacité de la conversion totale de l'énergie solaire. Un effet de synergie peut être obtenu dans une structure associant ces deux dispositifs de façon judicieuse à ceux du système photovoltaïque et thermique séparément installés. La production de l'énergie totale (électrique et thermique) du capteur PVT hybride dépend de l'entrée (c'est-à-dire l'énergie du rayonnement solaire, la température ambiante et de la vitesse du vent) et de la sortie qui est la température de fonctionnement du système. Cette production dépend aussi du mode de l'extraction de la chaleur. Il existe principalement deux types de capteurs hybrides PVT. Le type liquide et le type air, la différence entre les deux étant le caloporteur qui peut être du liquide ou de l'air.

Au cours des années précédentes, une grande quantité de travaux de recherches sur les capteurs PVT ont été menés. Provenant de plusieurs développements indépendants qui ont tous eu comme conséquence l'idée d'intégrer le photovoltaïque et le flux de chaleur produit dans un seul capteur.

Les principaux travaux de recherches et développements visaient les systèmes connectés au réseau et les systèmes autonomes, ainsi que les concentrateurs.

#### 2.1.1. Connexion au réseau

La recherche sur les capteurs PVT a commencé pendant le milieu des années 70, avec comme principal but l'augmentation du rendement. L'application domestique a été considérée comme le marché principal. Au commencement l'effort était concentré sur les capteurs recouverts

d'une vitre supplémentaire, de type air et liquide, mais bientôt l'idée d'un capteur PVT non vitré combiné avec une pompe à chaleur a également suscité l'attention.

Dans le début des années 90, les grandes façades de modules photovoltaïques ont commencé à attirer l'attention et la question d'aérer ces derniers afin de réduire la température de fonctionnement des cellules photovoltaïques, mène rapidement à l'idée que cette chaleur pourrait également être employée, par exemple pour le chauffage de pièces.

### **2.1.2. Systèmes autonomes**

De petits capteurs à air pour les applications autonomes, dans lesquelles le ventilateur pourrait être alimenté par l'électricité du capteur, ont été développés pour des marchés tels que la ventilation des maisons. Pour ce marché, des capteurs à air avec des petits modules photovoltaïques ont été développés.

La recherche a été effectuée sur les capteurs PVT de type liquide pour les applications autonomes dans les pays en voie de développement.

### **2.1.3. Concentrateurs photovoltaïques**

La recherche sur les concentrateurs photovoltaïques a été basée sur l'idée de remplacer le module photovoltaïque cher par des réflecteurs bon marché. Le problème à mettre en évidence dans ces applications était la grande température qui pourrait être atteinte par les cellules. Par conséquent, le refroidissement des cellules était nécessaire. En employant un refroidissement actif, de la chaleur a pu être aussi utilisée.

## **2.2. Historique et état de l'art sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques**

Les capteurs solaires thermiques appelés capteurs plans ont une longue histoire et ont été dans la phase de production commerciale depuis le 19ème siècle, tandis que la commercialisation des cellules photovoltaïques date des années 50. Pendant les années 1960 des cellules solaires étaient toujours très chères et les travaux de recherches développement étaient concentrés sur l'industrie spatiale. L'idée de combiner la production thermique et électrique dans un seul capteur avait germé dans les années soixante-dix.

### **2.2.1. Capteurs hybrides PVT type liquide**

Comme indiqué par Hendrie [15], le premier travail sur le capteur hybride PVT type liquide semble avoir été celui du Martin Wolf [16], qui a étudié une surface en cellules solaires au silicium montée à l'intérieur d'un capteur thermique. Il a conclu que le système était

techniquement faisable et rentable. La recherche sur le capteur PVT-liquide a été poursuivie par divers groupes. Un projet de démonstration a été réalisé par le Professeur Boer, qui a appliqué 13 capteurs PVT type liquide à sa propre maison solaire en 1978. Après l'étude pilote de Martin Wolf en 1976, les études sur les capteurs PVT de type liquide ont été rapidement entamées par d'autres groupes. Pendant les années 1974-1978, la recherche sur des concentrateurs photovoltaïques a été effectuée à l'université de l'Etat de l'Arizona, y compris les concentrateurs refroidis par des capteurs PVT [17]. Ce travail a été prolongé pour inclure des capteurs PVT dans TRNSYS TYPE 50 [17-19]. En 1978, trois prototypes de capteurs hybrides PVT ont été acquis par le laboratoire de MIT Lincoln et Sandia [15]. Ces capteurs ont été fabriqués par ARCO et ils avaient 6.5% comme rendement électrique et 40% comme rendement thermique.

Par conséquent, une deuxième génération de capteurs hybrides PVT a été développée par le MIT et le PV-manufacturer Spire Corporation (un concept pour monter sur un toit existant) et l'autre par Solar Design Associates. Les résultats du travail ont été publiés dans un certain nombre de journaux [20-23]. En outre des recherches sur les systèmes à base de capteurs PVT ont été effectuées au MIT [24-26]. Chez Sandia, la recherche a été effectuée pour déterminer l'effet du gradient de température sur les performances électriques [27]. En 1980 des recherches sur les capteurs PVT ont commencé dans les laboratoires de JPL et de Brookhaven [28,29].

Considérant que la majeure partie de la recherche continuait aux Etats-Unis, quelques activités ont été également effectuées au Japon, où Sharp a réalisé deux prototypes de capteurs PVT [30], alors que des travaux sur concentrateur PVT étaient déjà menés par Nakata et al. [31] à Sharp Corporation. En l'Allemagne, Karl [32] développe et teste un prototype de capteur recouvert. En France, des études sur les concentrateurs à PVT ont été effectuées [33,34]. Cependant, dans le reste du monde, aucune activité de PVT ne semble avoir eu lieu à ce moment-là.

Cependant, en 1982 le prix du pétrole s'étant effondré, ceci a diminué le sentiment de l'urgence concernant le développement des énergies renouvelables. Pendant les années 80 la recherche sur les capteurs hybrides PVT était limitée. La plupart des groupes de recherches ont cessé de travailler sur les capteurs PVT, mais certains ont continué. Aux Etats-Unis, SunWatt a travaillé sur les modules de faible concentration de PVT [35,36].

En outre pendant les années 80, quelques projets ont été mis à exécution en Europe : la recherche a été effectuée en Suisse à l'Institut de Microtechnique de l'Université de Neuchâtel [37,38] et en Yougoslavie [39,40].

Dans les années 90, il y avait encore un intérêt croissant pour le développement des énergies renouvelables dans le monde. Dans les Pays Bas, la recherche sur les capteurs hybrides PVT a commencé en 1989 à TNO, en coopération avec HES, où également l'objectif était accentué sur les capteurs hybrides PVT non recouverts pour les applications utilisant les pompes à chaleur [41,42]. Après, l'université de technologie d'Eindhoven (EUT) a lancé un projet de PhD pendant 1994-1998 [43-47], qui s'est concentré sur les capteurs PVT recouverts pour des applications de chauffage de l'eau. En 1999, la recherche sur les capteurs PVT à l'EUT a été transférée au centre de recherche en matière d'énergie des Pays Bas (ECN). ECN a effectué des études sur plusieurs configurations de capteurs hybrides [48-51] et sur des systèmes basés sur les capteurs PVT [52-55]. En plus 54 m<sup>2</sup> de capteurs PVT ont été réalisés par Shell Solar et ZEN Solar [56]. Pendant les années 2004-2008, un projet de Ph.D. sur la modélisation optique d'un capteur PVT a été entamé par Santbergen à l'EUT [57,58].

En Allemagne, Solarwerk a réalisé des prototypes de capteurs PVT [59] et Solarwatt a développé des capteurs PVT pendant les années 90, mais ceci n'a pas mené au stade des capteurs commerciaux. Stefan Krauter avait travaillé sur les systèmes à base de PVT, dans lesquels il utilise un réservoir de stockage d'eau triangulaire [60-61].

Au Danemark, un des projets de recherche sur les capteurs hybrides PVT a été réalisé avec la participation des fabricants des capteurs solaires Batec, PV-compagny Racell et Esbensen Consulting engineers. En 2000, des capteurs PVT ont été étudiés et installés. D'autres études ont été effectuées pour déterminer le potentiel des capteurs PVT au Danemark [62-64]. Plusieurs configurations de capteurs hybrides PVT ont été effectuées à l'université de Patras, impliquant des études expérimentales comparatives sur les capteurs PVT recouverts et non recouverts, avec et sans réflecteurs [65-68]. Aussi une étude économique a été effectuée [69]. Le logiciel de simulation TRNSYS a été utilisé par Kalogirou pour modéliser les capteurs hybrides PVT [70] puis dans la simulation d'un système à thermosiphon [71]. Tripanagnostopoulos et Kalogirou ont étudié plusieurs configurations des capteurs hybrides à eau.

À Chypre, une étude numérique a été effectuée sur des capteurs hybrides PVT inclus dans un système à thermosiphon PVT [72] et une étude bibliographique était présentée [73,74]. Un système hybride composé de modules photovoltaïques et de capteurs thermiques a été construit et testé par Erdil et al. [75].

D'autres travaux sur la modélisation des capteurs hybrides PVT ont été effectués en coopération avec l'université de Patras [76,77]. À l'université de Rome, des travaux sur LCA et PVT ont été menés par Frankl et Battisti [78]. Ces études ont été poursuivies plus tard en

coopération avec l'université de Patras [79,80]. À l'université d'Oslo, une étude analytique a été effectuée [81] et, ainsi qu'avec SolarNor pour une étude sur un capteur PVT en polymère [82-84]. En Suisse, dans un projet avec l'université de Neuchâtel et d'Ernst Schweizer AG, des recherches ont été effectuées sur la caractérisation optique du module photovoltaïque pour des applications en PVT par Platz [85] et dans un projet avec EPFL, Enecolo et Ernst Schweizer AG une vue d'ensemble sur la technologie des capteurs PVT et une étude optique ont été effectuées par Affolter [86]. Pour la Corse, Mattei et al. [87] ont étudié le capteur hybride PVT non vitré. En Hongrie, un PVT non vitré a été construit par l'université technique de Budapest et de SOLART systèmes Ltd de, en utilisant des feuilles et des tubes en aluminium et une couche absorbante au-dessous du module photovoltaïque [88]. Vokas et al. [89] a conclu dans ces travaux que le capteur hybride PVT a un rendement thermique inférieur de 9% à celui du capteur thermique plan classique.

Au Japon, plusieurs études ont été effectuées, comme un projet de démonstration de PVT [90], une étude de capteurs PVT [91] et des études sur les capteurs PVT associant à une pompe à chaleur [92-94]. Huang et al. [95,96] ont effectué une étude sur le capteur PVT non vitré à l'université nationale de Taiwan. À l'université de ville de Hong Kong, Chow [97,98] ont établi un modèle dynamique pour un capteur PVT, qui a été utilisé pour calculer les performances d'un système à thermosiphon. À l'université des Sciences et de technologie de la Chine, en coopération avec Chow, Ji et al. [99-101] ont effectué une étude de sensibilité pour ces systèmes et HE et al. [102] donnent les résultats expérimentaux. Les travaux de Chow et son équipe sur les capteurs hybrides se sont accentués durant les deux dernières années [103,104]. Ils portent essentiellement sur l'étude de l'intégration des capteurs hybrides PVT dans les façades des immeubles et sur les systèmes énergétiques à thermosiphon pour le chauffage de l'eau. Jie Ji et al. [105] ont étudié la sensibilité d'un système de chauffage de l'eau sanitaire par des capteurs hybrides PVT.

En Inde, les efforts de recherches ont été accentués sur les applications autonomes des capteurs PVT dans des systèmes à thermosiphon, qui ont été en grande partie effectués au centre des études d'énergies de l'Institut de la technologie indien à New Delhi et à l'université de Delhi [106-109]. Tiwari et al. [110,111] ont développé un modèle thermique d'un système intégrant des cellules photovoltaïques et capteurs thermiques (IPVTS) pour le chauffage de l'eau et de l'air. Le modèle décrit est en fonction des paramètres météorologiques et des composants du système. Une étude d'un système à base de capteurs hybride PVT a été appliquée par Dubey et al. [112] pour le chauffage de 200 litres d'eau. Ce système a été testé dans les conditions externes du climat de New Delhi. Récemment deux types de capteurs

hybrides basés sur deux modules photovoltaïques différents pour la comparaison ont été étudiés par Joshi et al. [113]. Il s'agit du module photovoltaïque avec verre-*tedlar* et du module avec verre-verre. La deuxième configuration du capteur verre-verre a donné les meilleures performances thermiques par rapport à la première.

En Thaïlande, l'Agence nationale de développement de la Science et de technologie a développé des capteurs PVT avec du silicium amorphe. Trois types de prototypes recouverts ont été testés [114,115]. Au Brésil, Krauter a fait des mesures sur des modules photovoltaïques non vitrés intégrés dans une façade avec un système de refroidissement intégré de propylène, dans le but du refroidissement des modules photovoltaïques et du chauffage d'eau [116,117].

En Algérie, le premier prototype du capteur hybride PVT a été étudié et réalisé à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables à Ghardaïa par Touafek et al. [118-122]. Il s'agit de capteurs PVT de type eau avec un absorbeur en serpentin en cuivre. Les études portaient sur la simulation numérique et des expérimentations sur site de plusieurs configurations (sans vitre et avec une, puis deux vitres supplémentaires).

Aux Etats-Unis, des travaux récents ont été menés avec le programme PV : BONUS [123]. Des projets sur la réalisation des capteurs PVT ont été effectués par les sociétés PowerLight et SDA. Le développement de PowerLight s'est concentré sur des modules flexibles. Cependant, les problèmes liés au coût de fabrication et à la fiabilité de produit ont mené à la décision de ne pas fabriquer le PVT [124]. Le projet de SDA (1997-2001) s'est concentré sur le développement d'un capteur PVT recouvert basé sur le module photovoltaïque amorphe United Solar et le capteur thermique SunEarth, pour être installés à l'université de l'Etat du Montana. Cependant, les tolérances de fabrication dans la production de l'absorbeur ont posé des problèmes pour l'intégration du module photovoltaïque. La production commerciale du PVT n'a pas été commencée parce que les investissements initiaux exigés par l'équipement étaient trop importants [125].

### **2.2.2. Capteurs hybrides PVT type air**

Une des premières applications des capteurs hybrides PVT à air était dans la maison solaire pilote appelé « Solar One », construite dans 1973/1974 à l'université du Delaware par le professeur Boer [126], qui à ce moment-là avait effectué des travaux sur le module photovoltaïque. Dans les façades et sur le toit de cette maison, des capteurs à air ont été intégrés, et quatre des 24 capteurs placés sur le toit ont été équipés des cellules de CdS/Cu<sub>2</sub>S [127]. Après le travail pilote du professeur Boer, vers la fin des années 70 et du début des

années 80, les principaux travaux de recherches sur les capteurs PVT à air ont été effectués par l'équipe de Hendrie [15,21,128] et également à Sandia et à l'université de Brown. À Sandia, la recherche a été effectuée dans l'effet de la température sur les performances électriques [27]. En 1982 à l'université de Brown, un bâtiment a été réalisé avec un capteur de PVT-air de 33.5 m<sup>2</sup> [129]. Peu de travaux de recherches sur les capteurs hybrides PVT ont été effectués durant les années quatre-vingt à l'exception des travaux de Komp et Reeser [130], qui ont travaillé sur les concentrateurs à PV-air. À partir du début des années 90, les recherches sur les capteurs hybrides PVT à air ont commencé à reprendre à travers le monde. Au Japon, Ito et Miura [131] ont fait des mesures sur des modules photovoltaïques partiellement transparents comme couverture supérieure d'un capteur à air non vitré. Des rendements thermiques ont été trouvés dans l'ordre de 40%, fortement dépendant de la vitesse du vent. En 1994, un capteur photovoltaïque-air, a été développé par la compagnie française Cythelia [132].

La compagnie allemande Grammer Solar solaire et la compagnie danoise Aidt Miljo ont développé un capteur hybride PVT à air avec une petite partie de cellules photovoltaïques [62]. Dans ce type de capteurs, seulement une petite partie de l'absorbeur est couverte de cellules photovoltaïques, afin d'alimenter le ventilateur. Au Canada, la société Conservall Engineering a développé le système PV-SOLARWALL avec Bechtel et CANMET. La recherche expérimentale sur des prototypes PV-Solarwall a été effectuée, y compris la détermination des performances thermiques et électriques [133]. Dans une coopération avec la société KIER, une évaluation du capteur perforé avec des cellules photovoltaïques est présentée par Naveed et al. [134]. En Italie, un programme de recherche et développement portant sur l'étude théorique expérimentale d'un capteur hybride PVT à air a été effectué par Aste et al. [135].

À l'université de Patras, la recherche a été faite sur un capteur PVT de type liquide et air [67]. Les performances optimales se sont avérées avec la configuration dans laquelle le module photovoltaïque est en contact direct avec l'absorbeur qui est en feuille-et-tube. L'optimisation des performances thermiques d'un capteur PVT à air en insérant une feuille mince dans le canal d'air a été étudiée expérimentalement [136-140] et numériquement [141]. L'étude de plusieurs configurations de capteurs à air a été faite par Tonui et al. [141-143]. Ces études portent sur les aspects modélisation numérique et réalisations expérimentales.

Aux Etats-Unis, à l'université de Miami, un projet de recherche de PhD sur les capteurs PVT à air à double passe a été effectué par Sopian [144], qui a continué ce travail à l'Université de Kebangsaan en Malaisie [145]. En plus, il a étudié un capteur à concentration à double passe

PV-air [146]. En Egypte, une étude de simulation comparant plusieurs configurations de capteurs PVT à air a été effectuée par Hegazy [147]. En Inde, la recherche a été effectuée à l'institut de technologie indien sur les capteurs PVT à air pour le séchage solaire [148,149]. Une étude paramétrique sur les capteurs PVT à air vitrés et non vitrés a été effectuée par Tiwari et Sodha [109], qui ont constaté que l'ajout de la vitre supplémentaire a presque doublé le rendement thermique utile, alors que le rendement électrique a chuté de 10% à 9% dû à la vitre supplémentaire, alors que Prakash [150] faisait une étude numérique paramétrique sur l'épaisseur des tuyaux et sur le débit massique dans un capteur hybride PVT. Plusieurs configurations de capteurs hybrides à air pour différents régimes d'utilisation (chaud et froid) ont été étudiées par l'équipe de Tiwari [151,152]. Dubev et al. [153] ont étudié deux types de modules photovoltaïques appliqués au climat de New Delhi.

À l'université de Cardiff, des travaux de recherches sur la modélisation d'espace d'air ont été effectués par Brinkworth et son équipe [154,155].

En Algérie, Touafek et al. [156,157] ont étudié le capteur à air non recouvert de vitre supplémentaire puis recouvert de une et de deux vitres. Ils ont remarqué que les performances thermiques augmentent avec l'ajout de vitres mais que les performances électriques diminuent en conséquence.

En France, dans le cadre du programme national de recherche Energie du CNRS, le capteur solaire hybride PVT intégré dans le bâtiment a été démarré avec la participation de GENEC, l'Ecole de Mines de Paris, l'Ecole Normale Supérieure de Cachan et les universités de Lyon, de Savoie et de Cergy. Un outil de TRNSYS pour la simulation de capteurs hybrides PVT a été développé [158,159]. Dans les Pays Bas, ECN a fait une étude expérimentale et numérique sur un toit. Une grande quantité de travaux de recherches ont été effectués en Australie sur l'intégration des modules photovoltaïques dans les façades des immeubles, et un projet de PhD a été effectué, qui comprend la modélisation numérique et une validation expérimentale [160-162]. Au Japon, Takashima et al. [163] ont effectué une étude théorique sur un module photovoltaïque placé sur un toit refroidi par convection naturelle. Une étude sur des éléments de capteurs hybride PVT intégré dans des façades a été effectuée à l'université du Hokkaido [164], ayant pour résultat des rendements thermiques de 20-22% pour les capteurs non recouverts et de 29-37% pour les capteurs recouverts.

### 2.3 Circuit équivalent et modèle mathématique de la cellule photovoltaïque

Nous avons choisi le modèle à cinq paramètres [165] fréquemment utilisé afin de décrire les paramètres électriques d'une cellule photovoltaïque. En effet ce modèle prend en compte les différentes résistances internes, (Figure 2.1) [5,6].

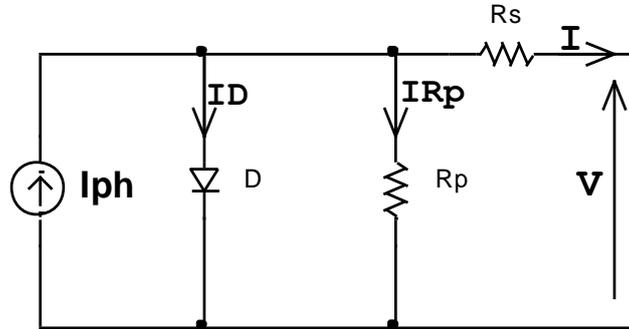


Figure 2.1 : Circuit équivalent d'un capteur solaire photovoltaïque

$R_p$  est la résistance shunt qui modélise les fuites par l'effet de bord autour du capteur photovoltaïque ;  $R_s$  prend en considération les contacts ohmiques entre le métal et le semi-conducteur ainsi que la résistance intrinsèque du silicium ;  $I_{ph}$  est le courant photovoltaïque engendré par les radiations lumineuses, et la diode  $D$  représente la jonction  $PN$  de la cellule. Les cinq paramètres de ce modèle sont donc :  $I_{ph}, I_0, R_s, R_p$  et  $\alpha$

Le courant qui passe dans la résistance  $R_p$  est donné par :

$$I_{Rp} = \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.1)$$

L'expression de la caractéristique  $I(V)$  est:

$$I = I_{ph} - I_0 \left( \exp\left(\frac{e(V + IR_s)}{\alpha k T}\right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.2)$$

Avec  $R_s$  la résistance série de la cellule ( $\Omega$ ),  $R_p$  la résistance parallèle ( $\Omega$ ),  $\alpha$  facteur d'idéalité,  $T$  la température de la cellule (K),  $e$  la charge élémentaire d'électron ( $1.6021 \cdot 10^{-19}$  C),  $k$  la constante de Boltzmann ( $1.3854 \cdot 10^{-23}$  JK<sup>-1</sup>).

La caractéristique  $I=f(V)$ , ainsi que la courbe  $P=f(V)$  (figure 2.2) permet d'obtenir les paramètres fondamentaux suivants :

- ▶ Courant de court-circuit  $I_{sc}$ , c'est le courant maximum généré par la cellule ; il est produit lorsqu'elle est soumise à un court circuit avec une tension nulle, puisque  $R_s \ll R_p$  on peut mettre  $I_{sc} \approx I_{ph}$
- ▶ Tension à circuit ouvert  $V_{oc}$  ; c'est la tension aux bornes de la cellule sans charge où le courant généré est nul. Elle reflète la tension de seuil de la jonction  $PN$ . En négligeant le courant qui passe dans la résistance parallèle  $R_p$ ,  $V_{oc}$  est exprimée comme

$$\text{suit :} \quad V_{oc} = \frac{\alpha k T}{e} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) = V_t \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \quad (2.3)$$

Où  $V_t = \frac{\alpha k T}{e}$  connue sous le nom de tension thermique et  $I_0$  le courant de saturation de la diode  $D$ .

- ▶ Point de puissance maximale, c'est le point de fonctionnement  $(V_{mp}, I_{mp})$  où la cellule solaire génère sa puissance maximale :  $P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$ .
- ▶ Facteur de remplissage  $FF$  (*Fill Factor* en anglais) ; il correspond au rapport de la puissance maximale sur le produit de  $V_{oc}$  et  $I_{sc}$ ,  $FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$

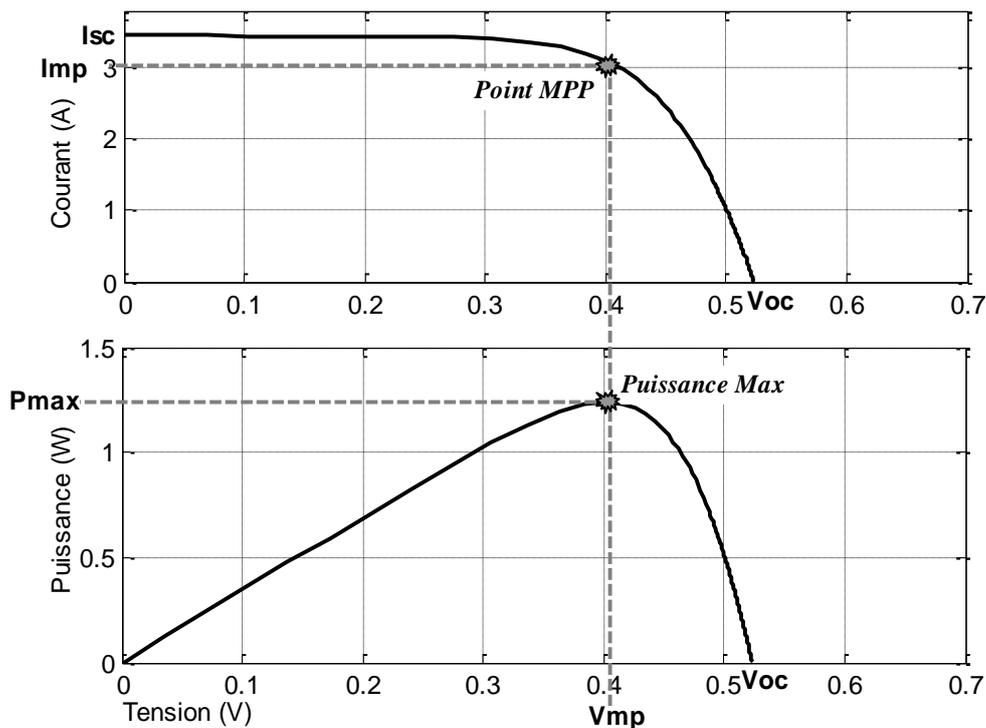


Figure 2.2 : Caractéristiques  $I = f(V)$  et  $P = f(V)$  d'une cellule solaire pour un ensoleillement et une température donnés

## 2.4. Rendement de la cellule photovoltaïque

Le rendement de la cellule photovoltaïque est le rapport de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, qui est égal au rapport de la puissance maximale de sortie sur la puissance des radiations lumineuses.

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (2.4)$$

Où  $P_{in}$  est la puissance d'entrée qui est l'éclairement incident sur le capteur par unité de surface.

## 2.5. Modèle de la température de la cellule photovoltaïque

Le rendement électrique des capteurs photovoltaïques diminue linéairement avec la température de la cellule [7,8].

L'augmentation de la température des capteurs photovoltaïques au silicium diminue leur puissance de sortie de -0.3%/K à -0.5%/K [9]

Dans les applications stationnaires S. Krauter et son équipe [166] ont conclu dans une étude qu'une ventilation active par convection forcée de 2 m/s dans les façades des immeubles réduit la température de fonctionnement de la cellule photovoltaïque de 18K, ce qui va augmenter de 7.2% la production électrique en comparaison avec les façades photovoltaïques non ventilées.

En négligeant les effets de l'inertie thermique du capteur dans les processus transitoires, les effets non linéaires du rayonnement thermique et la présence de vents élevés, la température de la cellule photovoltaïque (T) peut être exprimée approximativement comme une fonction linéaire de la température ambiante ( $T_a$ ) et de l'éclairement G [5] :

$$T = T_a + \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G \quad (2.5)$$

Où NOCT est la température de fonctionnement nominale de la cellule (Nominal Operating Cell Temperature) en °C, définie comme étant la température qu'atteignent les cellules lorsque G est de 800 W/m<sup>2</sup>, Ta de 20°C, la vitesse du vent de 1m/s et la distribution spectrale égale à AM 1,5.

L'équation (2.5) montre clairement que la température de la cellule du capteur photovoltaïque est liée totalement à la température ambiante et à l'éclairement. Un bon éclairement augmentera le courant électrique produit par le capteur, l'idéal pour un capteur photovoltaïque étant de fonctionner à éclairement maximum et à faible température. Il faut donc avoir un moyen d'abaisser la température de fonctionnement du capteur photovoltaïque pour qu'il fonctionne dans de bonnes conditions.

## 2.6. Performances électriques des capteurs hybrides

On obtient les performances électriques des capteurs hybrides en traçant la caractéristique instantanée  $I=f(V)$  du capteur. Cette caractéristique nous fournira les paramètres électriques du capteur (les résistances série et parallèle) selon le modèle électrique du capteur hybride ainsi que le point de puissance maximum ( $P_m$ ).

Le modèle à cinq paramètres du capteur hybride est similaire à celui du capteur photovoltaïque classique (figure1.3).

Le rendement électrique du capteur hybride se calcule de la même façon que celui du capteur photovoltaïque classique. C'est le rapport entre la puissance utile ( $P_m$ ) de sortie du capteur et la puissance d'entrée qui est l'éclairement solaire par unité de surface ( $G \cdot S$ ).

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{in}} = \frac{V_m \cdot I_m}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{G \cdot S} \quad (2.6)$$

Tel que :

$V_m$  : Tension maximum du capteur hybride

$I_m$  : Courant maximum délivré par le capteur hybride

$V_{oc}$  : Tension du circuit ouvert du capteur hybride

$I_{sc}$  : Courant de court circuit du capteur hybride

FF: Facteur de remplissage FF (Fill Factor en anglais) ; il correspond au rapport de puissance maximale sur le produit de  $V_{oc}$  et  $I_{sc}$ , et reflète la qualité de la cellule par rapport à une cellule idéale ( $FF = 1$ ).

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.7)$$

Pour les capteurs hybrides on considère le rendement total qui est la somme du rendement électrique et du rendement thermique pour des conditions de rayonnement choisies.

## **2.7. Comparaison entre les performances du capteur hybride et le capteur thermique plan**

Pour déterminer les performances instantanées d'un capteur solaire, il existe plusieurs standards de tests basés essentiellement sur l'établissement d'un bilan thermique en régime quasi-permanents.

Les principaux standards destinés aux tests des capteurs solaires thermiques sont :

- ASHRAE 93-77
- Recommendation for European solar collector tests methods
- Australian standard 2535-198

Ces standards sont appliqués dans le cas des capteurs thermiques dont:

- Les températures d'entrée du fluide sont inférieures à 90°C.
- Des bancs d'essais à circuit secondaire ouvert.
- Capteurs plans avec couvertures.
- Capteurs sans réflecteurs.
- Fluide caloporteur limité à l'eau ou à l'air.

Pour pouvoir comparer les performances thermiques du capteur hybride par rapport au capteur classique nous avons calculé son rendement thermique à partir des données expérimentales obtenues selon le standard ASHRAE 93-77.

Le standard ASHRAE 93-77 est basé sur la relation exprimant le rendement instantané du capteur, supposée de la forme d'un polynôme du premier degré en fonction de la quantité  $((T_i - T_a)/G)$  tel que  $T_i$  est la température d'entrée du fluide et  $T_a$  est la température ambiante,  $G$  étant le rayonnement global incident sur le plan du capteur.

Dans ce standard on prend :

- La différence de température ( $T_{out}-T_{in}$ ) en °C.
- Le débit massique du fluide caloporteur en Kg/s.
- Le rayonnement solaire en W/m<sup>2</sup>.
- La vitesse du vent en m/s.

## 2.8. Performances thermiques des capteurs hybrides

Les paramètres nécessaires pour la détermination des performances thermiques du capteur hybride sont les températures d'entrée et de sortie, la température ambiante et le volume de fluide qui coule à travers le capteur, ainsi que l'irradiation solaire et la vitesse du vent.

Durant les tests, le capteur hybride doit être connecté à une charge électrique qui simule son fonctionnement normal. Les expériences doivent être faites dans l'état stable vers midi ( $\pm 2$  heures), avec le système orienté au soleil pour assurer une valeur constante de l'intensité de l'éclairement solaire incident.

La variation de l'intensité de l'éclairement solaire ne doit pas dépasser  $\pm 20 \text{ Wm}^{-2}$ , avec une variation du rayonnement diffus jusqu'à approximativement 25% du rayonnement global. La variation de la température ne doit pas dépasser  $\pm 1 \text{ K}$  et la variation de la vitesse du vent  $\pm 0.5 \text{ ms}^{-1}$  dans la gamme de  $1-2 \text{ ms}^{-1}$ .

Comme pour les capteurs solaires thermiques, le rendement thermique d'un capteur hybride est exprimé en fonction de la température réduite  $T^*$  telle que:

$$T^* = \frac{T_{in} - T_a}{G} \quad (2.8)$$

Avec :

$T_{in}$  : Température d'entrée

$T_a$  : Température ambiante

$G$  : Eclairement solaire

L'énergie utile fournie par le capteur thermique plan est calculée par plusieurs manières :

$$q_u = A \cdot F_R (\tau \alpha G - U_L (T_i - T_a)) \quad (2.9)$$

Ou :  $A$  est la surface du capteur,  $F_R$  est le facteur de perte de chaleur qui dépend de la géométrie du capteur,  $\alpha$  est le facteur d'absorptivité du rayonnement,  $\tau$  est le coefficient de transmittivité ;  $G$  est l'éclairement global incident sur le plan du capteur,  $U_L$  est le coefficient de perte de chaleur,  $T_i$  est la température d'entrée du fluide et  $T_a$  est la température ambiante.

Cette équation va être modifiée pour le cas des capteurs hybrides car en fait une partie du rayonnement absorbé est convertie en énergie électrique, l'énergie utile est donc.

$$q_u = A \cdot F_R (\tau \alpha^* G - U_L (T_i - T_a)) \quad (2.10)$$

Tel que  $\alpha^*$  est le facteur d'absorption exprimé par :

$$\alpha^* = \alpha - \eta_{pv} \quad (2.11)$$

Le facteur d'absorptivité  $\alpha$  d'un capteur solaire thermique est plus grand que celui d'un capteur hybride à cause de la présence d'une couche sélective sur l'absorbeur du capteur solaire thermique. Une telle couche n'est pas présente à la surface du capteur hybride.

Le rendement thermique du capteur hybride est déterminé expérimentalement par la formule suivante :

$$\eta = \frac{\dot{m} C_p (T_{out} - T_{in})}{A \cdot G} \quad (2.12)$$

Avec :

$A$  : Surface du capteur en [m<sup>2</sup>].

$G$  : Eclairement global en [W/m<sup>2</sup>].

$\dot{m}$  : Débit massique du fluide caloporteur en [Kg/s].

$C_p$  : Chaleur spécifique de l'eau en [J/Kg K].

$T_{out}$  : Température de sortie du fluide.

$T_{in}$  : Température d'entrée du fluide.

$\eta$  : Rendement thermique du capteur en %.

Dans le standard le standard ASHRAE 93-77 le rendement thermique est un polynôme de premier degré.

Le standard ASHRAE 93-86 [13] et le document SRCC RM-1 [14] donnent le standard test à réaliser pour la détermination des performances du capteur thermique. La procédure

générale est que les tests se font sous des conditions presque stables et de relever les données nécessaires pour l'analyse. Bien que ces deux normes soient différentes dans les détails, les traits essentiels de leurs procédures peuvent être résumés comme suit :

En générale, on mesure :

- La température d'entrée du fluide ( $T_i$ )
- La température de sortie du fluide ( $T_o$ )
- Le débit ( $m$ )
- L'éclairement mesuré par un pyranomètre ( $G$ )
- La vitesse du vent ( $v$ ) et sa direction

Le rendement thermique est calculé par :

$$\eta = \frac{Q_u}{A \cdot G} = \frac{\dot{m} C_p (T_o - T_i)}{A \cdot G}$$

Les tests se font au voisinage de midi, quand le ciel est clair (relativement) et les rayons solaires sont directement dirigés vers le capteur. Les tests sont faits symétriquement autour de midi (une heure avant et une heure après).

Dans ces conditions, on calcule le rendement thermique instantané du capteur selon la formule (2.12) et on trace le graphe du rendement en fonction de  $T^*$  [ $m^2K/w$ ] tel que :

$$T^* = \frac{(T_i - T_a)}{G} \quad (2.13)$$

## 2.9. Conceptions et performances des capteurs hybrides PVT dans la littérature

On trouve dans la littérature plusieurs configurations sur la conception des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques. Ceci en fonction des améliorations apportées pour chaque configuration, tant sur l'aspect de fabrication (design) que sur l'aspect énergétique (rendement thermique et électrique). Dans ce qui suit, une description générale sur les aspects de conception des capteurs hybrides PVT est décrite. Les différents aspects à tenir en compte lors de fabrication de ces capteurs sont exposés.

### **2.9.1. Fabrication et design des capteurs PVT**

L'aspect le plus fondamentale pour fabriquer un capteur hybride PVT est de coller des cellules solaires ou un module photovoltaïque complet à l'absorbeur d'un capteur thermique plan commercial. Cette technique a été appliquée dans beaucoup de projets de recherche [30,44, 84]. L'inconvénient de coller des cellules photovoltaïque est le fait que le module photovoltaïque ne sera pas suffisamment protégé contre l'air ambiant (en particulier l'humidité). En plus il faut bien isoler les connexions électriques. Ces problèmes ne se produisent pas si un module photovoltaïque est relié à un absorbeur thermique, par exemple par le collage. Komp [167] a utilisé une feuille galvanisé comme absorbeur avec des tubes en cuivres pour la circulation du fluide. En plus, pour un absorbeur en feuille-et-tube, la soudure des tubes dans l'absorbeur peut endommager les cellules solaires, il faut donc manipuler avec prudence pendant l'assemblage du capteur PVT, ce qui nécessite un temps supplémentaire. Au lieu d'un absorbeur de feuille-et-tube, également une feuille en aluminium peut être utilisée [98]. Une autre configuration de l'absorbeur est l'utilisation d'une plaque en cuivre comme absorbeur dans laquelle est soudé un tuyau en forme de serpent en cuivre également [118-120].

Dans n'importe quelle technique choisie, on devrait faire attention que les cellules solaires utilisées peuvent résister aux températures qui se produisent dans les capteurs PVT, surtout dans le cas où on ajoute une vitre supplémentaire au dessous du capteur pour augmenter les performances thermiques. Ces températures peuvent être plus hautes que 130°C [50]. En plus, lors de la fabrication des capteurs hybrides PVT, il faut tenir compte des propriétés optiques des cellules photovoltaïques utilisés qui devraient être suffisamment bonnes. Des travaux de recherches ont été effectués sur des absorbeurs en plastique à haute résistance thermique [82]. Ces capteurs ont été utilisés pour développer un prototype de capteur PVT par Sandnes et Rekstad [84]. Affolter et al. [168] comparent différentes configurations pour l'absorbeur en plastique.

### **2.9.2. Rendement thermique des capteurs hybrides PVT**

Thermiquement, un capteur PVT est semblable à un capteur solaire thermique. Comme dans le cas d'un capteur thermique, un bon rendement exige une bonne absorption du rayonnement solaire et un bon transfert thermique. En outre, plus le niveau de température souhaité est élevé, plus le montant requis pour l'isolation est élevé. Des exemples de courbes des rendements thermiques et électriques typiques pour un capteur PVT sont indiquées dans la

figure 2.3 [169]. Les figures montrent clairement que le capteur recouvert d'une vitre supplémentaire a un rendement thermique plus élevée que le capteur non recouvert, particulièrement à températures réduites élevées. En outre pour des capteurs PVT à air, la littérature indique une forte augmentation du rendement thermique si une vitre est ajoutée [109]. En même temps, la vitre supplémentaire réduit légèrement le rendement électrique à cause des pertes additionnelles par réflexion. Les figures montrent également le rendement thermique d'un capteur thermique solaire conventionnel et le rendement électrique d'un module photovoltaïque.

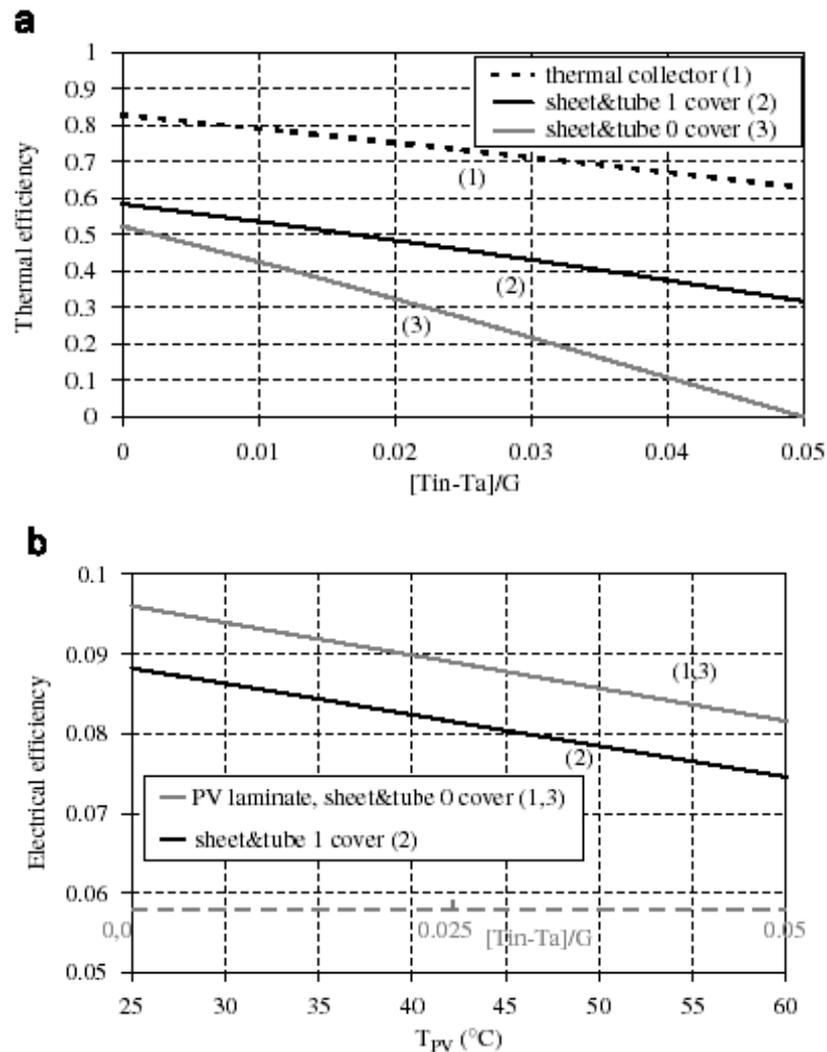


Figure 2.3 : Rendement du capteur hybride PVT type liquide, d'un capteur thermique et d'un module photovoltaïque.

(a) Rendement thermique (aucune production de l'électricité par le capteur PVT), (b) rendement électrique correspondant (bien que le rendement électrique soit en fonction de la température de capteur photovoltaïque et pas de la température réduite). Pour la comparaison,

un axe des abscisses secondaire est indiqué en pointillés, montrant la température réduite dans le cas où l'éclairement global incident vaut :  $G = 800 \text{ W/m}^2$ .

La courbe 1 montre que le rendement thermique d'un capteur hybride PVT est sensiblement inférieur à celui du capteur thermique conventionnel. Cette réduction du rendement thermique est due globalement à 3 raisons [170] :

1. Le facteur d'absorption du rayonnement solaire du capteur photovoltaïque est inférieur au facteur d'absorption d'un capteur thermique classique.
2. La couche haute des cellules photovoltaïques n'est pas spectralement sélective, ayant pour résultat de grandes pertes thermiques par rayonnement.
3. Pertes thermiques entre la surface des cellules solaires et l'absorbeur.

La figure 2.4 montre le mécanisme des pertes thermiques en fonction de la température réduite dans un capteur PVT recouvert, ces pertes sont à l'origine de la diminution du rendement thermique du capteur PVT par rapport au rendement du capteur thermique classique [169].

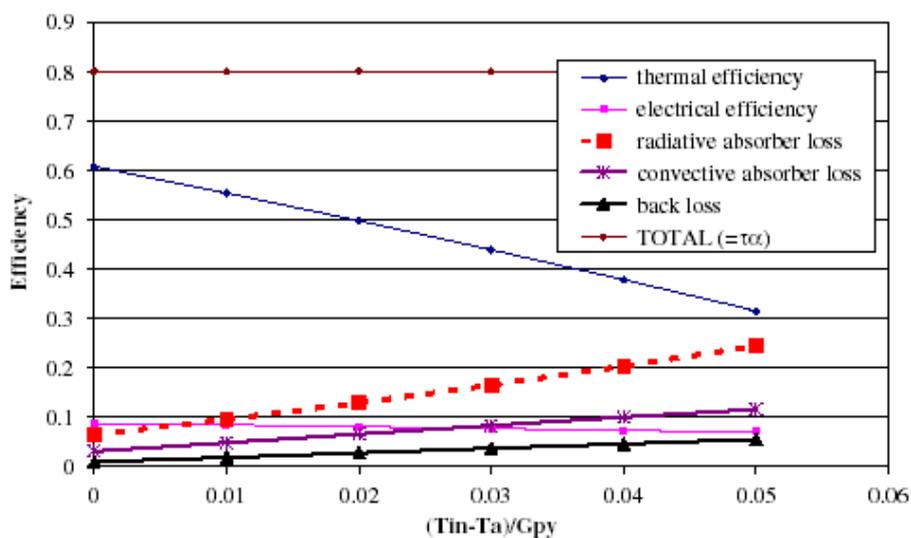


Figure 2.4: Pertes thermiques dans le capteur hybride PVT

Cette figure montre également la grande différence entre les pertes par rayonnement dans l'absorbeur du capteur hybride PVT par rapport aux pertes par convection.

La figure 2.5 montre l'influence du facteur d'absorption sur le rendement thermique des capteurs hybrides PVT.

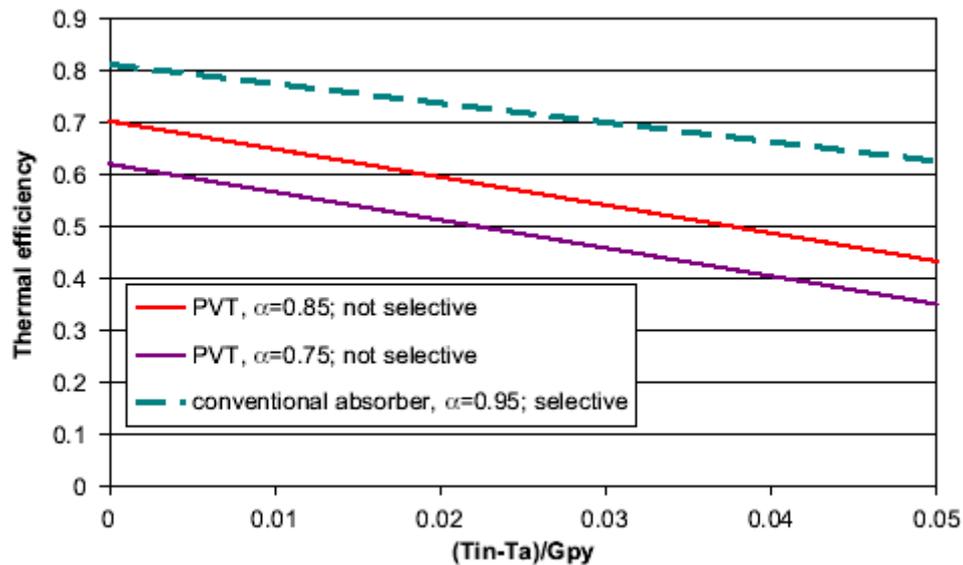


Figure 2.5 : Rendement thermique pour différents coefficients d'absorption

Les pertes qui sont à l'origine de la chute du rendement thermique dans les capteurs hybrides PVT sont essentiellement les pertes par rayonnement. Ces pertes sont minimisées dans le cas des capteurs plans par l'utilisation d'une couche sélective.

### 2.9.3. Pertes par réflexions dans le capteur hybride PVT

Le coefficient de transmission-absorption relativement faible est un mécanisme de perte important dans les capteurs hybrides PVT. Typiquement, les absorbeurs des capteurs thermiques solaires ont un coefficient d'absorption qui atteint 95%, alors que des absorbeurs des capteurs PVT existants sont limités à 75-85%, selon le type des cellules photovoltaïques et la surface absorbante. L'effet de la transmission-absorption sur le rendement est indiqué sur la courbe 3. Cinq aspects ont été trouvés dans la littérature sur l'amélioration de l'absorption des capteurs hybrides PVT :

1. Réduction de la réflexion au niveau de la vitre supérieure additionnelle (dans le cas du capteur recouvert).
2. Réduction de la réflexion sur la surface supérieure de l'absorbeur du capteur PVT.
3. Réduction de la réflexion au niveau des cellules photovoltaïques.
4. Augmentation de l'absorption au niveau des cellules photovoltaïques et au niveau du contact arrière
5. Augmentation de l'absorption au niveau de la surface opaque au-dessous du capteur photovoltaïque.

Pour les capteurs PVT recouverts, la réflexion au niveau de la couverture supérieure affecte le rendement électrique et thermique. Typiquement pour les capteurs thermiques recouverts conventionnels et capteurs PVT, le verre employé pour la couverture supérieure a une transmission d'environ 91-92%. Ces dernières années, le verre transparent à 96% est utilisé par les compagnies Flabeg et Sunarc. Ce verre convient à la vitre de capteur [171] et au vitrage du module photovoltaïque [172], et semble très intéressant pour les capteurs PVT [169]. Les couvertures en plastique offrent des économies, mais abaissent le rendement optique et la fiabilité inférieure (liées à la dilatation thermique et à la dégradation des UV) rendraient de tels matériaux moins appropriés pour les capteurs PVT. Dans la littérature sur les systèmes PVT, aucun capteur PVT avec des couvertures en plastique n'a été trouvé. Dans la recherche de Sandnes et de Rekstad [83], la couverture de polycarbonate de leur capteur de Solarnor a été remplacée avec une couverture de verre quand le capteur a été converti en PVT. Cependant, la recherche sur des matériaux en plastique approprié pour couverture continue [173].

Si des couvertures en plastique sont utilisées dans les capteurs hybrides PVT vitrés, le plastique doit résister à la température de stagnation.

En raison de la faible réflexion, une grande quantité de rayonnement solaire entre dans les cellules solaires du capteur PVT et les propriétés absorbantes de la cellule deviennent importantes. Le silicium cristallin est un bon absorbeur dans la gamme spectrale 0.5-1.1 micromètre. Mais il est presque transparent pour les longueurs d'ondes plus longues que 1.1 micromètre. Dans un capteur photovoltaïque, cette énergie de long-longueur d'onde n'est pas utile car elle ne peut pas contribuer à la génération de l'énergie électrique, mais pour un capteur PVT, cette énergie devrait être maintenue pour la production de la chaleur. Dans le cas des cellules solaires en silicium cristallin, seulement environ 70% du spectre solaire (pour les énergies supérieur au band gap) est absorbé par le silicium, dû à ses propriétés intrinsèques. Pour la partie où l'énergie est inférieure au band gap, Santbergen et Van Zolingen [57] indiquent le rôle important de l'absorption libre des porteurs. L'absorption libre de porteurs est induite par le dopage du silicium. Cette absorption contribuera à la production de la chaleur dans la cellule.

Des mesures d'absorption ont été effectuées par Platz et al. [85] et Affolter et al. [86]. Pour différents types de cellules en silicium amorphe. Affolter a trouvé que l'absorption du spectre solaire varie entre 71% et 91%. Platz a trouvé cette absorption dans la gamme de 78-85% pour les cellules en silicium amorphe, alors que 88% était trouvé pour une cellule en silicium polycristallin.

En résumé, diverses méthodes ont été étudiées par plusieurs auteurs qui ont pour but de réduire la réflexion du rayonnement de long-longueur d'onde par le capteur photovoltaïque : texturisation du silicium pour réduire la réflexion [57,58, 174], piégeage de la lumière dans les cellules solaires, augmentation de la transmission arrière, en utilisant une surface absorbante en dessous [90].

#### **2.9.4. Résistance thermique dans les capteurs hybrides PVT**

Van der Ree [42] a étudié le module photovoltaïque couplé à un absorbeur thermique en plastique. Une plaque en cuivre a été placée entre le module photovoltaïque et l'absorbeur pour améliorer le contact thermique. Il a trouvé que la pression exercée sur les côtés était plus grande qu'au milieu a fait augmenter la résistance thermique au milieu du capteur. Ceci a provoqué une différence de température de 13 °C entre la température moyenne du liquide et les cellules photovoltaïques et une diminution substantielle du rendement thermique. Le contact n'a pas pu être amélioré par une augmentation de la pression exercée par l'isolation arrière. Hendrie [15] a trouvé que pour une température moyenne du fluide de 28 °C, celle des cellules étaient de 63 °C pour le capteur PVT type liquide d'ARCO de première génération.

Le faible contact thermique a été également considéré comme un problème par Sudhakar et Sharon [175]. Il a trouvé une différence de température d'environ 15°C entre les cellules photovoltaïques et la température de sortie de l'eau pour leur capteur PVT non vitré.

Afin d'augmenter le transfert thermique, De Vries [44] a appliqué une colle en époxy d'oxyde d'aluminium pour relier un module photovoltaïque conventionnel à un absorbeur en feuille et tubes. Dû à l'oxyde d'aluminium, la colle avait une conductibilité thermique de 0.85 W/m K mais dans la pratique une valeur plus basse a été trouvée. Ceci a mené au coefficient de transfert thermique de 45 W/m<sup>2</sup> K entre les cellules et l'absorbeur. Le modèle numérique a indiqué que cette résistance thermique a réduit le rendement moyen annuel de son capteur PVT type liquide de 4% (de 37% à 33%).

Raghuraman [128] a utilisé pour son système PVT type liquide des cellules solaires qui sont collées directement (aucun tedlar ou EVA dans l'intervalle) à la plaque d'absorbeur. Entre la plaque et les cellules, il existe une couche pour l'isolation électrique afin d'éviter de court-circuiter les cellules photovoltaïques. Cette colle est composée d'une couche plutôt épaisse de silicone spéciale. La conductivité thermique du silicone est 0.2 W/m K et l'épaisseur de la couche est de 0.5 centimètre, qui a comme conséquence un transfert thermique de 40 W/m<sup>2</sup> K. En raison de la résistance thermique élevée de cette couche, il a trouvé une différence de température de 12 °C entre l'absorbeur et les cellules photovoltaïques, ce qui réduit le

rendement thermique de plus de 10%. Suzuki et al. [30] ont expérimenté une colle en argent qu'il avait utilisé pour coller directement les cellules solaires à la plaque d'absorbeur. Afin d'isoler les cellules électriquement, il a créé une séparation galvanique entre les cellules solaires voisines en utilisant un absorbeur en plaque composé de pièces en métal séparées par un matériau non conducteur. Lalovic et al. [39] ont étudié l'effet des colles basé sur des adhésifs spéciaux pour coller les cellules à l'absorbeur thermique. Il affirme que cet adhésif a une bonne conductibilité thermique et reste stable et élastique à toutes les températures.

### **2.9.5. Transfert thermique de l'absorbeur au liquide dans les capteurs PVT**

Par convention, une conception en plaque et tube est employée pour les capteurs solaires plan. Le rendement thermique d'un capteur en feuille et tube dépend de son rapport de  $W/D$ , dans lequel  $W$  est la distance entre les tubes et  $D$  est le diamètre du tube. Le rapport de  $W/D$  utilisé en pratique est un compromis entre un bon transfert thermique et le cout. Cependant, l'optimum pour un système PVT n'est pas nécessairement identique que pour un capteur thermique solaire conventionnel. En outre, on rend compte qu'une réduction du rapport de  $W/D$  a deux effets: l'augmentation du rendement dû à la longueur plus courte des tubes, l'autre est la diminution de la vitesse de circulation du fluide à l'intérieur des tubes dans le cas des tubes verticaux en parallèle (due à l'augmentation de la surface de circulation tout en maintenant constant le débit massique).

Dans des capteurs hybrides à air, l'air est toujours transporté à travers un canal. Cependant, le rendement thermique de ces capteurs est généralement faible par rapport au rendement des capteurs de type eau [169].

### **2.9.6. Rendement électrique des capteurs PVT**

Le rendement électrique d'un capteur hybride PVT recouvert d'une vitre supplémentaire est légèrement inférieur à celui d'un module photovoltaïque [118]. Ceci est en grande partie dû à la réflexion supplémentaire du rayonnement solaire provoqué par la couverture en verre additionnelle. En plus, la puissance électrique produite par le capteur hybride PVT est affectée par la température de l'absorbeur, mais dans la pratique cet effet peut être positif ou négatif, selon la conception thermique de système, en termes d'application et calcul des dimensions de système.

### **2.9.6.1. Type de cellules photovoltaïques**

Le rendement électrique dépend principalement du type du module photovoltaïque utilisé. Seulement des résultats sur des cellules en silicium amorphe et en silicium cristallin ont été trouvés dans la littérature des capteurs PVT. Les cellules au silicium cristallin ont un rendement électrique plus grand que celui des cellules en amorphe.

Tripanagnostopoulos et al. [68] présentent des mesures expérimentales sur des capteurs PVT type liquide et air contenant des cellules en silicium cristallin et amorphe. Il a trouvé qu'à la température réduite zéro, pour son capteur PVT liquide, un rendement de 55% pour le prototype de capteur PVT en Silicium cristallin et 60% pour l'amorphe, alors que pour son capteur PVT à air, le prototype en Silicium cristallin a un rendement de 38% et en silicium amorphe de 45%. Cependant, le rendement électrique pour les capteurs en silicium cristallin est de 12% et pour l'amorphe, il est de 6%. Un plus grand rendement thermique a été également trouvé pour du silicium amorphe par Ji et al. [100]. Cependant, dans d'autres travaux expérimentaux, le rendement thermique pour des capteurs en silicium amorphe est plus petit que celui des capteurs en silicium cristallin.

### **2.9.6.2. Effet de la température**

Le rendement des cellules en silicium cristallines diminue avec l'augmentation de la température. Considérant que la tension ouverte et le facteur de forme diminuent et le courant de court-circuit augmente légèrement.

Pour un capteur hybride PVT non vitré, cet effet est purement bénéfique, puisqu'il implique que les cellules photovoltaïques seront refroidies en comparaison à un module photovoltaïque conventionnel. Pour un capteur PVT vitré, l'effet de la température sera positif quand la température de l'eau de stockage est relativement froide et il est négatif quand l'eau stockée est réchauffé. Pour la production annuelle, typiquement, pour un capteur vitré à base de cellules en silicium multi-cristallin, l'effet de la température mène à une diminution de 2% de la production électrique annuelle pour le cas d'un capteur hybride PVT destiné au chauffage d'eau. Avec du silicium amorphe l'effet est encore inférieur [176].

Zondag et al. [45] ont comparé un module photovoltaïque conventionnel, un capteur hybride PVT non vitré et un capteur PVT vitré. Le rendement électrique annuel moyen s'est avéré égal à 7.2%, 7.6% et 6.6% respectivement. Krauter [60,61], a trouvé qu'au fort éclairement solaire une diminution de température du capteur photovoltaïque d'environ 20 °C engendre une augmentation de 9-12% de son rendement électrique. Naveed et al. [134] ont examiné

un système à PVT non vitré. Ils ont constaté qu'une réduction de la température de 3-9 °C a eu comme conséquence un rendement électrique amélioré, permettant une réduction de la surface totale des capteurs photovoltaïques de 25 à 23 m<sup>2</sup>.

### **2.10. Conclusion et objectif de la thèse**

Les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques ont été traité par plusieurs auteurs et dans plusieurs laboratoires de recherche de par le monde comme on l'a indiqué dans ce chapitre. Ceci témoigne de l'importance et de l'avenir de ces capteurs dans les systèmes énergétiques. Néanmoins plusieurs efforts restent à mener afin d'améliorer les performances thermiques et électriques de ces capteurs.

La résistance thermique entre la couche des cellules photovoltaïques et le fluide caloporteur circulant au dessous de l'absorbeur devrait être réduite au maximum. Un transfert à basse température a comme conséquence un grand gradient de température et donc une température élevée du capteur photovoltaïque. Ceci diminue le rendement thermique et électrique du capteur.

Dans ce travail l'effort est dirigé sur l'amélioration du transfert thermique entre la couche des cellules solaires et le fluide caloporteur. L'objectif est de réaliser un nouveau type de capteur hybride PVT de configuration simple et efficace, permettant une meilleure exploitation de la chaleur des cellules solaires. La nouvelle configuration de l'absorbeur de ce nouveau prototype permet d'augmenter les performances électriques par rapport aux capteurs hybrides existants. L'étude de ce nouveau capteur est détaillée. Un modèle mathématique est élaboré à travers la détermination du profil de température de chaque couche le constituant. Un prototype est réalisé et testé. Enfin ce nouveau capteur hybride est intégré dans un système énergétique global permettant l'alimentation en énergie électrique et thermique d'une charge puis le modèle est généralisé pour des applications de cogénérations.

## Chapitre 3

### Etude théorique et expérimentale du nouveau capteur hybride PVT à eau

#### 3.1. Introduction

Le nouveau capteur hybride PVT est une nouvelle approche qui a pour but de maximiser le rendement total de conversion avec un moindre coût par rapport aux capteurs hybrides classiques. L'objectif de ce chapitre est la modélisation du capteur d'une part à travers la détermination du profil de température pour chaque couche le constituant et d'autre part, la détermination de son rendement thermique instantané à travers le calcul du coefficient des pertes globales. La validation expérimentale est effectuée à travers le prototype du nouveau capteur réalisé. Une comparaison des performances thermiques et électriques est faite avec les capteurs hybrides classiques.

#### 3.2. Constitution et schéma

La figure 3.1 montre le schéma simplifié du nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique. Il est constitué d'un module photovoltaïque avec ses trois couches qui sont la couche de verre trempé, la couche des cellules avec l'EVA et la couche de tedlar. Le module photovoltaïque est de type monocristallin (UDTS50) de longueur 1.29 m et de largeur 0.33m et d'un absorbeur en acier galvanisé placé au dessous du module. Cet absorbeur est une enceinte contenant le fluide caloporteur qui peut être de l'air, de l'eau ou du glycol. Une isolation de tous les cotés du capteur hybride ainsi réalisé est nécessaire, elle permet de meilleures performances thermiques. Cette isolation est assurée par de la laine de verre.

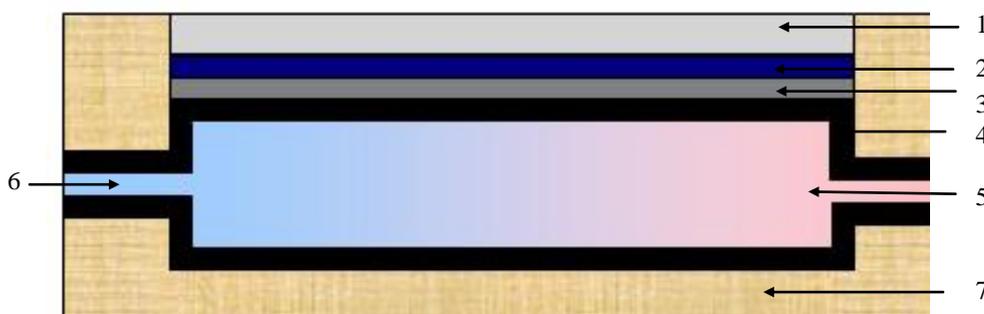


Figure 3.1 : Schéma simplifié du nouveau capteur PVT

Avec :

1. Verre trempé ; 2. Couche de cellules photovoltaïques ; 3. Couche de tedlar ; 4. L'absorbeur (acier galvanisé) ; 5. Sortie du fluide caloporteur; 6. Entrée du fluide caloporteur ; 7. Isolation

L'isolation latérale : 0.02 m en laine de verre. L'isolation arrière : 0.05 m en laine de verre.

La figure 3.2 montre une vue éclatée en trois dimensions de notre nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique ou on voit en plus clair les couches qui constituent le capteur.

Ce nouveau capteur est une conception originale. On pourra utiliser différents fluides caloporteurs (eau, air), en d'autres termes ce capteur peut être utilisé en capteur à eau ou à air et selon notre application, il suffit d'adapter son entrée et sa sortie, tout ceci se faisant à l'extérieur du capteur.

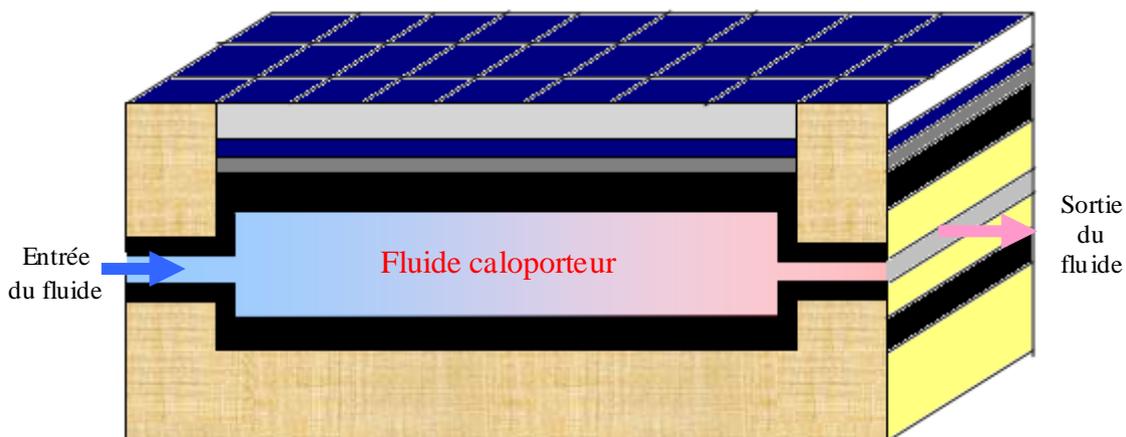


Figure 3.2 : Vue éclatée du nouveau capteur hybride PVT

Ce nouveau prototype de capteur hybride PVT [177, 178] est une nouvelle conception qui a pour objectif l'augmentation du rendement de conversion électrique et thermique tout en minimisant le coût de sa fabrication. À cet effet nous avons utilisé comme absorbeur de l'acier galvanisé qui a de bonnes caractéristiques thermiques et son prix est très faible par rapport au cuivre utilisé dans les capteurs classiques.

### 3.3. Modélisation numérique

Le capteur hybride photovoltaïque thermique produit de l'énergie électrique et calorifique, le rendement de conversion est la somme des rendements électriques et thermiques.

Nous allons effectuer en premier lieu un bilan thermique pour chaque couche constituant le capteur hybride photovoltaïque thermique, ceci pour trouver le profil de température et déterminer le rendement thermique puis électrique du capteur.

Nous supposons que le transfert thermique s'effectue en une seule direction de haut en bas et on néglige le transfert de chaleur par conduction vers les cotés du capteur.

La figure 3.3 montre le bilan énergétique utilisé pour les différentes couches constituant le capteur hybride. Les notations sont les suivantes :

Q1 : Energie émise par le soleil sur le plan du capteur hybride

Q2 : Energie émise par le ciel par rayonnement sur le plan du capteur hybride

Q3 : Energie émise par l'air ambiant par convection sur le plan du capteur hybride

Q4 : Energie émise par le sol par rayonnement sur le plan du capteur hybride

Q5 : Energie émise par le soleil par rayonnement et absorbée par les cellules solaires.

Q6 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la vitre à la couche des cellules solaires

Q7 : Quantité de chaleur transmise par conduction la couche haute des cellules solaires à la couche basse.

Q8 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la couche basse des cellules solaires à la surface basse du tedlar.

Q9 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la couche du tedlar à la couche haute de l'absorbeur.

Q10 : Quantité de chaleur transmise par rayonnement de la couche haute de l'absorbeur à la couche basse de l'absorbeur.

Q11 : Quantité de chaleur transmise par convection de la couche haute de l'absorbeur au fluide caloporteur.

Q12 : Quantité de chaleur transmise par convection du fluide caloporteur à la couche basse de l'absorbeur.

Q13 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la couche basse de l'absorbeur à la face arrière du capteur hybride.

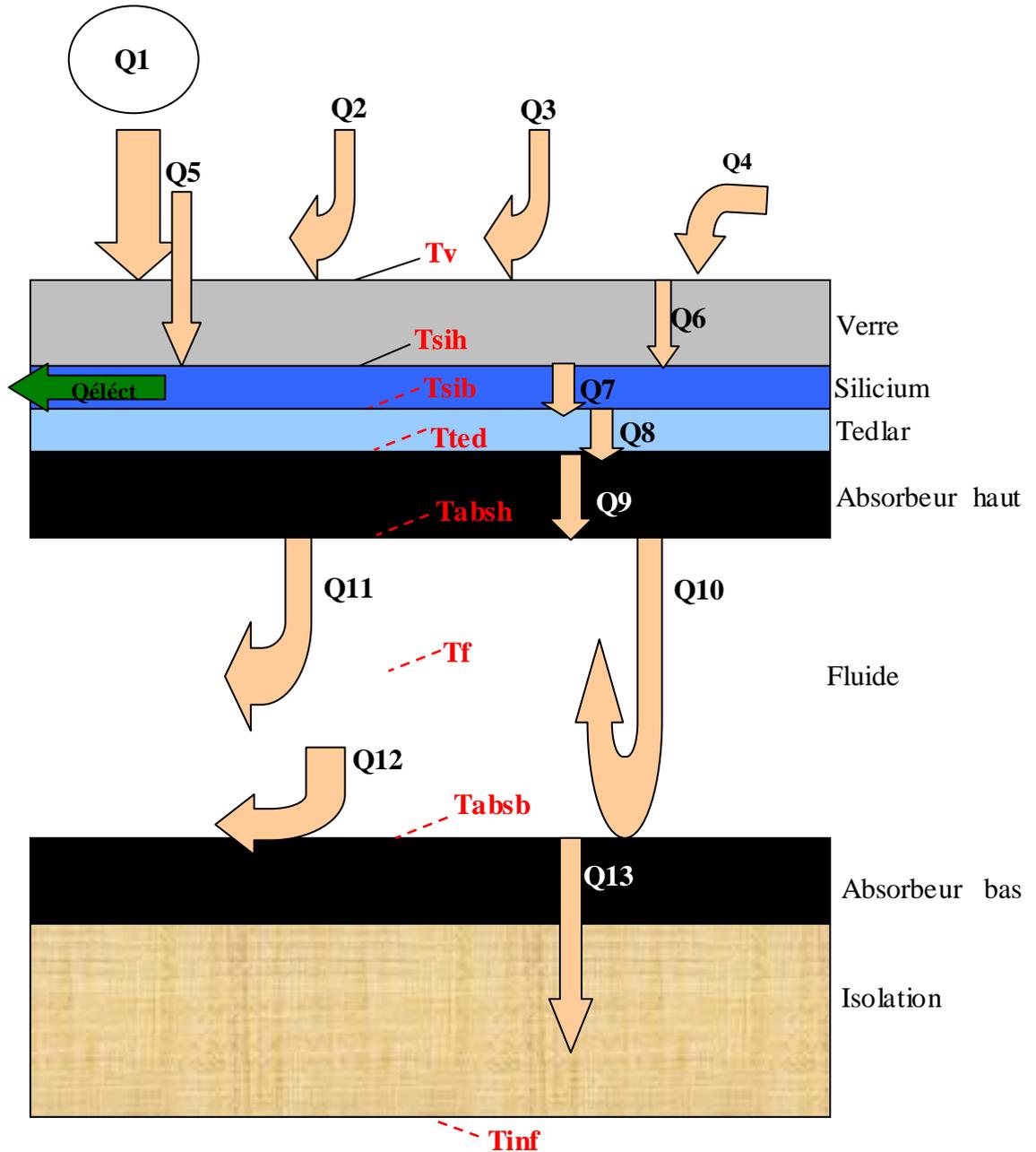


Figure 3.3 : Bilan énergétique du capteur hybride PVT

Nous avons en tout sept couches : trois couches constituant le module photovoltaïque (Verre trempé, cellules au silicium, tedlar), couche de la partie haute de l'absorbteur, le fluide caloporteur, la couche basse de l'absorbteur et enfin la couche de l'isolation.

Les températures que nous allons calculer sont celles de la surface supérieure de la vitre ( $Tv$ ), la température de la face haute et basse de la couche des cellules solaires (respectivement  $Tsih$  et  $Tsih$ ), la température de la surface basse de la couche de tedlar ( $Tted$ ), la température

de la partie haute de l'absorbeur ( $T_{absh}$ ), la température moyenne du fluide caloporteur ( $T_f$ ), la température de la partie basse de l'absorbeur ( $T_{absb}$ ) et enfin la température externe du capteur au dessous de l'isolation ( $T_{inf}$ ).

Le bilan énergétique nous donne ce qui suit :

Au niveau de la surface haute de la couche du verre, l'énergie reçue par la vitre étant celle des irradiances solaires plus une quantité de chaleur transmise à partir du ciel (à une certaine longueur d'onde) par rayonnement et à partir de l'air ambiant par convection plus un échange par rayonnement avec le sol, et comme pertes il y a principalement une quantité de chaleur transmise à la couche des cellules solaires par conduction. En négligeant la partie du rayonnement réfléchi par la vitre vers l'extérieur, nous avons :

$$M_v.C_v.\frac{dT_v}{dt} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 - Q_6 \quad (3.1)$$

Au niveau de la surface haute de la couche des cellules solaires, nous avons l'échange par conduction à partir de la vitre et une partie du rayonnement solaire (puisque la vitre est transparente). Pour les pertes nous avons la quantité de chaleur transmise par conduction à la face basse de la couche des cellules solaires, ce qui donne :

$$M_{si}.C_{si}.\frac{dT_{sih}}{dt} = Q_5 + Q_6 - Q_7 \quad (3.2)$$

Au niveau de la surface basse de la couche des cellules solaires, nous avons l'échange par conduction à partir de la couche haute des cellules solaires et pour les pertes nous avons l'énergie électrique produite par le capteur hybride PVT et la quantité de chaleur transmise par conduction à la couche de tedlar. Si on néglige la transmission par convection et par rayonnement, nous avons :

$$M_{si}.C_{si}.\frac{dT_{sib}}{dt} = Q_7 - Q_{élect} - Q_8 \quad (3.3)$$

Au niveau de la surface basse de la couche de tedlar nous avons l'échange par conduction à partir de la couche des cellules solaires et comme perte vers la couche haute de l'absorbeur une quantité de chaleur transmise par conduction, on néglige la transmission par convection et par rayonnement, nous avons :

$$M_{ted.Cted} \cdot \frac{dT_{ted}}{dt} = Q_8 - Q_9 \quad (3.4)$$

Au niveau de la surface haute de la couche de l'absorbeur qui contient le fluide caloporteur nous avons l'échange par conduction à partir de la couche de tedlar et comme perte vers le fluide une quantité de chaleur transmise par convection et par rayonnement, nous avons :

$$M_{abs.Cabs} \cdot \frac{dT_{absh}}{dt} = Q_9 - Q_{10} - Q_{11} \quad (3.5)$$

Pour le fluide caloporteur qui peut être de l'eau, de l'air ou du glycol, nous avons l'échange par convection à partir de la couche haute de l'absorbeur et comme perte vers la couche basse de l'absorbeur une quantité de chaleur transmise par convection, nous avons :

$$M_f.C_f \cdot \frac{dT_f}{dt} = Q_{11} - Q_{12} \quad (3.6)$$

Au niveau de la surface basse de la couche de l'absorbeur nous avons un gain en énergie par convection à partir du fluide caloporteur et par rayonnement de la partie haute de l'absorbeur, et comme perte vers la couche contenant l'isolation une quantité de chaleur transmise par conduction, nous avons :

$$M_{abs.Cabs} \cdot \frac{dT_{absb}}{dt} = Q_{12} + Q_{10} - Q_{13} \quad (3.7)$$

La masse étant égale à la masse volumique multipliée par le volume, en remplaçant les différentes quantités de chaleurs dans les équations précédentes (de 1 à 7), nous aurons le système d'équations suivant :

- Surface haute de la Vitre :

$$\rho_v V_v C_v \frac{dT_v}{dt} = \alpha \cdot S \cdot G + h_{rvc} \cdot S \cdot (T_c - T_v) + h_{cvvamb} \cdot S \cdot (T_{amb} - T_v) + h_{rvsol} \cdot S \cdot (T_{solex} - T_v) - \frac{\lambda_v}{e_v} \cdot S \cdot (T_v - T_{sih}) \quad (3.8)$$

- Surface haute des cellules solaires :

$$\rho_{si} V_{si} C_{si} \frac{dT_{sih}}{dt} = \tau \cdot \alpha \cdot S \cdot G + \frac{\lambda_v}{e_v} \cdot S \cdot (T_v - T_{sih}) - \frac{\lambda_{si}}{e_{si}} \cdot S \cdot (T_{sih} - T_{sib}) \quad (3.9)$$

- Surface basse de la couche des cellules solaires :

La puissance électrique produite par le capteur hybride PVT est donnée par l'équation suivante [169] :

$$Q_{elec} = Q_{soleil} \cdot \eta_{réf} \cdot \exp(\beta(T_{sib} - T_{réf})) / \alpha_{si} \quad (3.10)$$

Avec ;  $Q_{soleil}$  est la puissance absorbée par les cellules solaires au silicium constituant le capteur hybride PVT, elle est donnée par l'équation suivante :

$$Q_{soleil} = \tau_v \cdot \alpha_{si} \cdot G \cdot S \quad (3.11)$$

Où ;  $G$  est l'éclairement global reçu sur le plan du capteur.

$$\rho_{si} \cdot V_{si} \cdot C_{si} \frac{dT_{sib}}{dt} = \frac{\lambda_{si}}{e_{si}} \cdot S \cdot (T_{sih} - T_{sib}) - \tau_v \cdot S \cdot G \cdot \exp(T_{sib} - T_{réf}) - \frac{\lambda_{ted}}{e_{ted}} \cdot S \cdot (T_{sib} - T_{ted}) \quad (3.12)$$

Surface basse de la couche de tedlar :

$$\rho_{ted} \cdot V_{ted} \cdot C_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = \frac{\lambda_{ted}}{e_{ted}} \cdot S \cdot (T_{sib} - T_{ted}) - \frac{\lambda_{abs}}{e_{abs}} \cdot S \cdot (T_{ted} - T_{absh}) \quad (3.13)$$

Partie haute de l'absorbeur :

$$\rho_{abs} \cdot V_{abs} \cdot C_{abs} \frac{dT_{absh}}{dt} = \frac{\lambda_{abs}}{e_{abs}} \cdot S \cdot (T_{ted} - T_{absh}) - h_{cvabsfluid} \cdot S \cdot (T_{absh} - T_f) - \delta \cdot S \cdot (T_{absh}^4 - T_{absb}^4) \quad (3.14)$$

Pour le fluide caloporteur :

$$\rho_f \cdot V_f \cdot C_f \frac{dT_f}{dt} = h_{cvabsfluid} \cdot S \cdot (T_{absh} - T_f) - h_{cvabsfluid} \cdot S \cdot (T_f - T_{absb}) \quad (3.15)$$

Couche basse de l'absorbeur :

$$\rho_{abs} \cdot V_{abs} \cdot C_{abs} \frac{dT_{absl}}{dt} = h_{cabsf} \cdot S \cdot (T_f - T_{absl}) + \delta \cdot S \cdot (T_{absh}^4 - T_{absl}^4) - \left( (S \cdot (T_{absl} - T_l)) \right) / \left( \left( \frac{e_{abs}}{\lambda_{abs}} \right) + \left( \frac{e_{isol}}{\lambda_{isol}} \right) + \left( \frac{e_p}{\lambda_p} \right) \right) \quad (3.16)$$

Avec  $T_{inf}$  la température extérieure de la face inférieure (arrière) de notre capteur PVT.

La solution du système d'équations (8 à 16) va nous permettre la détermination du profil de températures pour chaque couche de notre capteur hybride en premier lieu et en deuxième lieu de mener une étude paramétrique sur le système notamment l'optimisation de la largeur de l'absorbeur ainsi que l'optimisation du type et du débit du fluide caloporteur circulant au dessous du capteur.

### 3.4. Simulation numérique

Les équations précédentes décrivent le modèle électrique et thermique du capteur hybride photovoltaïque thermique nouvelle configuration. Nous avons élaboré un programme informatique qui nous a permis de simuler le comportement dynamique de notre capteur hybride en régime stationnaire (en fonction du temps).

#### 3.4.1. Choix de l'épaisseur de l'absorbeur

La première étape est le choix de l'épaisseur de l'absorbeur qui contient le fluide caloporteur. Ce choix est basé sur deux critères, le premier étant la température du fluide qui doit être la plus grande et le second est la température des cellules solaires ( au silicium) qui doit être la plus faible possible car le rendement électrique de notre capteur diminue si la température des cellules augmente. Pour cela nous avons simulé le comportement thermique de notre capteur à travers le calcul de la température des cellules solaires (  $T_{sib}$ ) et la température du fluide ( $T_f$ ) pour (08) configurations : épaisseur de l'absorbeur ( en mètre) : (0.01 ,0.02, 0.03, 0.04, 0.05, 0.0325) (voir figure 3.5).

Nous avons effectué nos calculs pour une journée (le 04 juin 2008) dans le site de Ghardaïa, la figure 3.4 montre l'allure de l'éclairement global sur le plan du capteur pour cette journée.

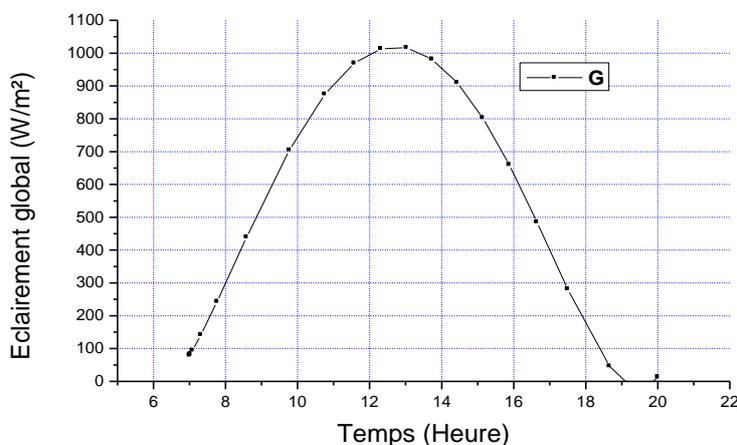


Figure 3.4 : Eclairement global sur le plan du capteur

Le choix de l'épaisseur (E) de l'absorbeur qui contient le fluide caloporteur est une étape très importante dans la conception du capteur hybride et nous avons commencé donc notre étude numérique par l'optimisation de l'absorbeur qui est réalisé en acier galvanisé de haute qualité permettant un bon transfert de chaleur avec un coût moindre par rapport au cuivre.

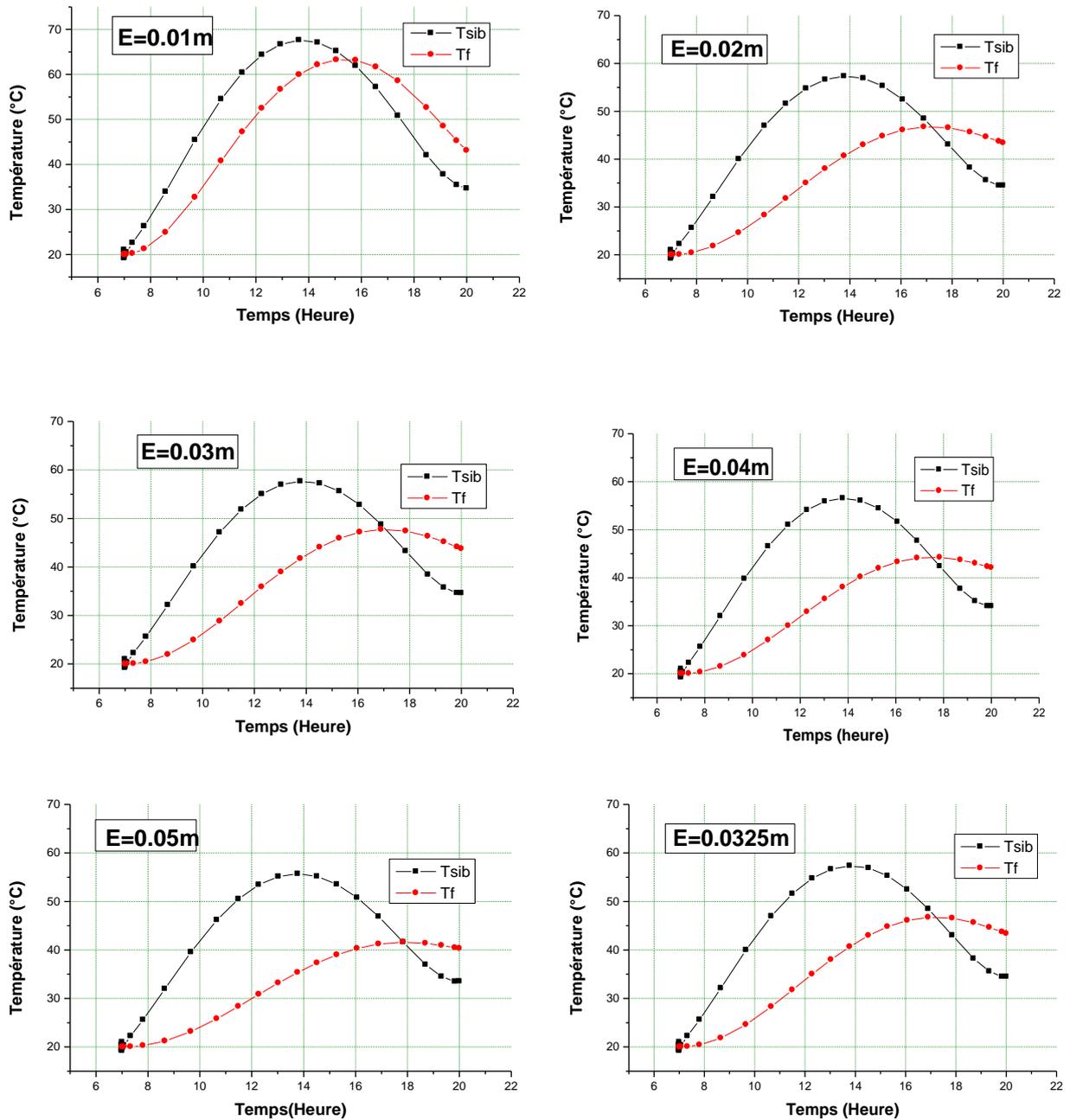


Figure 3.5 : Choix de l'épaisseur de l'absorbeur

Pour l'épaisseur de 0,01m, nous avons eu une température du fluide de plus de 60°C mais également une température très grande des cellules solaires. Nous remarquons ensuite que pour des températures de cellules identiques (58°C) la température du fluide pour 0.03m d'épaisseur de l'absorbeur est plus grande que pour 0.02 d'épaisseur.

En augmentant d'avantage l'épaisseur pour 0.04m et 0.05m respectivement, nous remarquons que les meilleures performances du capteur sont enregistrées avec une épaisseur de 0.03m. Afin d'affiner notre optimisation, nous avons calculé les températures de fluide et des cellules solaires pour une épaisseur de 3.25 cm (0.0325m) et nous avons trouvé les meilleures valeurs pour notre absorbeur c'est-à-dire des températures de fluides importantes et température des cellules raisonnables qui n'influent pas trop sur son rendement électrique et par là, la conception de notre nouveau capteur hybride est identifiée.

### 3.4.2. Conception du nouveau prototype de capteur PVT

Nous avons réalisé un prototype du nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique à la Division Minicentrales solaires de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables situé à Ghardaïa au sud de l'Algérie (Figure 3.6).

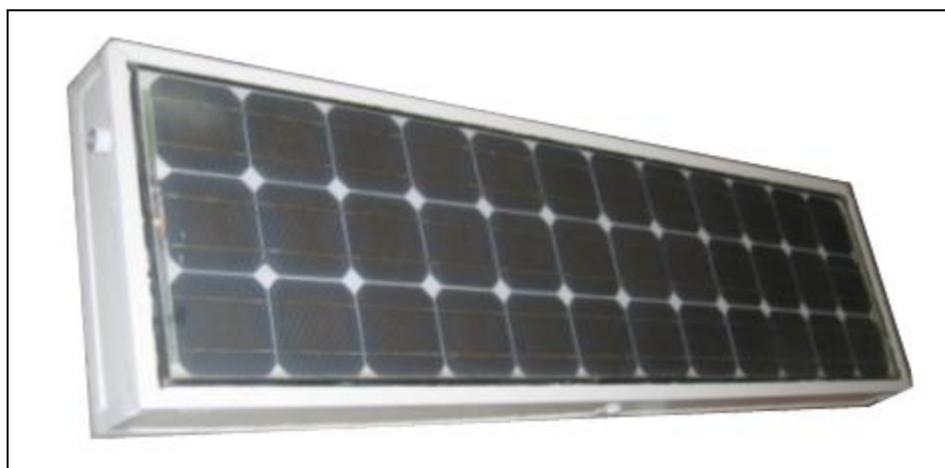


Figure 3.6 : Photographie du nouveau prototype de capteur PVT

Ce capteur hybride de nouvelle conception est constitué essentiellement d'un module photovoltaïque de type UDES 50 en technologie monocristallin et un absorbeur d'épaisseur 3.25 cm collé au dessous du module photovoltaïque. Un fluide caloporteur (liquide ou air) peut circuler à l'intérieur de cet absorbeur et collecte la chaleur émise par les cellules solaires. On obtiendra aussi un refroidissement des cellules et le rendement électrique va donc augmenter. On parle de rendement total de conversion pour les capteurs hybrides

photovoltaïques thermiques qui est égal à la somme du rendement électrique et du rendement thermique.

### 3.4.2.1. Description technique

- ◆ Cellules photovoltaïques : silicium monocristallin
- ◆ Encapsulation : les cellules sont laminées en EVA entre une plaque de verre trempé de haute transmissivité à la face avant et une feuille de Tedlar à la face arrière
- ◆ Cadre: en acier galvanisé pour montage facile sur structure
- ◆ Boite de jonction étanche qui contient les deux pôles
- ◆ Circuit hydraulique : enceinte en acier galvanisé qui contient le fluide à chauffer au dessous du module photovoltaïque
- ◆ Isolation thermique : laine de verre de premier choix

### 3.4.2.2. Dimensions

Longueur : 1330 mm

Largeur : 370 mm

Epaisseur : 100 mm

### 3.4.2.3. Caractéristiques électriques

Les caractéristiques sont mesurées suivant les spécifications internationales à un niveau d'ensoleillement de 1000 W/m<sup>2</sup>, un spectre de AM 1.5 et une température de 25°C.

Composition du module : 2 x 36 cellules au silicium monocristallin en série.

Surface du module : (1290 x 330) [mm<sup>2</sup>].

Courant de court circuit : $I_{sc}$	2.99 A
Tension circuit ouvert : $V_{oc}$	20.8 V
Courant à puissance maximale: $I_m$	2.62 A
Tension à puissance maximale : $V_m$	14.9 V
Puissance maximale : $P_m$	39.1 W <sub>c</sub>
Fill factor : FF	0.63
Rendement électrique	9 %

### 3.4.3. Distribution de températures

Le profil de température dans les différentes couches du capteur hybride PVT est donné sur la figure 3.7 pour la largeur de l'absorbeur optimale de (0.0325 m) pour la journée du 04-06-2008.

Les trois couches du module photovoltaïque sont la vitre, la couche des cellules solaires ainsi que la couche de tedlar. S'ajoute à ça la couche haute de l'absorbeur, le fluide et la couche basse de l'absorbeur.

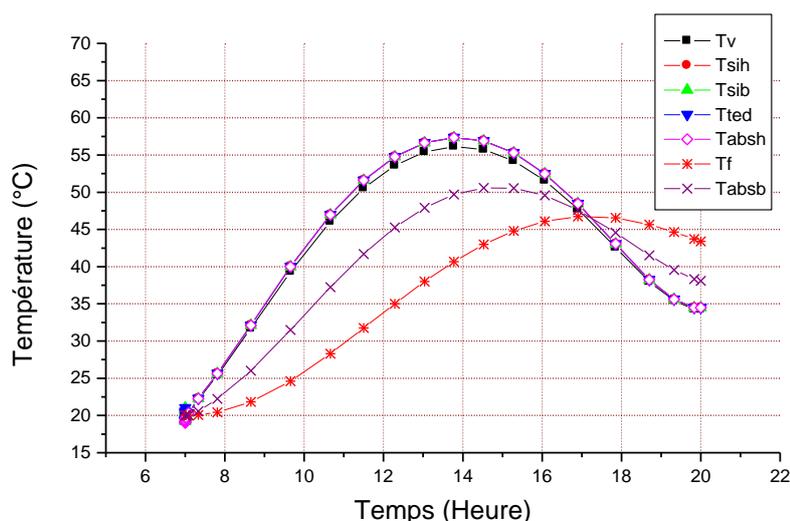


Figure 3.7 : Allure de la température des couches du nouveau capteur PVT

La figure 3.7 montre la variation de la température à l'intérieur du nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique. Une partie du rayonnement solaire absorbé par les cellules solaires va être transformée en énergie électrique et une partie en énergie calorifique qui sera transférée par les mécanismes de transfert de chaleur au fluide caloporteur.

Nous remarquons sur la figure 3.7 que le point maximum de température pour les différentes couches du capteur hybride est atteint entre 12h et 15 h, quant à la température du fluide, elle atteint son maximum vers 17h, ceci étant dû à l'accumulation de chaleur dans l'absorbeur.

Afin de mieux connaître l'allure de la température dans les couches de vitre et des cellules, nous avons montré sur la figure 3.8(a) la température de la vitre, des cellules solaires ainsi que celle de tedlar et sur la figure 3.8(b), la variation de la température de la vitre et de la surface haute des cellules solaires.

L'absorbeur bas a une température inférieure à celle de l'absorbeur haut car le fluide caloporteur absorbe une quantité de chaleur provenant de l'absorbeur haut.

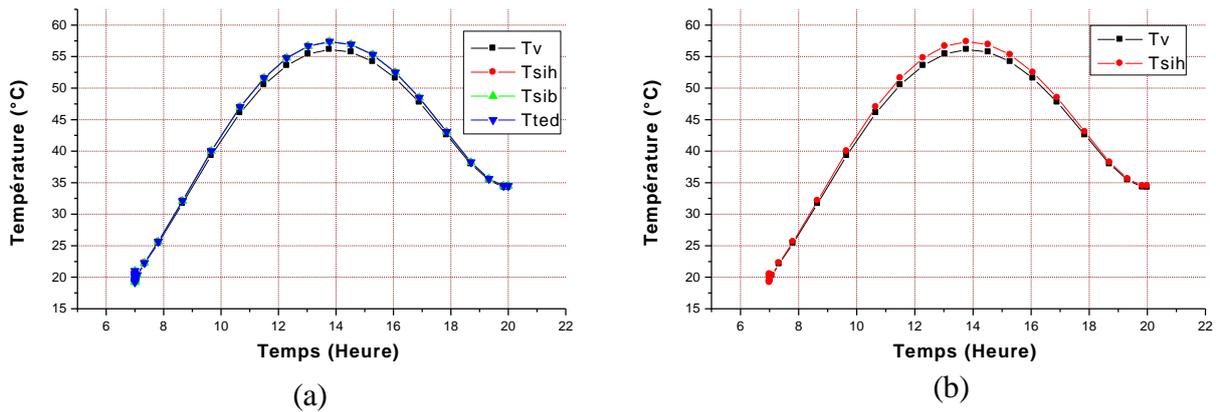


Figure 3.8 : Température des couches du module photovoltaïque

Nous remarquons sur la figure 3.7 et 3.8 que la température de la vitre trempée du capteur hybride qui est celle du module photovoltaïque est légèrement plus petite que celle des cellules solaires. Ceci est expliqué par la chaleur dégagée par les cellules solaires lors de la transformation du rayonnement en électricité.

D'autre part, la température de la surface haute et de la surface basse de cellules solaires est identique avec celle de la couche de tedlar. Ceci est expliqué par la faible épaisseur des cellules solaires (0.35 mm) ainsi que la couche de tedlar (0.2 mm).

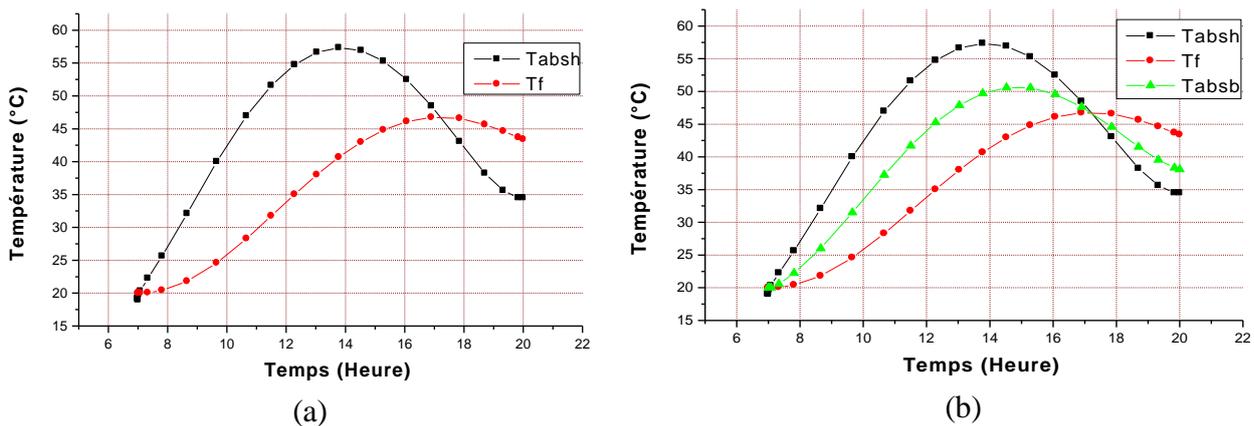


Figure 3.9: Température de l'absorbeur

La figure 3.9 montre la différence de température dans la couche de l'absorbeur haut et l'absorbeur bas ainsi que la température du fluide. Nous remarquons que la température du fluide atteint 47°C alors que l'entrée du fluide était fixée (dans le programme de simulation) à 30°C et que dans ces conditions l'absorbeur haut est plus chaud que celui du bas et sa

température atteint 57°C. En effet, l'énergie calorifique emmagasinée dans l'absorbeur est transférée vers le fluide caloporteur qui va le chauffer et une autre partie va se dissiper.

### 3.4.4. Influence des conditions initiales

Afin de montrer la stabilité de notre modèle du capteur hybride nous avons changé les conditions initiales et nous avons remarqué leur effet sur les températures des différentes couches. Nous avons pris comme température de la vitre (Tv) ainsi que la partie arrière du capteur (Tinf) les valeurs mesurées expérimentalement et pour ce qui est des couches intérieures du capteur nous avons pris des valeurs approximatives. Les conditions initiales concernent les températures initiales que le modèle utilise pour déterminer les différentes grandeurs (températures, rendement thermique et électrique et pertes). Nous avons pris quatre exemples de conditions initiales et nous avons comparé l'allure de variation de température des différentes couches de notre capteur au cours d'une journée.

La figure 3.10 montre l'allure de température des différentes couches de notre capteur pour différentes conditions initiales.

Le vecteur  $y_0$  représente les températures initiales que nous changeons chaque fois, il comprend : [Tv ; Tsih ; Tsib ; Tted ; Tabsh ; Tf ; Tabsb].

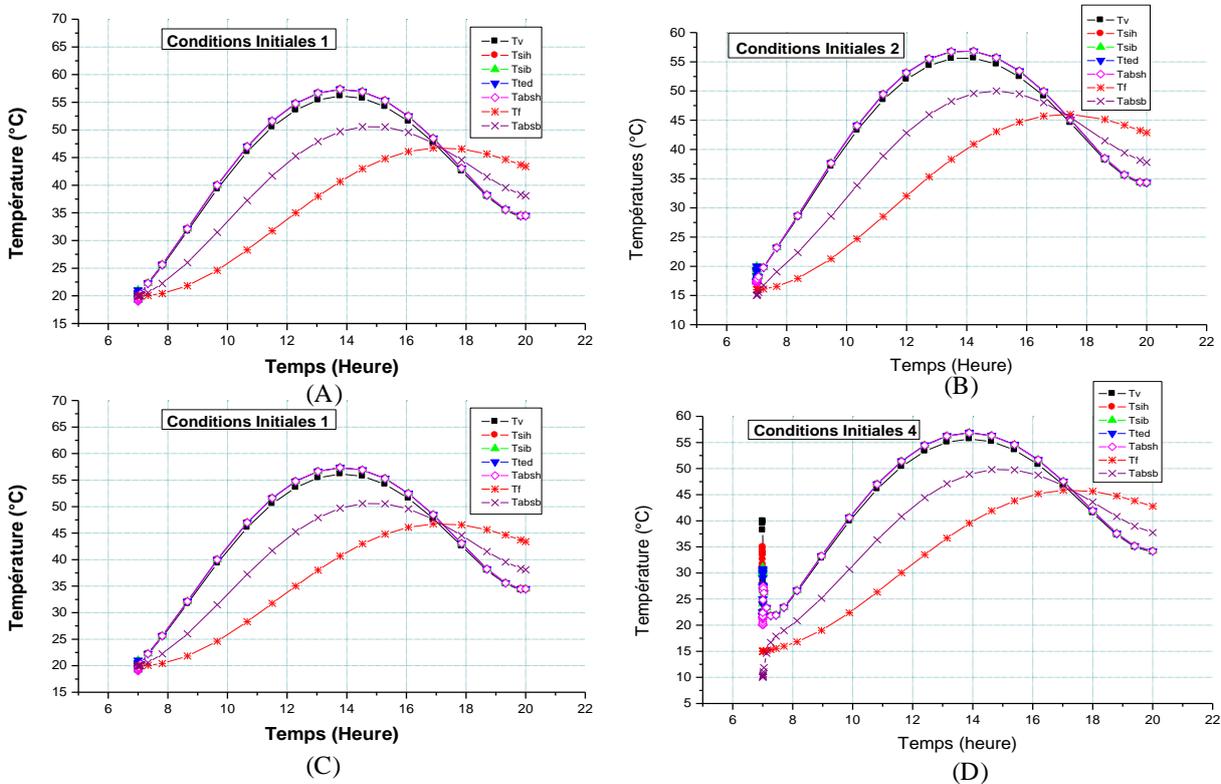


Figure 3.10: Influence des conditions initiales

La figure 3.10 (A) correspond aux conditions initiales (A), (B) correspond à (B), (C) correspond à (C) et (D) à (D), tel que :

A :  $y_0=[20;20;21;21;19;20;20]$  ; B :  $y_0=[18;19;20;20;17;16;15]$

C :  $y_0=[30;28;26;23;21;20;20]$  ; D :  $y_0=[40;35;30;25;20;15;10]$

Nous remarquons sur les quatre cas de conditions initiales la stabilité de notre modèle numérique du capteur hybride PVT nouvelle configuration. En effet, l'allure et les valeurs des températures des différents couches de notre capteur est la même quelque soient les conditions initiales. Pour le quatrième cas par exemple nous avons pris des valeurs éloignées (de 40°C pour la vitre à 10°C pour l'absorbeur bas) et le programme a vite réagi et nous a donné les valeurs similaires aux autres cas.

En pratique nous prendrons des conditions initiales relatives aux valeurs mesurées qui sont celle de la vitre extérieure et celle de la face arrière du capteur qui sont faciles à mesurer.

### 3.4.5. Détermination du coefficient des pertes thermiques globales du capteur hybride

L'étude et la détermination du coefficient des pertes globales du capteur (UT) sont nécessaires pour le calcul du rendement thermique instantané de notre capteur hybride. Les pertes globales sont les quantités d'énergies thermiques dissipées à travers les différentes couches du capteur ainsi qu'à travers l'isolation thermique. Nous avons négligé les pertes longitudinales vers les parois externes du capteur.

Les pertes globales (UT) se divisent en deux types, les pertes avant (UTav) qui se dissipent dans les couches situées au dessus du fluide et les pertes arrière (UTar) qui se dissipent dans les couches situées au dessous du fluide caloporteur.

Pour calculer ces pertes globales, nous avons déterminé les différentes conductances et résistances équivalentes du capteur hybride à travers le schéma électrique équivalent.

#### 3.4.5.1. Schéma électrique équivalent du capteur hybride

Il y a plusieurs méthodes pour la détermination de ces pertes. Nous avons utilisé la méthode du schéma électrique équivalent (figure 3.10). Le coefficient de perte est l'inverse de la résistance thermique.

Comme nous avons vu précédemment dans le bilan énergétique du capteur hybride, au niveau de la vitre extérieure du capteur il y a trois types d'échanges d'énergie avec l'extérieur. L'énergie reçue par la vitre étant celle des irradiances solaires plus une quantité de chaleur

transmise à partir du ciel par rayonnement et à partir de l'air ambiant par convection plus un échange par rayonnement avec le sol. Nous supposons que les températures du sol et du ciel et ambiante sont les mêmes, par conséquent les trois conductances ( $h_1$ ,  $h_2$  et  $h_3$ ) sont en parallèle.

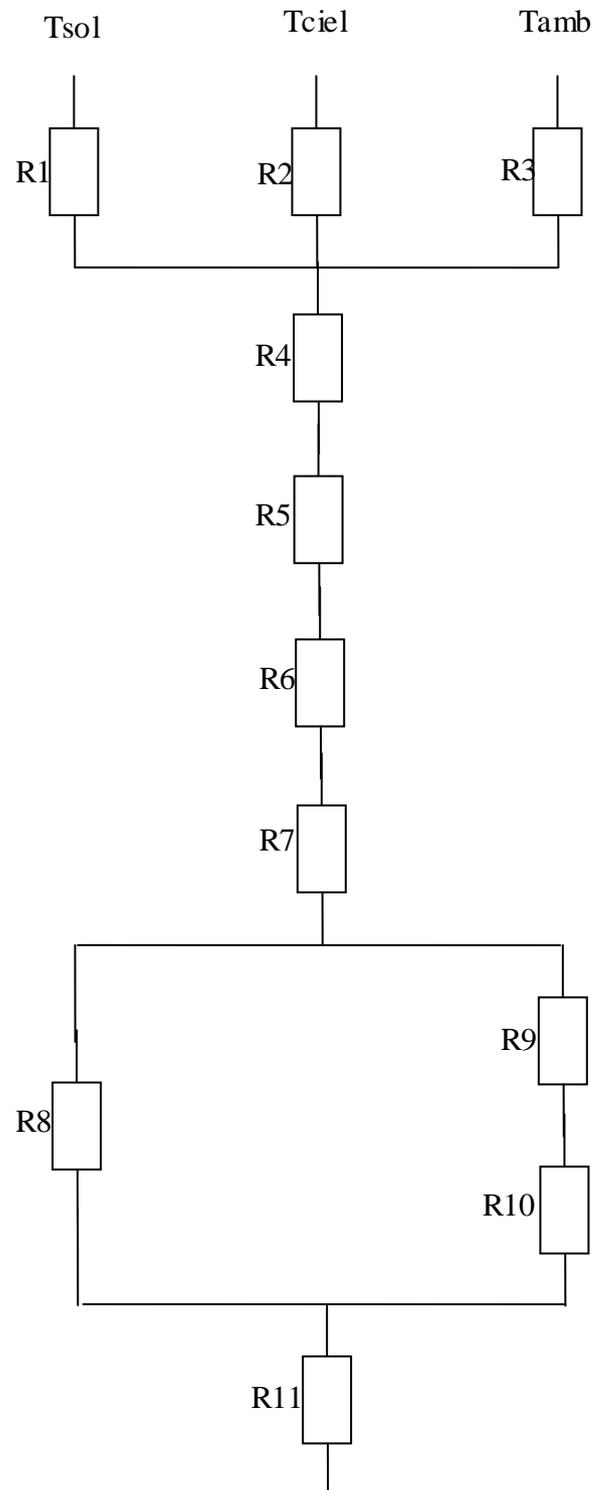


Figure 3.11 : Schéma équivalent du capteur hybride PVT

Le calcul de toutes ces résistances nous permettra de déterminer le coefficient de pertes global (UT) dans le capteur hybride. C'est la partie de l'énergie thermique perdue dans les couches constituant le capteur.

La résistance est l'inverse de la conductance thermique. Dans le cas du transfert thermique par convection ou par rayonnement on a des conductances (h); nous avons pour le cas de R1, R2 et R3 des conductances en parallèle et on a :

$$h_{\acute{e}q} = h_1 + h_2 + h_3 \quad (3.17)$$

avec ;

$h_1$  : Coefficient d'échange par rayonnement entre le sol et la vitre

$h_2$  : Coefficient d'échange par rayonnement entre l'air et la vitre

$h_3$  : Coefficient d'échange par convection entre l'air et la vitre

Nous avons :

$$h_1 = \frac{(\sigma \cdot S \cdot (T_{sol}^2 + T_v^2)) \cdot (T_{sol} + T_v)}{((1 - \epsilon_c) / (\epsilon_c + 2))} \quad (3.18)$$

$$h_2 = \frac{(\sigma \cdot S \cdot (T_{ciel}^2 + T_v^2)) \cdot (T_{ciel} + T_v)}{((1 - \epsilon_c) / (\epsilon_c + 2))} \quad (3.19)$$

$$h_3 = 5.7 + (3.8 \cdot V_{vent}) \quad (3.20)$$

Dans lequel ;  $T_{sol}$ ,  $T_{ciel}$ , sont respectivement les températures du sol et du ciel.

$V_{vent}$  : Vitesse du vent.

$$T_{ciel} = 0.0552 \cdot (T_{amb}^{1.5}) \quad (3.21)$$

$$T_{sol} = T_{amb} + 2 \quad (3.22)$$

Pour les résistances respectives, nous avons :

$$R_1 = \frac{1}{h_1} ; R_2 = \frac{1}{h_2} ; R_3 = \frac{1}{h_3}$$

Pour les autres résistances de R4 à R11, il s'agit d'échanges d'énergie par conduction. L'équation générale pour la détermination de ses résistances est :

$$R = e/\lambda$$

Tel que,  $e$  est l'épaisseur de la couche ou il y a eu conduction de chaleur et  $\lambda$  la conductivité thermique du matériau constituant cette couche. Nous avons pour les différentes couches les résistances suivantes :

$$R_4 = \frac{e_v}{\lambda_v} \quad (3.23)$$

$$R_5 = \frac{e_{si}}{\lambda_{si}} \quad (3.24)$$

$$R_6 = \frac{e_{ted}}{\lambda_{ted}} \quad (3.25)$$

$$R_7 = \frac{e_{abs}}{\lambda_{abs}} \quad (3.26)$$

Tel que ;  $e_v$ ,  $e_{si}$ ,  $e_{ted}$ ,  $e_{abs}$  : épaisseurs des couches de vitre, des cellules solaires, de tedlar et de l'absorbeur respectivement.

Et ;  $\lambda_v$ ,  $\lambda_{si}$ ,  $\lambda_{ted}$  et  $\lambda_{abs}$  sont respectivement la conductivité thermique des couches de vitre, des cellules solaire, de tedlar et de l'absorbeur.

Pour les résistances R8, R9 et R10, il s'agit d'un transfert de chaleur par rayonnement et par convection vers le fluide. Ce ne sont pas des pertes par rapport à l'énergie transmise au fluide. R11 par contre symbolise le coefficient de perte global vers l'arrière du fluide. Ce sont les pertes thermiques par conduction dans les couches de l'absorbeur bas et de l'isolation ainsi que de la tôle extérieure au dessous du capteur.

$$R_{11} = (e_{abs}/\lambda_{abs}) + (e_{isol}/\lambda_{isol}) + (e_{tol}/\lambda_{tol}) \quad (3.27)$$

### 3.4.5.2. Coefficient de pertes global

Le coefficient de pertes global caractérise le capteur hybride, sa détermination permet de calculer les performances thermiques du capteur à savoir la puissance thermique utile et le rendement instantané.

Nous avons :

$$UT = UT_{av} + UT_{ar} \quad (3.28)$$

Où ;  $UT_{av}$  : coefficient de perte global vers l'avant du fluide

Et  $UT_{ar}$  : Coefficient de pertes global vers l'arrière du fluide

Or le coefficient de perte est inversement proportionnel à la résistance, il suffit donc de calculer la résistance équivalent avant et arrière.

$R_1, R_2$  et  $R_3$  sont en parallèle, nous avons donc :

$$\frac{1}{R_{\acute{e}q1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3}$$

Après le développement de cette équation, nous aurons :

$$R_{\acute{e}q1} = \frac{R_1 R_2 R_3}{R_1 R_2 + R_1 R_3 + R_2 R_3}$$

En remplaçant les résistances ( $R_1, R_2$  et  $R_3$ ) par les conductances ( $h_1, h_2$  et  $h_3$ ) respectivement, nous aurons :

$$R_{\acute{e}q1} = \frac{1}{h_1 + h_2 + h_3} \quad (3.29)$$

Les résistances  $R_4, R_5, R_6$  et  $R_7$  sont en série leur résistance équivalente et leur somme :

$$R_{\acute{e}q2} = R_4 + R_5 + R_6 + R_7 \quad (3.30)$$

et nous aurons :

$$R_{av} = R_{\acute{e}q1} + R_{\acute{e}q2} \quad (3.31)$$

Enfin le coefficient de pertes vers l'avant  $UT_{av}$  [ $W/m^2K$ ] se calcule par :

$$UT_{av} = \frac{1}{R_{av}} \quad (3.32)$$

La figure 3.12 montre la variation du coefficient des pertes avant pendant une journée dans notre capteur hybride photovoltaïque thermique.

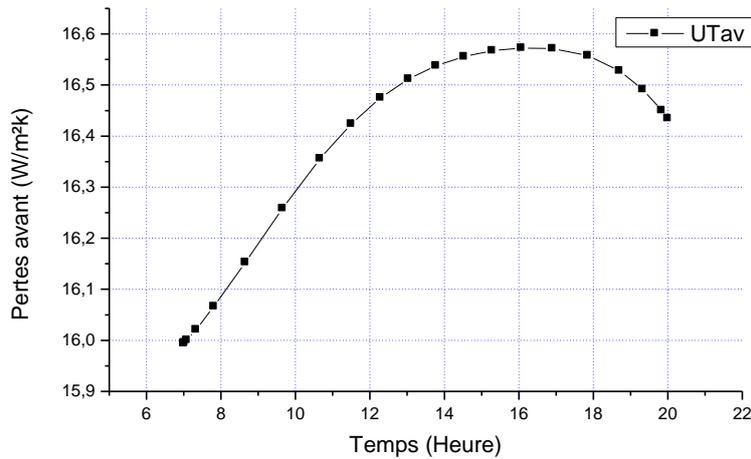


Figure 3.12 : Coefficient de pertes globales vers l'avant du fluide

Les pertes thermiques varient entre 16 (W/m²K) et 16.55 (W/m²K) au cours de la journée. C'est la quantité d'énergie perdue au dessus du fluide caloporteur. Les pertes dans les couches du verre, des cellules solaires et du tedlar sont maximum vers 16 heure quand les températures des différentes couches du capteur atteignent leur maximum

Le coefficient des pertes vers l'arrière ( $UT_{ar}$ ) c'est-à-dire dans les couches situées au dessous du fluide caloporteur est caractérisé par la résistance  $R_{11}$  avec :

$$UT_{ar} = \frac{1}{R_{ar}} \tag{3.33}$$

Telle que ;  $R_{ar} = R_{11}$

La figure 3.13 montre la variation du coefficient de perte vers l'arrière du fluide caloporteur pendant une journée.

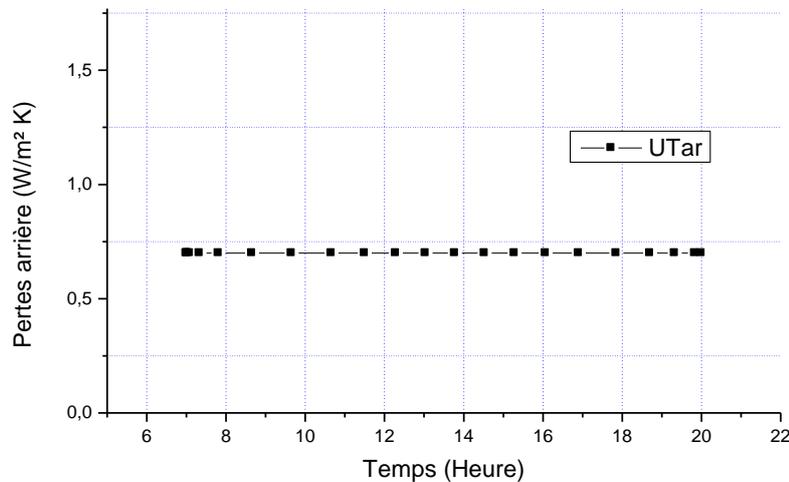


Figure 3.13 : Coefficient de pertes vers l'arrière du fluide

Nous remarquons que le coefficient de perte global au dessous du fluide dans notre capteur hybride est sensiblement constant durant la journée et sa valeur est très petite ( $0.7 \text{ W/m}^2\text{K}$ ) ceci est due à la bonne isolation du capteur.

Enfin le coefficient de pertes globales (UT) est la somme du coefficient avant et arrière (voir l'équation 3.28). La figure 3.14 montre la variation du coefficient de pertes globales dans le capteur hybride pendant une journée.

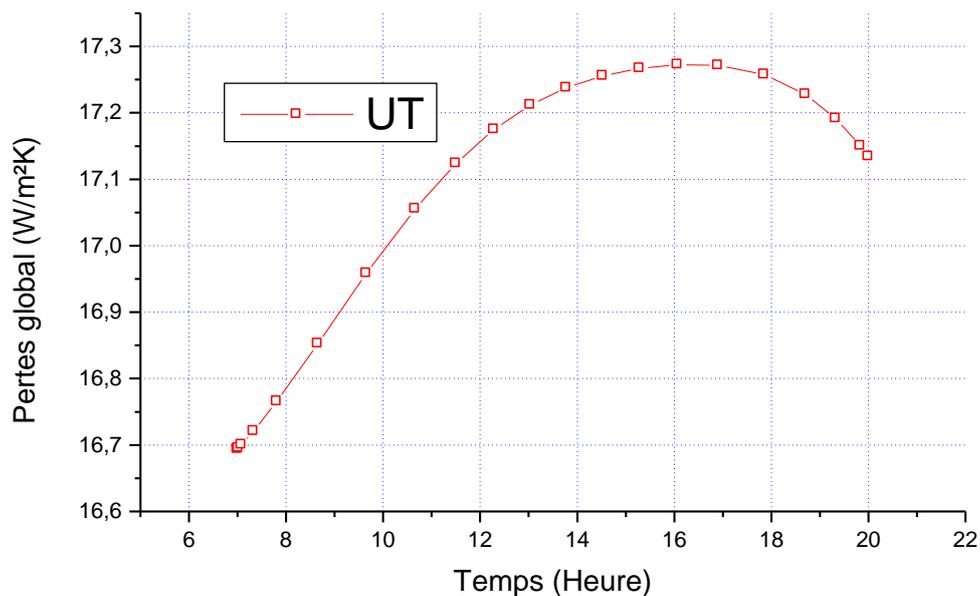


Figure 3.14 : Coefficient des pertes globales

Les pertes globales varient de la même manière que les pertes avant car les pertes arrière sont constantes.

Les pertes dans les couches inférieures au fluide caloporteur dépendent en grande partie de l'épaisseur et la qualité de l'isolation de notre capteur.

La figure 14 illustre l'influence de l'épaisseur ( $e$ ) de la couche de l'isolation du capteur hybride sur le coefficient de pertes globales de la partie arrière du fluide.

Nous remarquons sur la figure 3.15 que plus on augmente l'épaisseur de l'isolation en laine de verre, plus le coefficient de pertes globales arrière diminue.

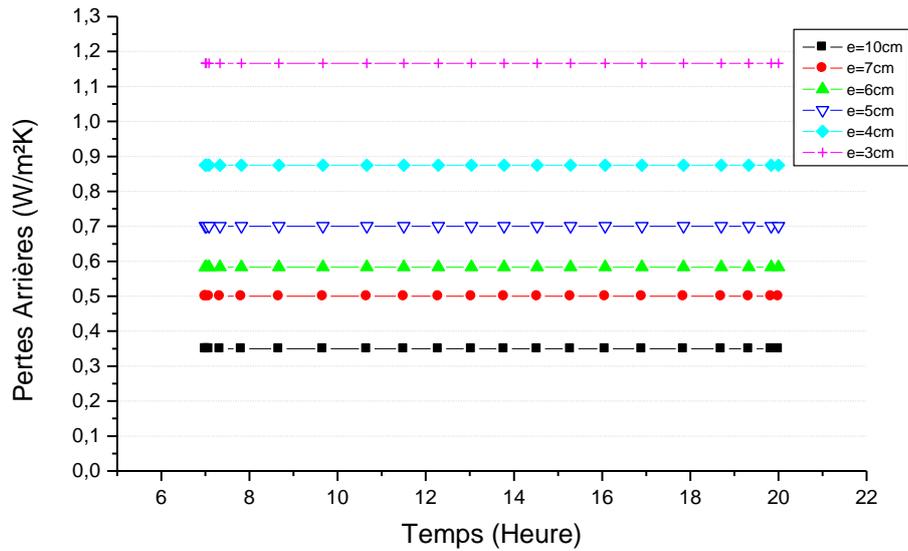


Figure 3.15 : Influence de l'épaisseur de l'isolation

Nous ne pouvons pas diminuer d'avantage ces pertes en augmentant l'épaisseur de l'isolation car ceci va influencer sur le volume et le poids général de notre capteur.

Une autre manière de diminuer les pertes arrières et par là les pertes globales, est l'utilisation d'autres types d'isolant mais ceci va augmenter le coût de réalisation de notre capteur. Nous avons opté pour 5cm d'isolation en laine de verre pour l'isolation arrière de notre capteur hybride.

### 3.4.6. Puissance thermique utile

La puissance utile est la puissance thermique qui existe réellement au niveau du capteur hybride et qui sert à chauffer le fluide caloporteur. C'est l'énergie captée par le capteur hybride moins les pertes.

$$Q_u = (\tau_v \cdot \alpha_{si} \cdot \alpha_{abs} \cdot \tau_{ted} \cdot S \cdot G) - (UT \cdot S \cdot (Tabsh - Tamb)) \quad (3.34)$$

Tel que  $UT$  est le coefficient de pertes globales calculé précédemment.

La figure 3.16 montre la variation de la puissance thermique utile de notre capteur hybride photovoltaïque thermique qui rappelle le produit de la puissance électrique et thermique.

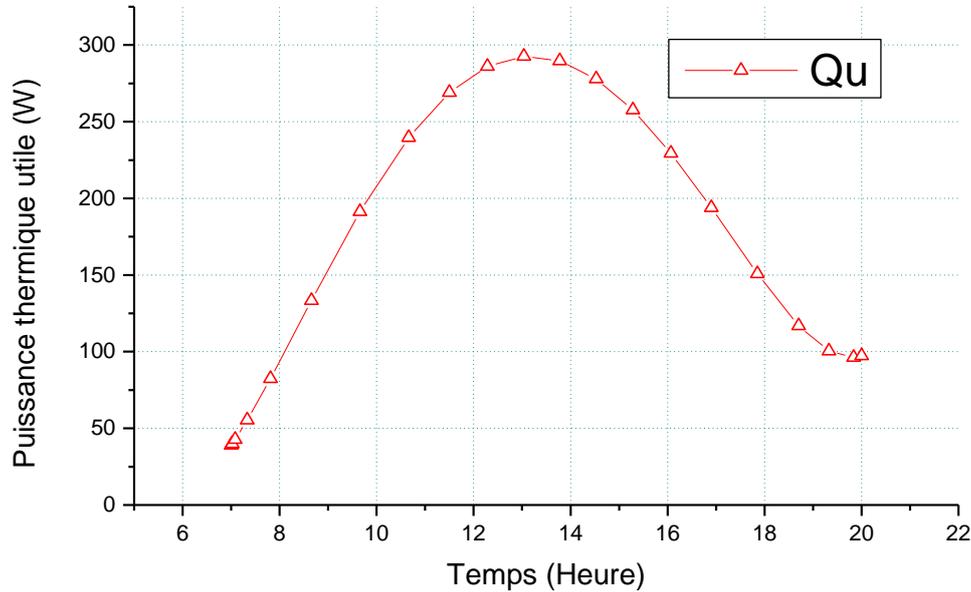


Figure 3.16 : Puissance thermique utile

Nous remarquons que la puissance utile disponible au niveau du fluide caloporteur varie au cours de la journée, elle atteint son maximum (290W) vers 13 h lorsque l'éclairement global (G) atteint son maximum et diminue ensuite lentement jusqu'à sa valeur minimale (100W) et perd une partie la nuit puisqu'il n'y a pas de soleil.

Sur la figure 3.17 nous avons mis sur une même figure la variation de la puissance thermique utile et la variation de l'éclairement global. Nous confirmons donc les remarques que nous avons faites sur la figure 3.16.

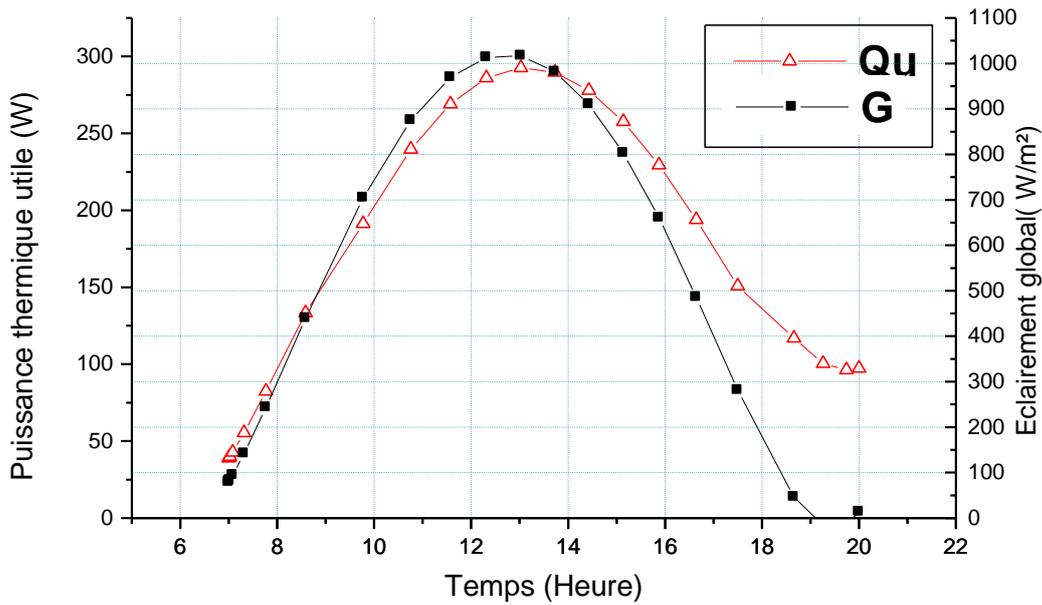


Figure 3.17 : puissance thermique et éclairement

Nous remarquons que pour  $1000 (W/m^2)$  d'énergie reçue sur le plan de notre capteur hybride de  $0.42 m^2$  de surface, la puissance utile disponible atteint  $300 W$ . Ceci est une confirmation pratique de la faisabilité de ce capteur hybride qui optimise la conversion de l'éclairement solaire en exploitant l'énergie calorifique produite.

### 3.4.7. Rendement thermique instantané

Le rendement thermique instantané peut être déterminé en divisant la puissance utile par la puissance captée.

$$\eta_{th} = \frac{Q_u}{S \cdot G} \quad (3.35)$$

Expression dans laquelle,  $Q_u$  est la puissance utile déterminée précédemment,  $G$  est l'éclairement solaire reçu sur le plan du capteur et  $S$  est la surface de notre capteur hybride.

La figure 3.18 montre la variation au cours d'une journée du rendement thermique instantané de notre capteur hybride. Il atteint le maximum vers 13 h et diminue ensuite, sa variation suit la variation de la puissance utile.

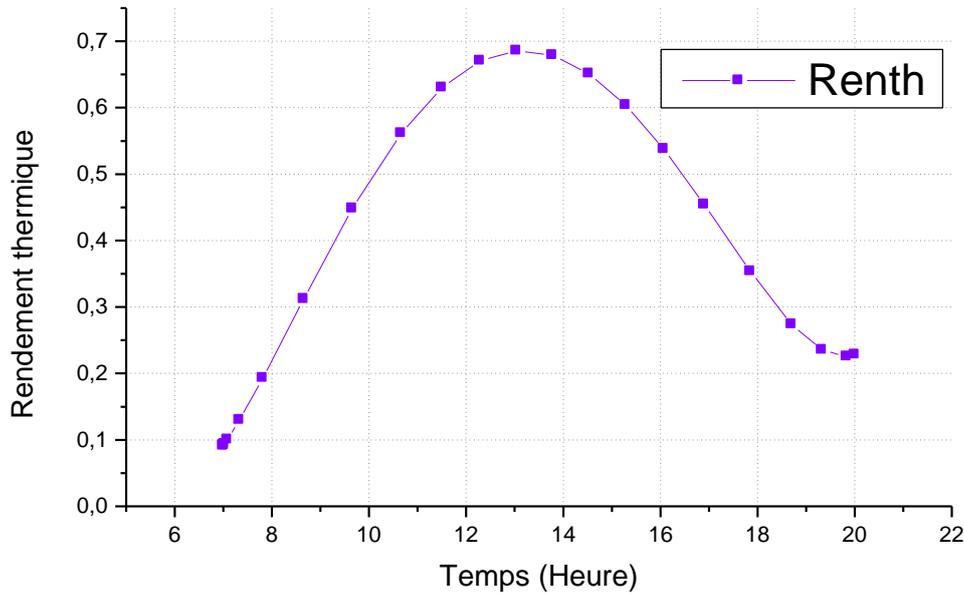


Figure 3.18 : Rendement thermique instantané

Le rendement thermique de notre capteur hybride atteint la valeur de 69% vers midi et diminue par la suite jusqu'à une valeur minimale de 22% à 20h. Ceci veut dire que nous pouvons exploiter l'énergie thermique produite par notre capteur hybride pendant toute la journée et même la nuit par le biais d'un réservoir de stockage du fluide chauffé.

#### 3.4.8. Rendement instantané en fonction de la température réduite

Afin de connaître les performances de notre capteur hybride et pouvoir comparer son rendement théorique avec le rendement expérimental, on trace le graphe du rendement en fonction de la température réduite  $T^*$  [ $m^2C/w$ ] telle que :

$$T^* = \frac{(T_e - T_{am})}{G} \quad (3.36)$$

Où,  $T_e$  est la température d'entrée que nous avons fixé pour les calculs à  $30^\circ C$ , et  $T_{am}$  est la température ambiante,  $G$  est l'éclairement global reçu sur le plan du capteur.

La figure 3.19 montre le rendement thermique instantané de notre capteur hybride obtenu par simulation numérique, c'est un polynôme de premier degré, le rendement varie linéairement

avec la différence de température d'entrée et ambiante. Les valeurs négatives s'expliquent par le fait que pendant la journée la température ambiante est supérieure à la température d'entrée du fluide.

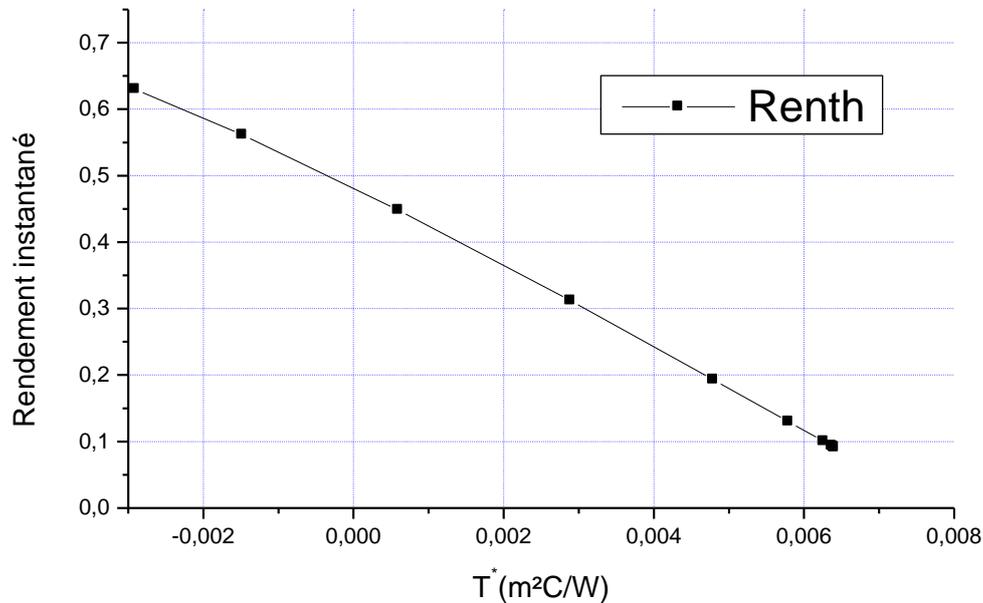


Figure 3.19 : Rendement en fonction de la température réduite

Lorsque la température d'entrée égale la température ambiante, le rendement du capteur hybride sera de 49%.

Ce graphe est très important dans la mesure ou les standards de tests expérimentaux sur les capteurs thermiques tiennent compte de la variation du rendement thermique instantané en fonction de la température réduite pour déterminer les performances des capteurs thermiques.

Nous avons tracé sur la figure 3.20 la variation de la température réduite en fonction du temps ainsi que la température ambiante.

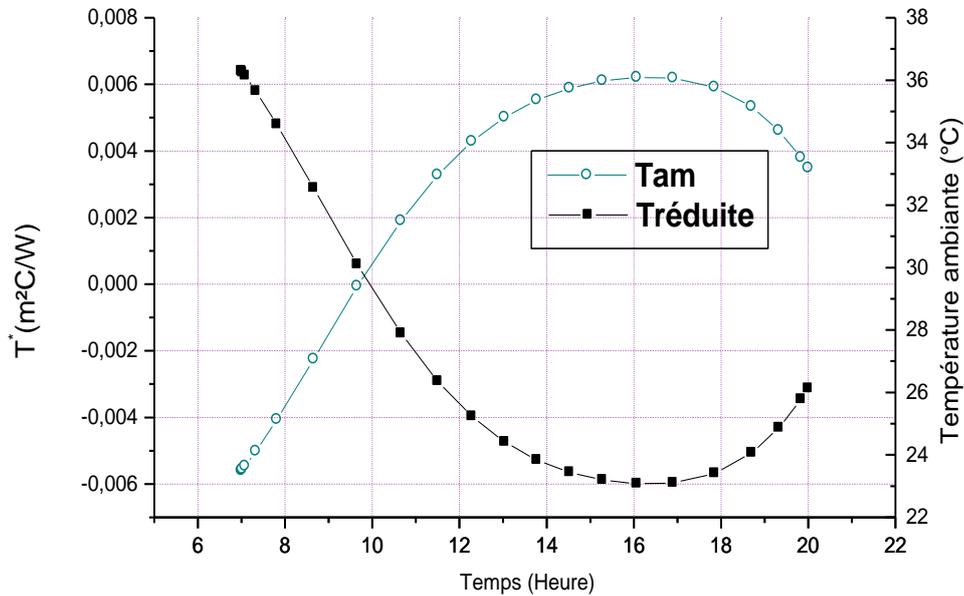


Figure 3.20 : Variation de la température réduite

La température ambiante est supérieure à la température d'entrée du fluide caloporteur chauffé à partir de 10h de la journée. C'est pour cela que nous avons des valeurs négatives de la température réduite, la nuit, lorsque la température ambiante diminue par rapport à celle du fluide caloporteur, la température réduite augmente.

Afin de connaître la relation entre la température réduite avec la température de l'absorbeur haut qui est en contact direct avec le fluide, nous avons tracé sur la figure 3.20 sa variation au cours d'une journée. Nous n'avons pris que les valeurs positives de la température réduite.

La figure 3.21 nous montre que la température réduite est inversement proportionnelle à la température de l'absorbeur, ceci veut dire que pendant la journée et lorsque la température de l'absorbeur augmente et la température ambiante augmente, avec une température d'entrée du fluide fixe, la température réduite diminue.

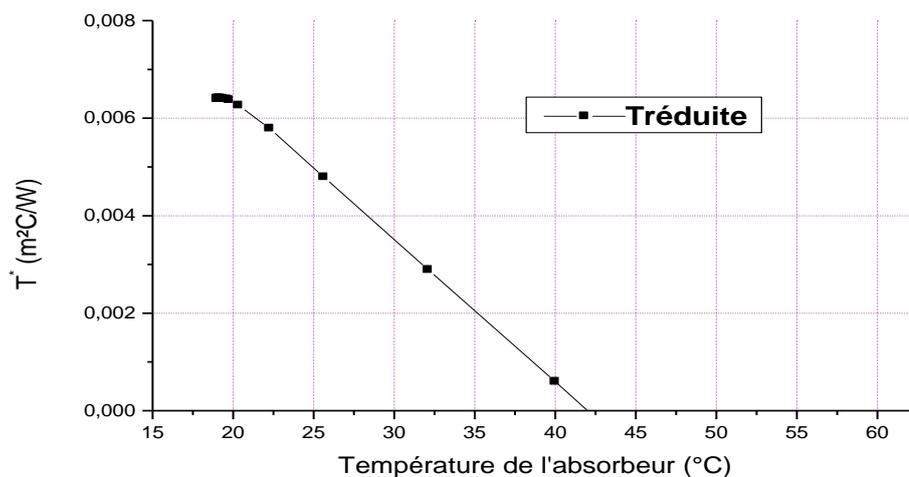


Figure 3.21 : Température réduite en fonction de la température de l'absorbeur

Pour voir l'influence de la température de la couche haute de l'absorbeur dont son énergie va être transformée au fluide caloporteur sur le rendement de notre capteur hybride, nous avons tracé la figure 3.22.

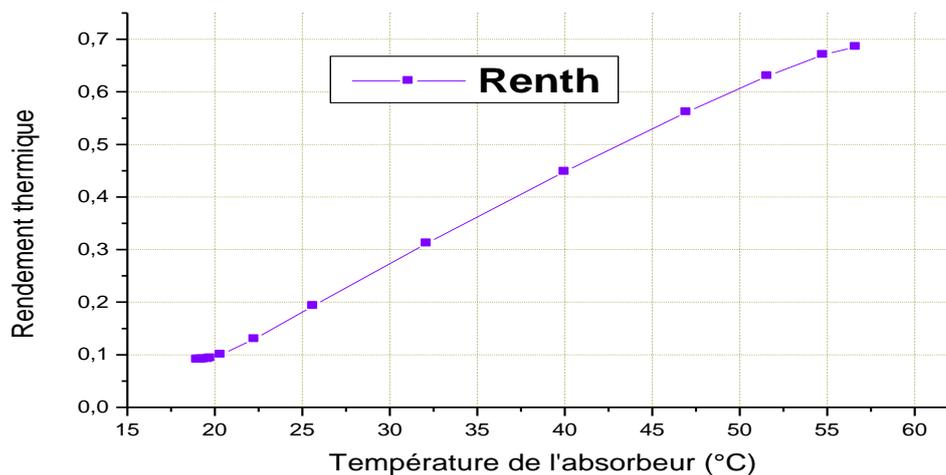


Figure 3.22 : Rendement en fonction de la température de l'absorbeur

Le graphe de la figure 3.23 nous explique la variation du rendement thermique instantané de notre capteur hybride en fonction de la température de l'absorbeur. En effet, le rendement

augmente avec l'augmentation de la température de l'absorbeur, en observant la figure 3.21, on remarque que la température réduite diminue avec celle de l'absorbeur, donc le rendement thermique diminue lorsque la température réduite augmente et c'est ce qu'on a constaté sur la figure 3.18 qui caractérise les bonnes performances thermiques de notre capteur hybride.

### 3.4.9. Puissance électrique du capteur hybride

Notre capteur hybride va pouvoir produire deux types d'énergies, électrique et thermique, la puissance électrique (équation 3.10) que peut produire le capteur hybride est donnée par l'équation suivante :

$$Q_{elec} = S \cdot G \cdot \tau_v \cdot \eta_{réf} \cdot \exp(\beta \cdot (T_{sib} - T_{réf})) \quad (3.37)$$

Nous donnons sur la figure 3.23 la variation de la puissance électrique produite par le capteur hybride pendant une journée.

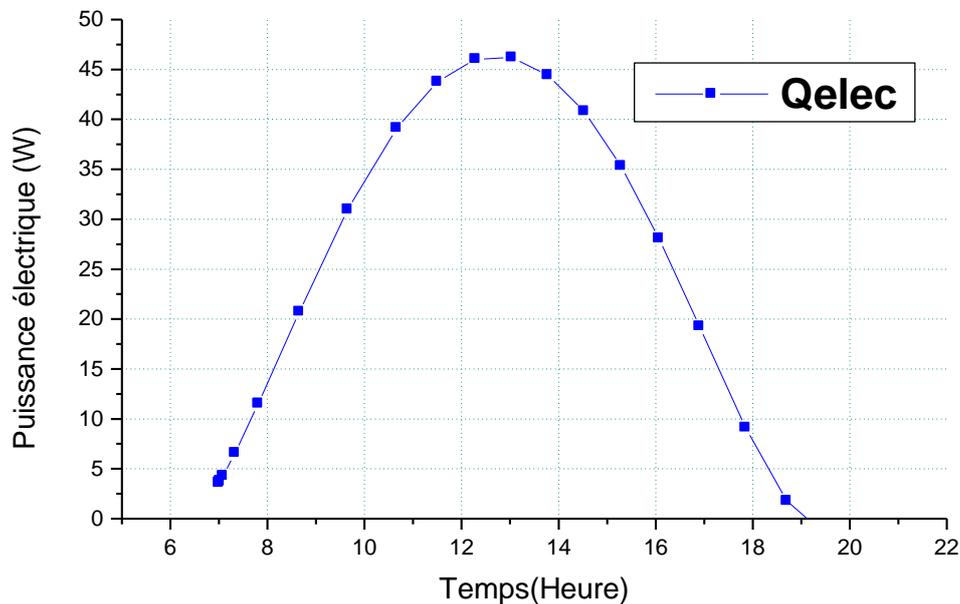


Figure 3.23 : variation de la puissance électrique

Nous remarquons que notre capteur hybride produit de l'électricité continue pendant toute la journée, le maximum est atteint vers 13 h avec 46 W.

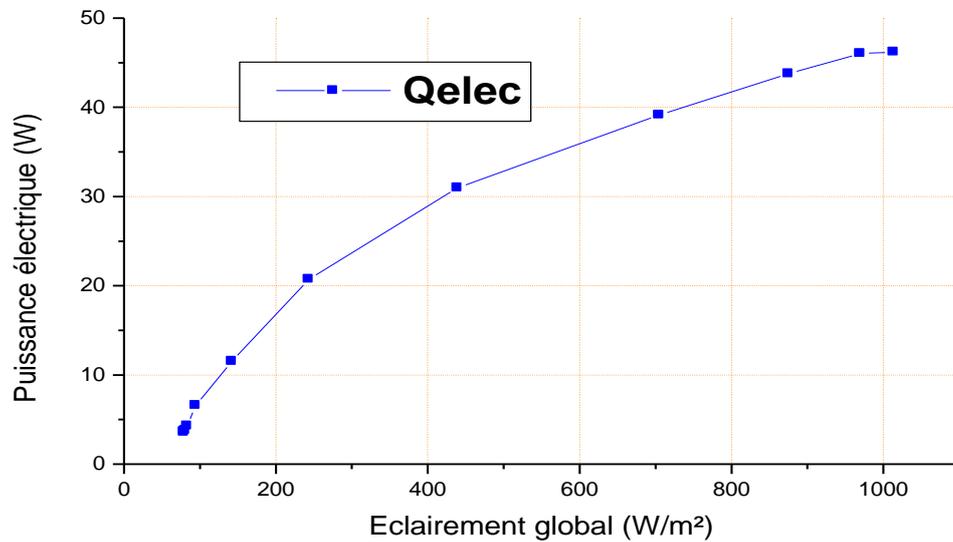


Figure 3.24 : Puissance électrique en fonction de la température de l'éclairement global

Les figures 3.24 et 3.25 montrent la variation de la puissance électrique en fonction de l'éclairement global et de la température des cellules solaires.

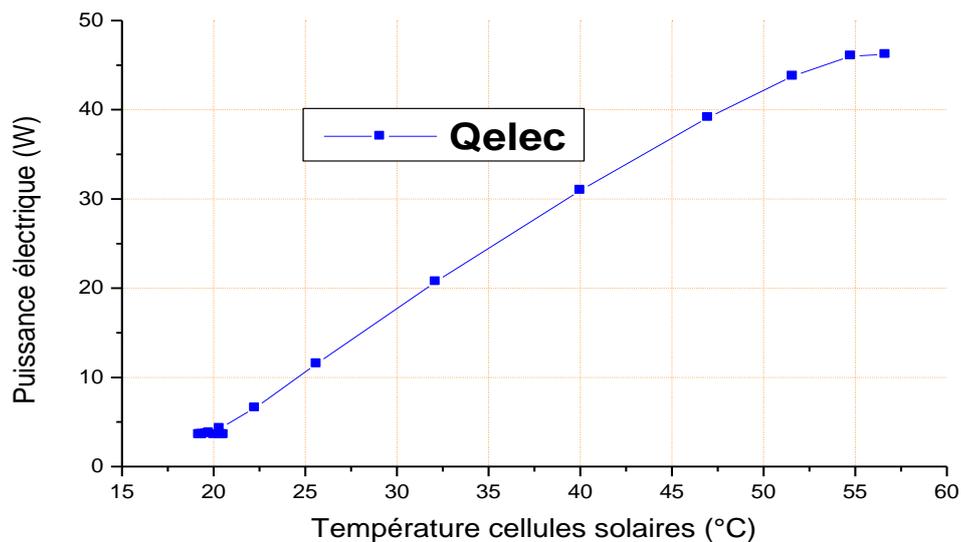


Figure 3.25 : Puissance électrique en fonction de la température des cellules solaires

Les graphes des figures 3.24 et 3.25 montrent que la production électrique du capteur hybride augmente avec l'éclairement et avec la température des cellules solaire qui le constitue. A partir de certaine valeur de température de cellules, la puissance électrique se stabilise et commence à diminuer.

La température du fluide augmente avec celle des cellules solaires et la chaleur extraite de ces cellules va être exploitée. La puissance électrique augmente et se stabilise à une certaine température (figure 3.26) qui est le seuil que peut produire le capteur.

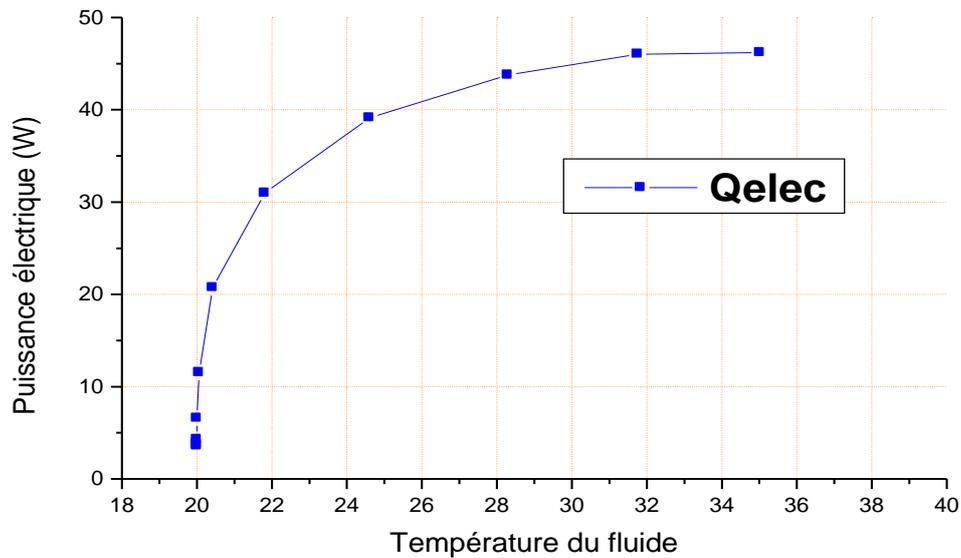


Figure 3.26: Puissance électrique en fonction de la température du fluide

L'exploitation de la chaleur extraite des cellules solaires pour chauffer le fluide caloporteur a un effet positif sur la production électrique du capteur car cela veut dire que nous le refroidissons ce qui procure un meilleur rendement total de conversion pour notre capteur hybride.

#### 3.4.10. Rendement électrique du capteur hybride

Le rendement électrique du capteur hybride photovoltaïque thermique est le rapport de la puissance électrique produite sur la puissance absorbée, nous avons :

$$\eta_{\text{elec}} = \frac{Q_{\text{elec}}}{S \cdot G} \quad (3.38)$$

La figure 3.27 montre la variation du rendement électrique de notre capteur hybride durant une journée. Nous remarquons que le rendement est relativement stable entre 10h et 15 h et qu'il diminue après le début du coucher du soleil, son maximum est de 11%.

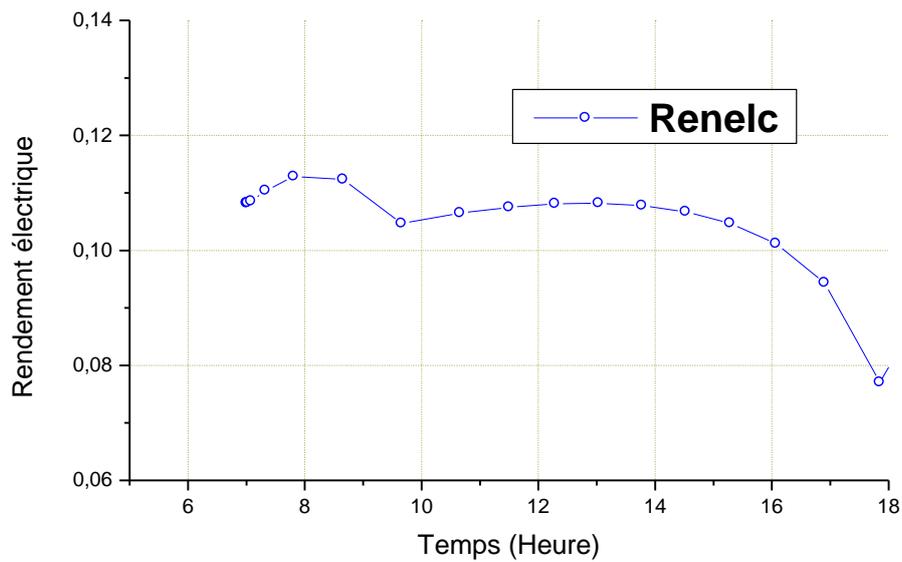


Figure 3.27 : Rendement électrique

Pour voir l'influence de l'éclairement solaire sur le rendement électrique de notre capteur, nous avons tracé le graphe correspondant sur la figure 3.28 ; le rendement électrique augmente avec l'éclairement global reçu sur le plan du capteur.

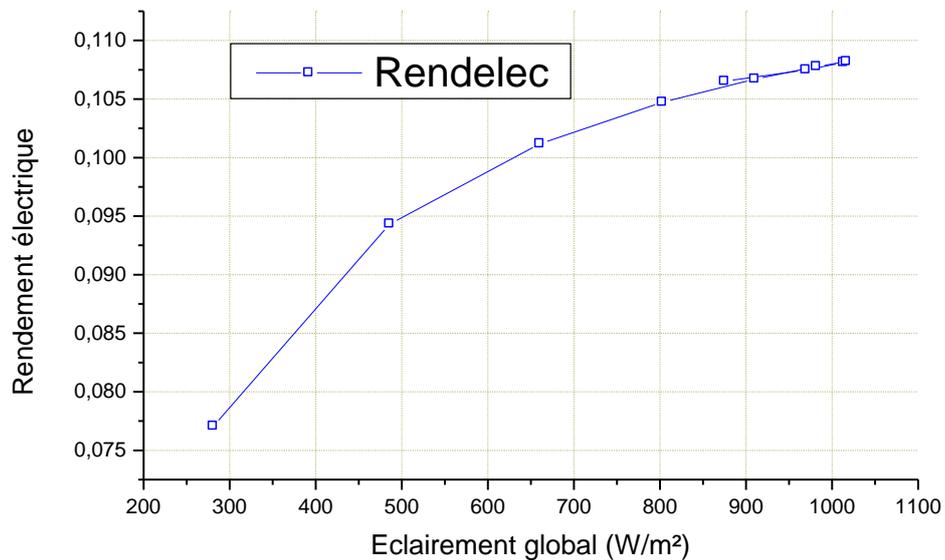


Figure 3.28 : Rendement électrique en fonction de l'éclairement

Le rendement électrique et thermique du capteur hybride dépendent de l'éclairement global reçu et de la température de fonctionnement des cellules solaires qui le constituent, ces cellules ne doivent pas être trop chauffées parce que cela provoquera la recombinaison rapide des électrons et des trous dans la jonction et le rendement électrique chutera en conséquence. Pour cela la chaleur extraite et qui se trouve au niveau du fluide doit rapidement être acheminée vers l'extérieur du capteur dans un réservoir pour renouveler ainsi le fluide à l'entrée du capteur. Nous aurons ainsi exploité la chaleur et refroidit les cellules solaires de notre capteur hybride et augmenté ainsi son rendement électrique.

Dans les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques on parle de rendement total (Rentot) de conversion qui est la somme du rendement électrique et thermique. Donc si on ajoute les deux rendements pour une même puissance d'entrée qui est l'éclairement global, nous obtenons le rendement total dessiné sur la figure 3.29.

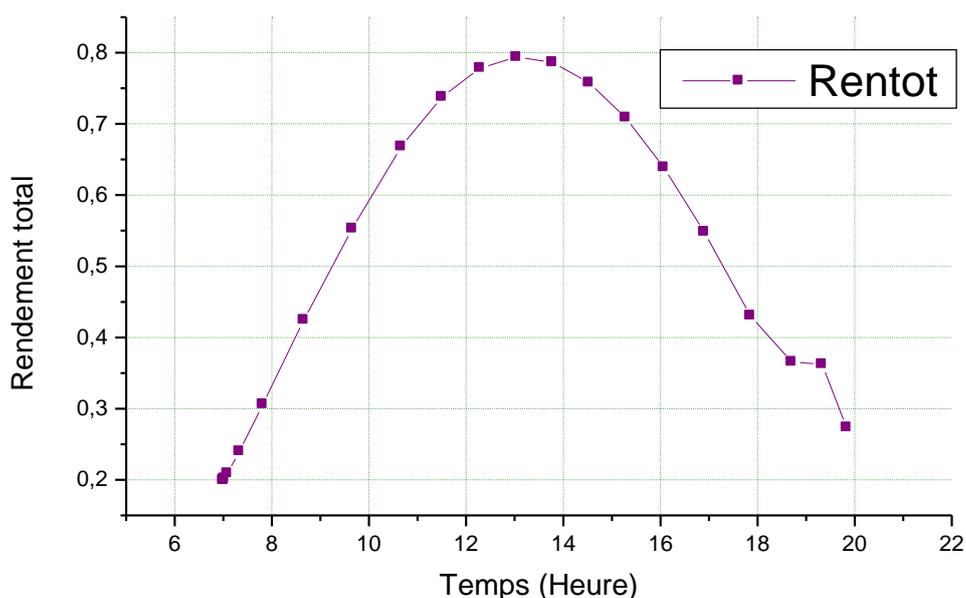


Figure 3.29 : Rendement total

Nous avons par cela optimisé les performances du capteur hybride par l'exploitation des énergies électriques et thermiques acquises et ceci à un coût faible par rapport aux capteurs thermiques et modules photovoltaïques séparément installés ainsi que par rapport aux capteurs hybrides classiques.

### 3.5. Etude expérimentale

Nous avons étudié expérimentalement le nouveau capteur solaire hybride photovoltaïque thermique. Pour cela nous avons réalisé un prototype de ce capteur hybride à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa et nous avons entamé des mesures de températures, de puissance électrique et de rayonnement sur une période de temps qui nous a permis la détermination pratique de toutes les caractéristiques électriques et thermiques de ce capteur.

#### 3.5.1. Prototype du nouveau capteur hybride PVT new

Le nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique (figure 3.30) est une nouvelle approche de conception qui a pour objectif d'augmenter l'efficacité énergétique de conversion électrique et thermique à un coût moindre par rapport aux capteurs hybrides déjà existants. Nous avons utilisé de l'acier galvanisé pour les parois ainsi que pour la circulation du fluide caloporteur.

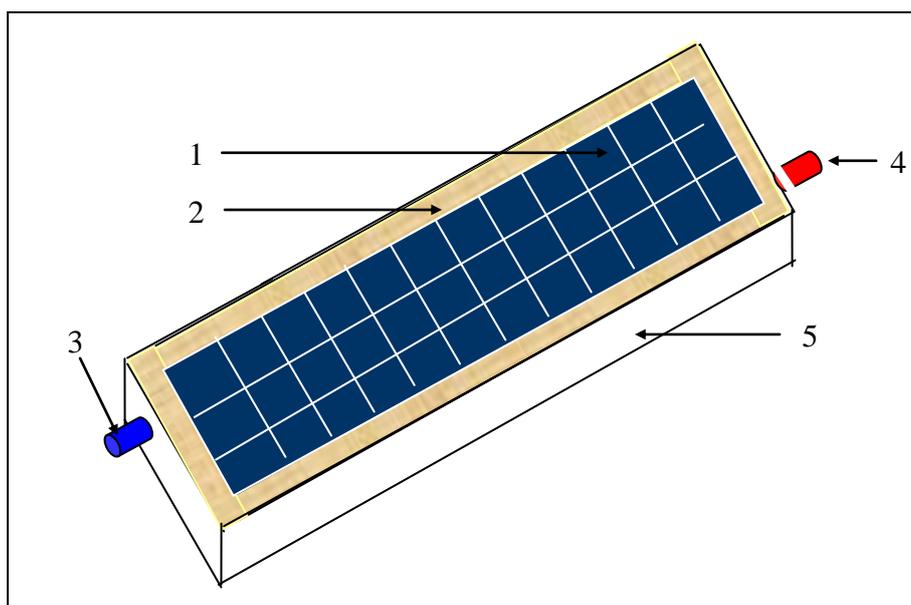


Figure 3.30 : Prototype du nouveau capteur hybride

Avec :

- 1- Cellules photovoltaïques.
- 2- Isolation thermique.
- 3- Entrée du fluide caloporteur.
- 4- Sortie du fluide caloporteur.
- 5- Structure en acier galvanisé.

Notre capteur hybride est constitué d'un module photovoltaïque de technologie monocristallin de type UDT50 et d'un système thermique qui est une cuvette rectangulaire (figure 3.31) constituant l'absorbeur et dont la largeur a été optimisée par simulation numérique permettant la circulation d'un fluide caloporteur qui peut être liquide ou de l'air.

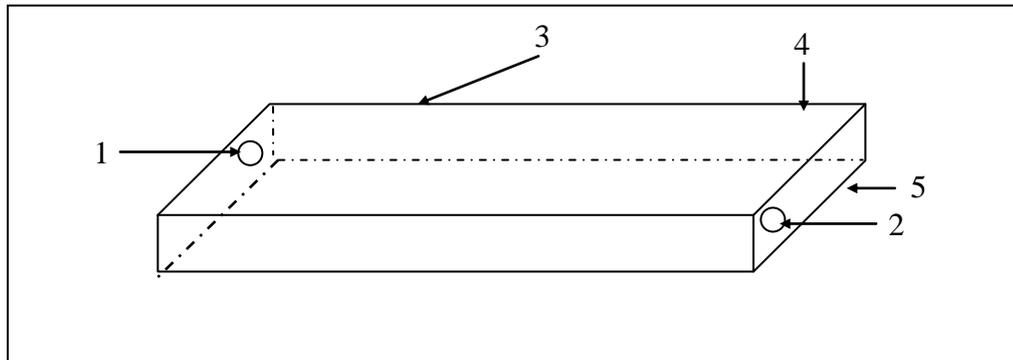


Figure 3.31 : L'absorbeur du nouveau capteur hybride

Avec :

- 1- Entrée du fluide caloporteur.
- 2- Sortie du fluide caloporteur.
- 3- Tôle en acier galvanisé.
- 4- couche haute de l'absorbeur.
- 5- couche basse de l'absorbeur.



Figure 3.32 : L'absorbeur du nouveau capteur hybride réalisé au laboratoire

La figure 3.32 montre deux photos de l'absorbeur de notre capteur hybride qui va contenir le fluide caloporteur. L'épaisseur de cette enceinte a été optimisée par simulation numérique. Elle est de 3.25 cm et nous l'avons peint avec du noir pour augmenter son coefficient d'absorption.

Le capteur hybride de nouvelle conception est constitué de sept couches, trois couches du module photovoltaïque (Verre, cellules solaires et tedlar), couche de l'absorbeur haut, couche de l'absorbeur bas, couche de l'isolation et enfin la couche de la tôle extérieure.

Le capteur hybride est un capteur photovoltaïque et un dispositif thermique, le tout logé dans une enceinte en acier galvanisé qui contient deux types d'isolations thermiques :

- Isolation latérale en laine de verre de 2cm
- Isolation au dessous du capteur hybride en laine de verre de 5cm.

### **3.5.2. Dispositif de mesures**

Nous avons utilisé une acquisition de données de type FLUKE HYDRA séries II - N° 2625 A pour acquérir l'ensemble des paramètres.

La mesure des températures a été faite par des PT100 RTD de résolution : 0.02°C et des thermocouples de type K.

Le rayonnement global a été mesuré par un pyranomètre de type Kipp and Zonen de coefficient : 0,00000457 V.m<sup>2</sup>/W

Les caractéristiques géographiques du site de Ghardaïa sont :

Latitude : 32,36°

L'altitude : 450 m

Longitude : 3,81°

### **3.5.3 Relevé de la caractéristique I (V) des capteurs**

Nous avons utilisé une charge électronique de type PVPM 2540C (figure 3.33) pour caractériser les capteurs et déterminer leurs paramètres électriques pour pouvoir étudier leurs performances.



Figure 3.33 : Charge électronique permettant de caractériser les capteurs photovoltaïques

Cet appareil permet de déterminer tous les paramètres internes et permet de tracer la caractéristique I (V) du capteur photovoltaïque. La figure 3.34 montre l'interface graphique de cet appareil.

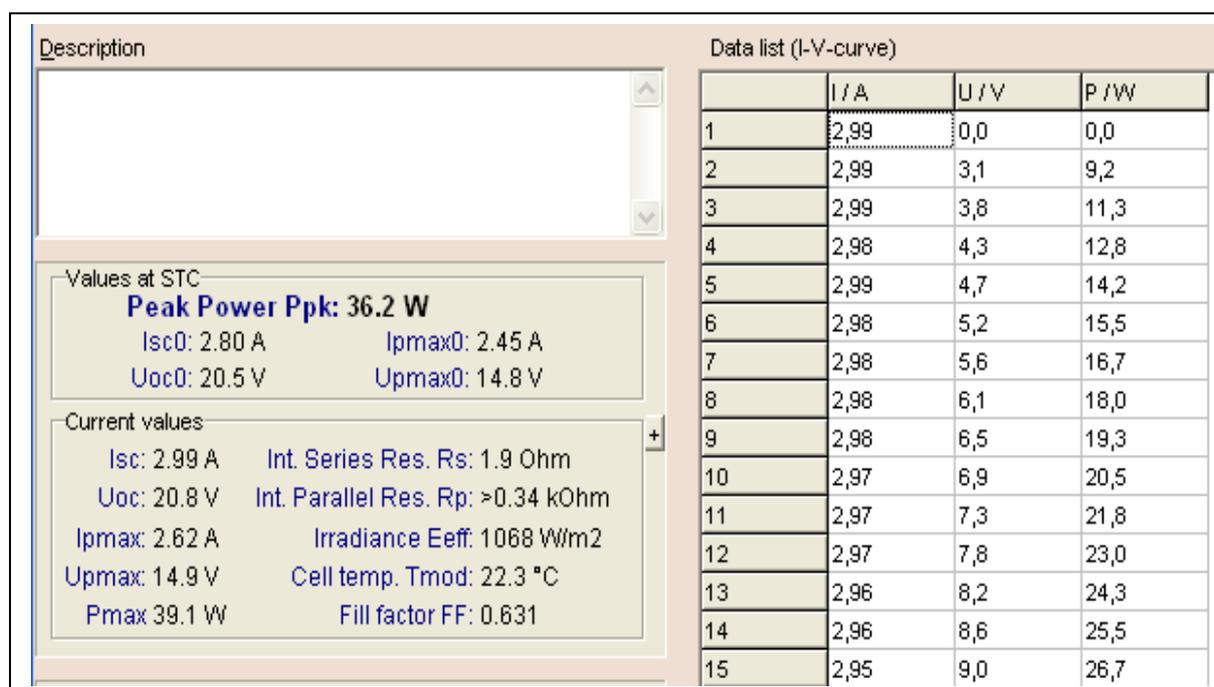


Figure 3.34: Interface graphique de la charge électronique

### 3.5.4 Paramètres électriques du capteur

La caractéristique du capteur hybride PVT utilisé est montrée sur la figure 3.35. C'est une caractéristique obtenue avant la réalisation du capteur hybride qui montre les différents paramètres internes du module photovoltaïque utilisé pour la réalisation du prototype de notre capteur hybride.

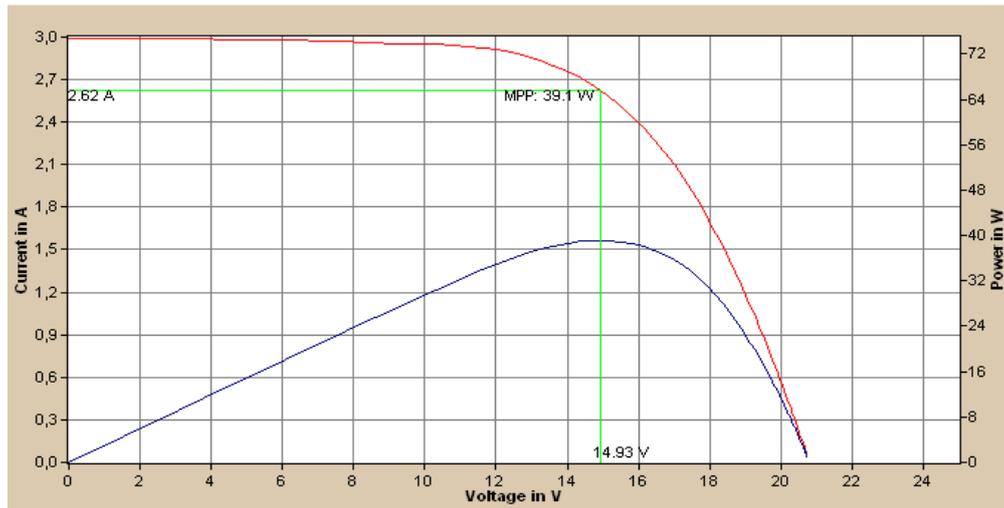


Figure 3.35 : Caractéristique du capteur hybride avant le début des essais

Le capteur photovoltaïque utilisé est en silicium monocristallin, avec les paramètres apparaissant dans le tableau 1.

Tableau 3.1: Paramètres du module photovoltaïque utilisé avant le début des essais

<u>Paramètres</u>	<u>Valeur</u>
Résistance série : $R_S$	1.9 Ohm
Résistance parallèle : $R_p$	0.34 kOhm
Eclairement : $G$	1068 W/m <sup>2</sup>
Fill factor : FF	0.631
Courant de court circuit : $I_{sc}$	2.99 A
Tension de circuit ouvert : $U_{oc}$	20.8 V
Courant maximum : $I_{pmax}$	2.62 A
Tension maximum : $U_{pmax}$	14.9 V
Puissance maximum : $P_{max}$	39.1W

Les dimensions du capteur sont indiquées sur la figure 3.36. La surface du module est de 0.42 m<sup>2</sup>.

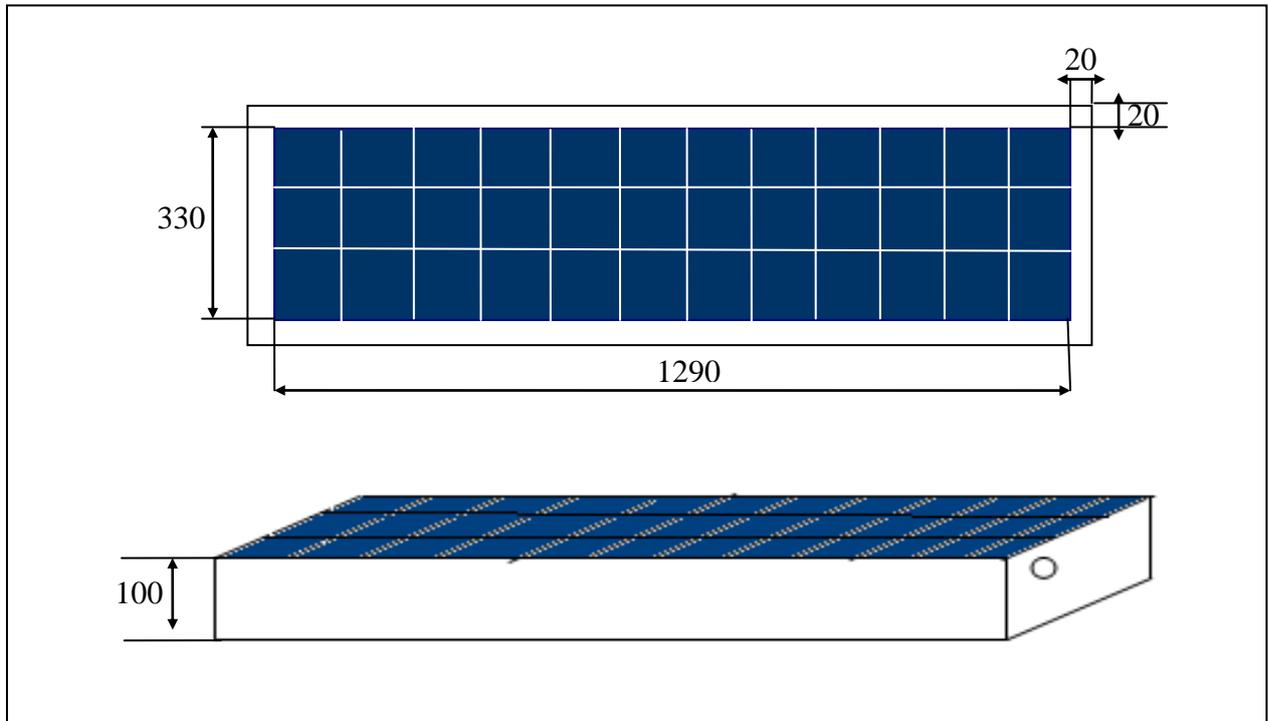


Figure 3.36 : Dimensions du nouveau capteur hybride en mm

Sur la figure 3.37 est présenté le prototype du capteur hybride nouvelle conception réalisé à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables à Ghardaïa. Les trois photographies montrent respectivement la vue de dessus, de dessous et de côté.



Figure 3.37 : Photo du prototype du nouveau capteur PVTnew réalisé

### 3.5.5. Diapositif expérimental

Nous avons modélisé dans les paragraphes précédents le nouveau capteur solaire hybride. Pour l'étudier expérimentalement, nous avons réalisé un prototype avec comme fluide caloporteur de l'eau comme nous l'avons vu dans le paragraphe précédent et nous avons entamé une série de mesures de température d'entrée et de sortie du fluide et de la température ambiante ainsi de l'éclairement global. Ceci pour comparer les résultats théorique et expérimentaux dont les rendements thermiques et électriques ainsi que la température de sortie avec la théorie afin de valider notre modèle.

La figure 3.38 montre le dispositif expérimental utilisé pour l'étude des performances du nouveau capteur hybride PVTnew.

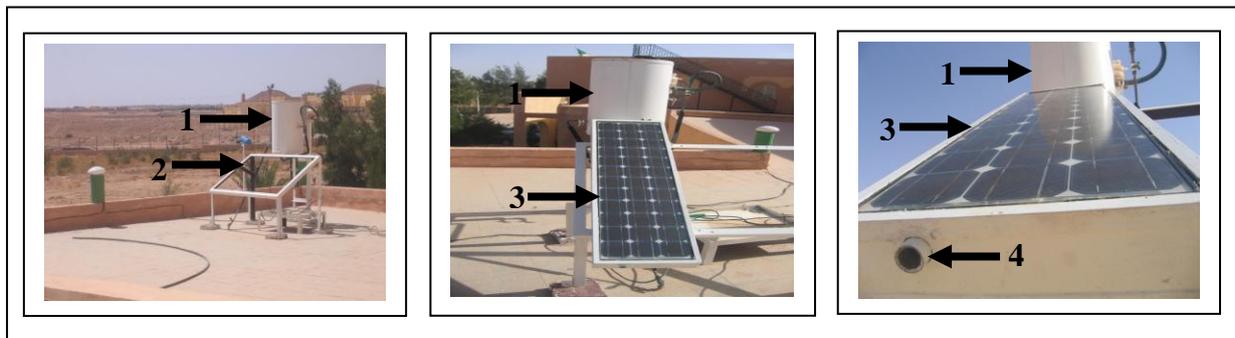


Figure 3.38 : Photo du prototype du nouveau capteur réalisé

Dans la figure 3.38 ; 1- Réservoir de stockage de l'eau.

2- Structure sur laquelle va se fixer le capteur hybride orienté vers le sud et incliné à la latitude du lieu.

3- Le nouveau capteur hybride PVTnew.

4- Entrée du fluide caloporteur.

### 3.5.6. Résultats de l'étude expérimentale

Nous avons entamé une série de mesures expérimentales sur le prototype du nouveau capteur hybride, en relevant les températures d'entrée et de sortie de l'eau ainsi que l'éclairement et la température ambiante. Ceci nous a permis aussi de déterminer le rendement instantané de notre capteur.

### 3.5.6.1. Distribution de la température dans le capteur PVT nouvelle configuration

L'allure de la température d'entrée et de sortie du fluide caloporteur est montrée sur la figure 3.39, Les tests de mesures ont été faits le 14 -09-2008, la température de sortie a atteint 37°C pour une température d'entrée de 34°C et pour une température ambiante (Tam) de 33°C.

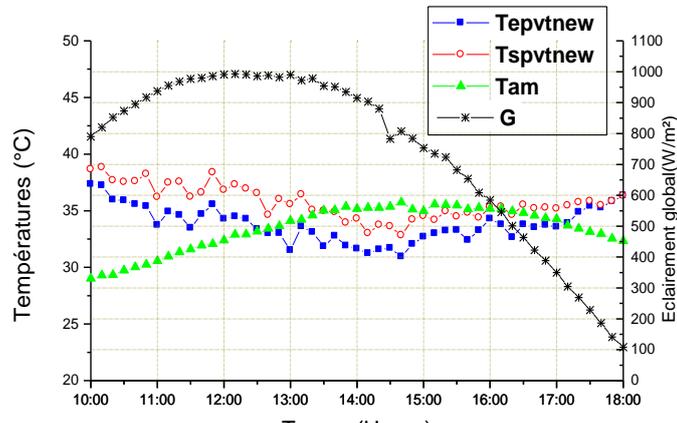


Figure 3.39 : Distribution de la température dans le nouveau prototype du capteur PVT

Notre capteur hybride a été la source de l'augmentation de la température du fluide caloporteur d'une moyenne de 3°C entre l'entrée et la sortie.

### 3.5.6.2. Température extérieure du capteur hybride en fonction du temps

La température extérieure du capteur hybride appelé  $T_{infpvtnew}$  est la température de la face inférieure du côté extérieur de notre capteur. Son allure est montrée sur la figure 3.40. Elle est légèrement constante pendant toute la journée, sa valeur se situe entre 31-32°C.

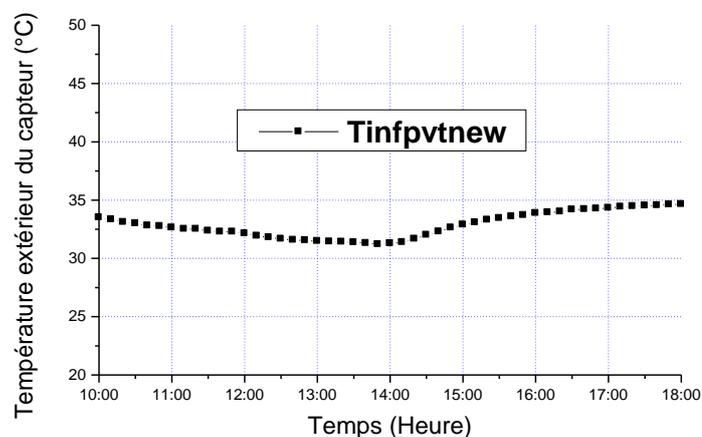


Figure 3.40 : Distribution de la température dans le prototype du capteur PVT

### 3.5.6.3. Rendement thermique en fonction du temps

Le rendement thermique instantané expérimental du capteur hybride est déterminé par l'équation suivante :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m} \cdot C_p \cdot (T_s - T_e)}{(A \cdot G)} \quad (3.39)$$

Équation dans laquelle ;  $\dot{m}$  est le débit massique [Kg/s],  $C_p$  est la chaleur spécifique [J/kg K],  $T_e$  et  $T_s$  la température d'entrée et de sortie du fluide successivement,  $A$  est la surface du capteur [ $m^2$ ],  $G$  est l'éclairement global reçu sur le plan du capteur [ $W/m^2$ ].

Nous avons déterminé le rendement thermique pendant une journée (figure 3.41). Nous voyons sur cette figure en points les valeurs expérimentales et en ligne l'interpolation par un polynôme d'ordre supérieur.

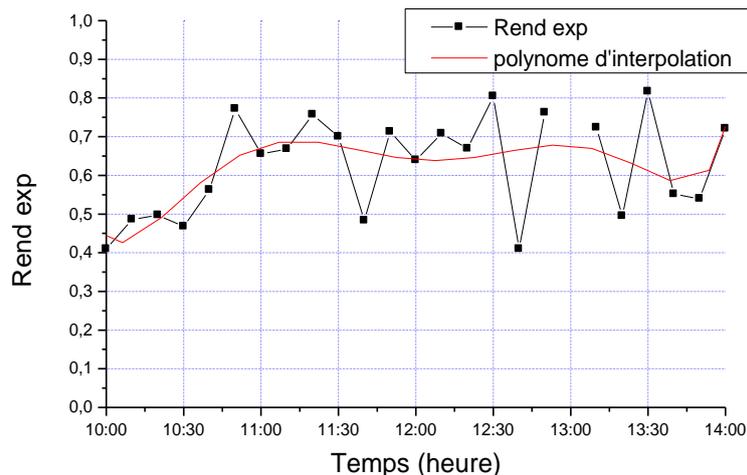


Figure 3.41 : Rendement expérimental

La valeur du rendement varie entre 50% et 80% pendant la période de 10h: 30 à 14h de la journée du test. Ce sont des valeurs excellentes pour un capteur qui produit en plus de l'énergie thermique et de l'énergie électrique, c'est une exploitation de la chaleur existante au niveau des cellules solaires

### 3.5.6.4. Rendement thermique en fonction de la température réduite

L'étude expérimentale des performances thermiques du capteur hybride se fait également selon des normes appelées standard de test, cela nous permettra notamment de comparer ces performances avec les performances des capteurs thermiques plans.

Le standard ASHRAE 93-86 et le document SRCC RM-1 donnent le standard test à réaliser pour la détermination des performances du capteur thermique.

La procédure générale est que les tests se font sous des conditions presque stables et de relever les données nécessaires pour l'analyse. Bien qu'elles diffèrent dans les détails, les traits essentiels des procédures de ces deux normes peuvent être résumés comme suit :

En général, on mesure :

- La température d'entrée du fluide ( $T_e$ )
- La température de sortie du fluide ( $T_s$ )
- Le débit ( $\dot{m}$ )
- L'éclairement mesuré par un pyranomètre ( $G$ )
- La vitesse du vent ( $v$ ) et sa direction

Les tests ont été effectués symétriquement autour de midi (une heure avant et une heure après), quand le ciel est relativement clair et les rayons solaires sont directement dirigés vers le capteur.

Dans ces conditions, on calcule le rendement thermique instantané du capteur selon la formule (37) et on trace le graphe du rendement en fonction de  $T^*$  [ $m^2C/w$ ] appelé température réduite, tel que :

$$T^* = \frac{(T_e - T_{am})}{G} \quad (3.40)$$

L'équation dans laquelle ;  $T_{am}$  est la température ambiante et  $T_e$  est la température d'entrée du fluide,  $G$  est l'éclairement global reçu sur le plan du capteur.

Dans le standard ASHRAE 93-77, le rendement thermique est un polynôme de premier degré.

Nous avons tracé sur la figure 3.42 la variation du rendement instantané ( $Rend_{exp}$ ) en fonction de la température réduite pendant la journée des tests.

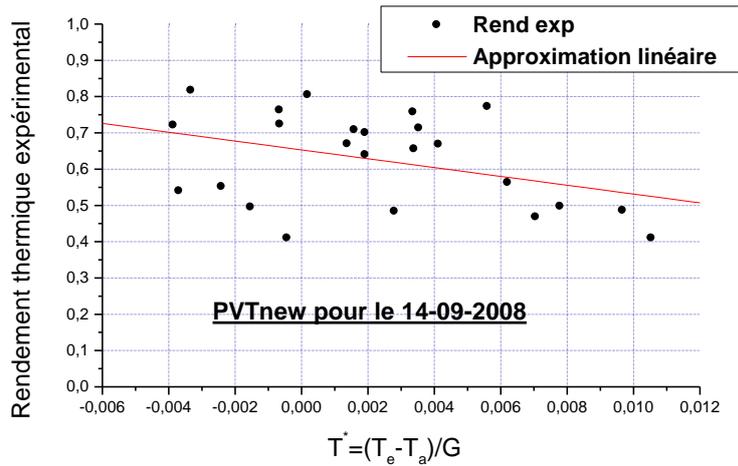


Figure 3.42 : Rendement expérimentale en fonction de la température réduite

Le rendement thermique du capteur hybride varie linéairement avec la température réduite et sa valeur est satisfaisante en le comparant aux rendements moyens des capteurs thermiques classiques.

La figure 3.43 montre la variation de la température réduite en fonction du temps.

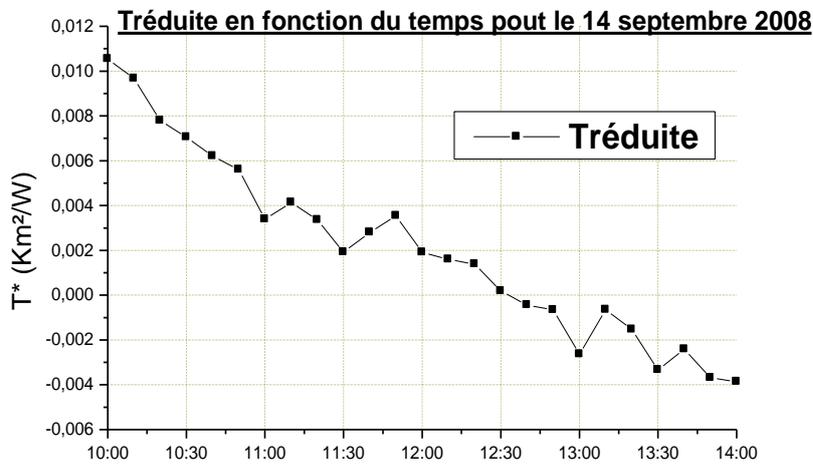


Figure 3.43 : Tréduite en fonction du temps

La différence de température d'entrée et ambiante diminue durant la journée, le fluide entrant a une température égale à la température ambiante vers midi trente (12h : 30).

Lorsque la différence entre la température d'entrée et la température ambiante augmente, le rendement instantané du capteur diminue. Il atteint 65% lorsque la température d'entrée égale la température ambiante.

### 3.5.6.5. Température de sortie pour différents débits de fluide

Nous avons tracé sur la figure 3.44 la température du fluide à la sortie de notre nouveau capteur hybride en fonction du temps pour différents débits.

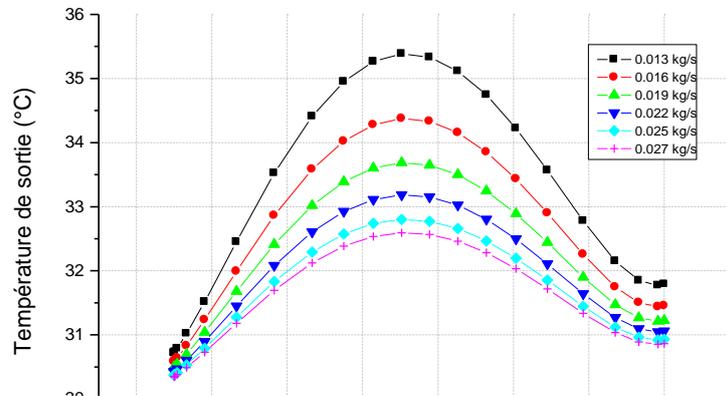


Figure 3.44 : Température de sortie en fonction du débit

Nous remarquons que la température de sortie augmente lorsque le débit diminue.

### 3.5.6.6. Rendement thermique pour différents débits du fluide

Nous avons tracé sur la figure 3.45 la variation du rendement thermique en fonction du temps et en fonction de la température réduite pour différents débits.

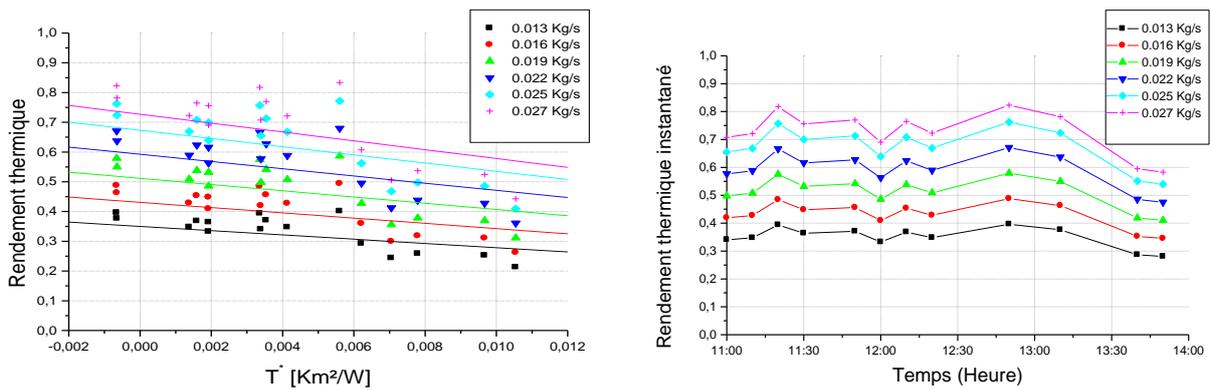


Figure 3.45 : Rendement expérimental pour différents débits

L'augmentation du débit entraîne une diminution de la température de sortie (figure 44) mais pour le rendement thermique, nous n'aurons pas la même chose, en effet dans l'équation (37), le rendement thermique est linéaire avec le débit mais ceci pour une différence de température

(entrée – sortie) fixe, en réalité ce n'est pas le cas, la valeur optimale du débit sera déterminé en combinaison les valeurs expérimentales avec la simulation.

### 3.5.7. Validation du modèle théorique

Dans le but de valider notre modèle théorique du nouveau capteur hybride, nous avons pris les données expérimentales de la journée des tests (journée du 14-09-2008) et nous les avons utilisés dans le programme de simulation qui décrit notre modèle de capteur et nous avons comparé les résultats de la simulation avec les résultats expérimentaux.

#### 3.5.7.1. Comparaison entre le rendement expérimental et théorique

La figure 46 montre une comparaison entre le rendement thermique instantané théorique et expérimental en fonction du temps (figure 3.46.a) et en fonction de  $T^*$  (figure 3.46.b).

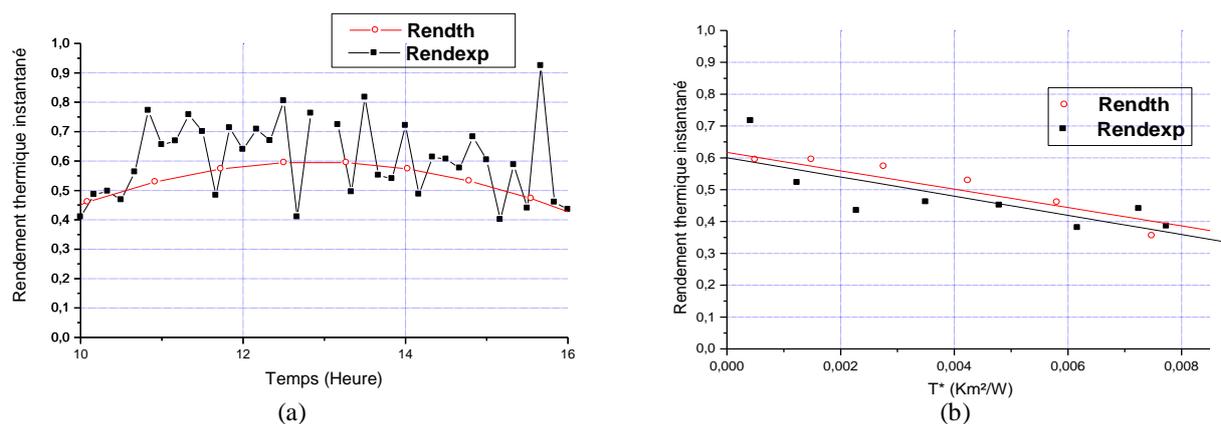


Figure 3.46 : Rendement thermique instantané théorique et expérimental

Nous remarquons que les valeurs du rendement expérimental (Rend exp) en points noirs concordent avec les valeurs du rendement théorique (Ren th) (en rouge) données par simulation ce qui valide notre modèle théorique du nouveau capteur PVTnew.

#### 3.5.7.2. Comparaison entre les températures de sortie théorique et expérimentale

La température de sortie déterminée par notre modèle pour différents débits a été comparée avec les valeurs mesurées expérimentalement (figure 3.47).

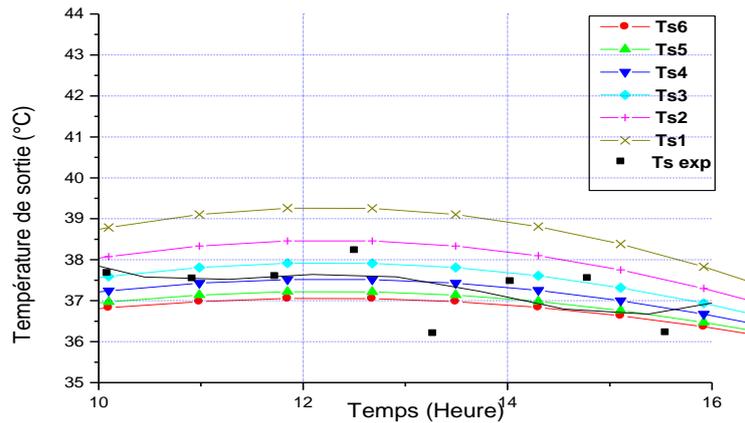


Figure 3.47 : Température de sortie théorique et expérimentale

Nous remarquons que le modèle nous donne des valeurs similaires aux valeurs expérimentales pour le débit de 0.022 Kg/s.

Pour un autre débit (0.04Kg/s), nous avons tracé sur la figure 3.48 la température de sortie de notre prototype expérimental ( $T_{spvtnew}$ ) pour la journée du 22-09-2008 et nous avons intégré dans notre modèle théorique du capteur les données relatives à cette journée puis nous avons déterminé la température de sortie théorique ( $T_{stheorique}$ ). De plus, nous avons mis sur la même figure la température d'entrée du fluide ( $T_e$ ) et l'éclairement global ( $G$ ) reçu sur le plan du capteur pour cette journée de tests.

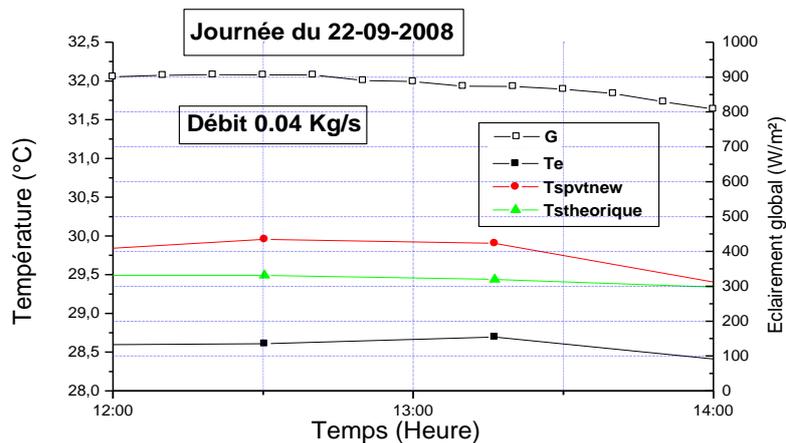


Figure 3.48 : Validation du modèle théorique par rapport à la température de sortie

Les valeurs de la température de sortie théorique et expérimentale sont sensiblement identiques (différence de 0.2°C), et par rapport à la température d'entrée, il y a une petite différence (de 1°C à 1.5°C) ce qui est expliqué par le débit du fluide un peu élevé (0.04Kg/s).

### 3.5.8. Optimisation du débit du fluide caloporteur

Nous avons tracé sur la figure 3.49 la température de sortie expérimentale ( $T_{s\ exp}$ ) et théorique ( $T_{s\ th}$ ) pour chaque débit séparément (les figures a,b,c,d,e,f) successivement pour les débits (0.013,0.016,0.019,0.022,0.025,0.027)[Kg/s].

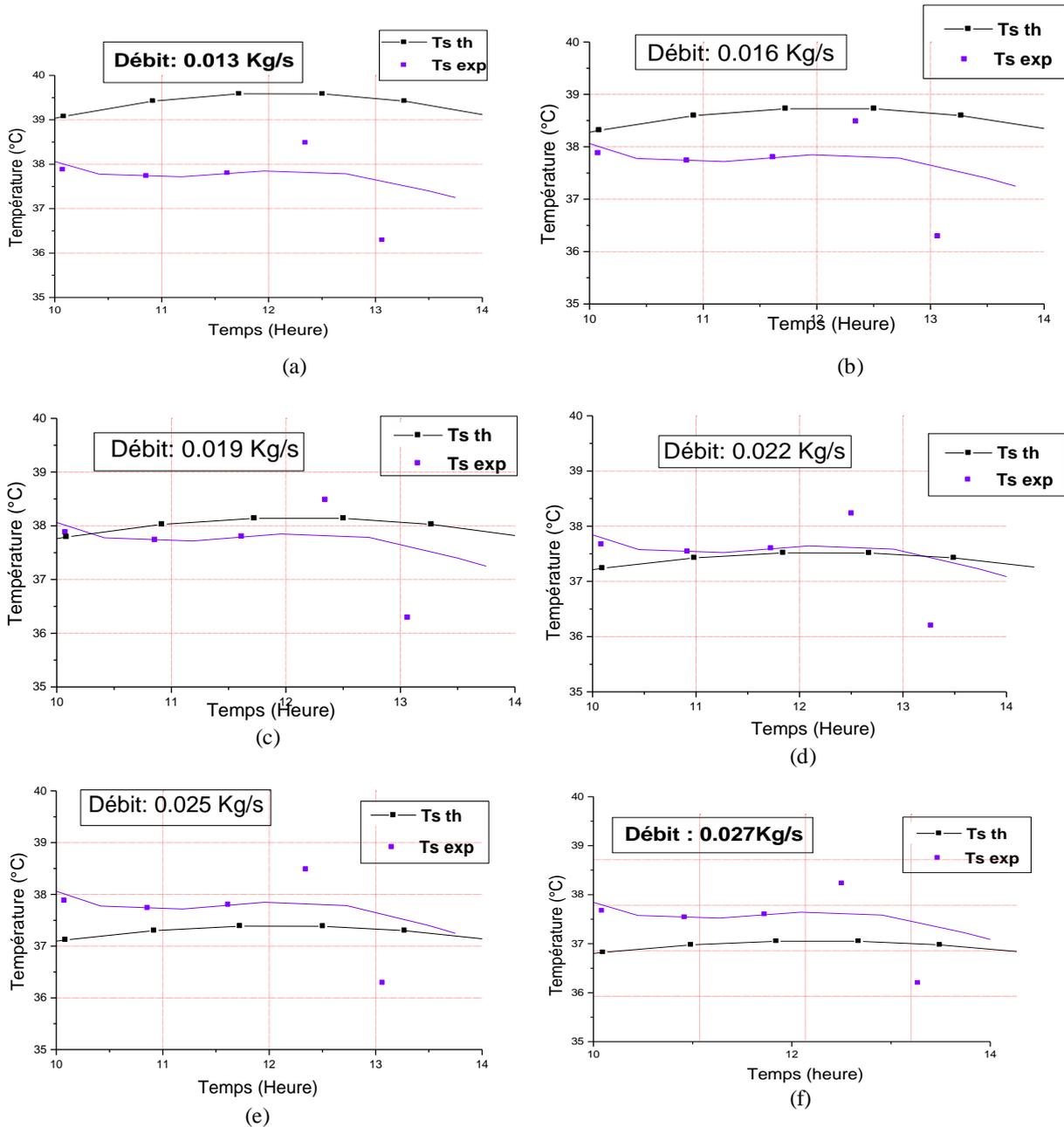


Figure 3.49 : Température de sortie pour différents débits

Le débit du fluide pour lequel la température de sortie théorique obtenue par simulation de notre modèle concorde avec les valeurs expérimentales est la valeur de 0.022 Kg/s équivalent à 80l/h qui correspond à la figure 3.50-d.

### 3.5.9. Rendement thermique et expérimentale pour différents débits

L'optimisation du débit se fera sur deux bases, par rapport à la température de sortie et par rapport au rendement thermique du capteur hybride.

La figure 3.50 montre le rendement thermique expérimental (Rend exp) et théorique (Rend th) pour différents débits (figures a,b,c,d,e,f) qui correspond successivement à (0.022, 0.025, 0.019, 0.016, 0.013,0.027) [Kg/s].

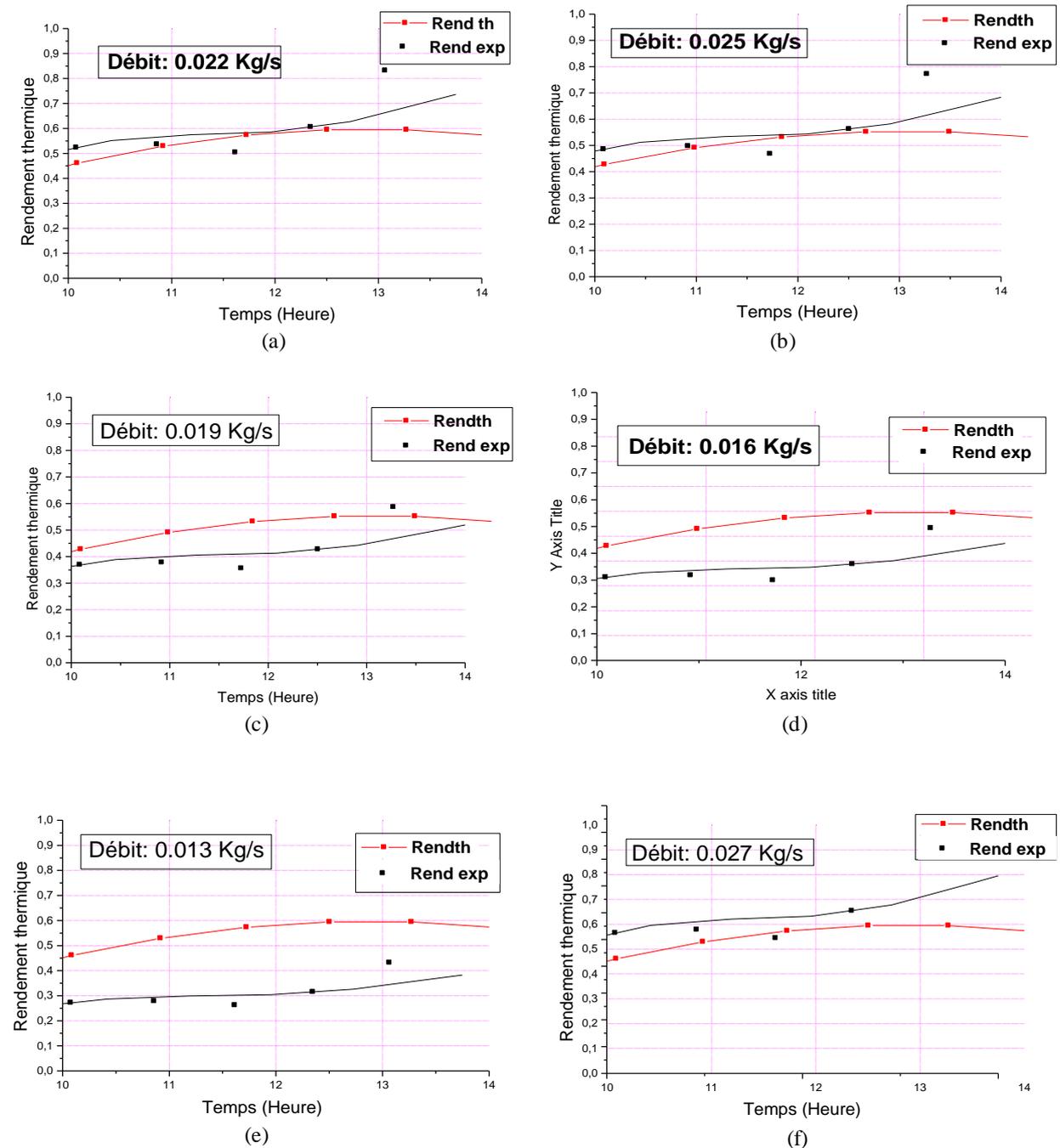


Figure 3.50 : Optimisation du débit massique par rapport au rendement thermique

Le débit optimal est de 0.022 Kg/s. C'est la valeur pour laquelle nous avons eu le rendement le plus grand expérimentalement et théoriquement (60%) pour cette journée de tests.

### 3.6. Comparaison avec le capteur hybride classique en serpentin

Le deuxième objectif de notre étude expérimentale est la comparaison des performances thermiques et électriques de ce nouveau capteur hybride avec un capteur classique dont l'absorbeur est un serpentin en cuivre (figure 3.51). L'étude de ce capteur classique que nous appelons PVTold a été détaillée dans deux articles [118,119].

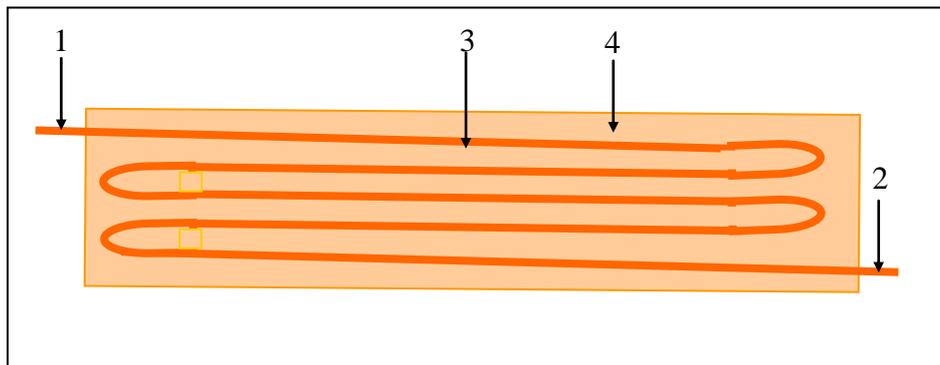


Figure 3.51 : L'absorbeur de l'ancien capteur hybride

Avec :

- 1- Entrée de l'eau
- 2- Sortie de l'eau
- 3- Serpentin en cuivre
- 4- Plaque en cuivre



Figure 3.52 : Photo du capteur hybride ancien PVTold

Le capteur PVTold (Figure 3.52) est constitué de la même façon que le capteur PVTnew à l'exception de l'absorbeur. Pour le module photovoltaïque nous avons utilisé les mêmes types pour les deux capteurs et enfin une isolation, latérale de 2 cm et arrière de 5cm de laine de verre pour les deux capteurs. L'objectif de cette comparaison est en fait la vérification des performances thermiques et électriques des deux capteurs.

Nous avons mis sur une même structure (Figure 3.53), les deux capteurs le PVT new et le PVTold et nous avons relevé les températures d'entrée et de sortie de chaque capteur en plus de la température ambiante et de l'éclairement global sur le plan des deux capteurs. La structure des deux capteurs est inclinée de  $32^\circ$  (latitude du lieu) et orientée plein sud.

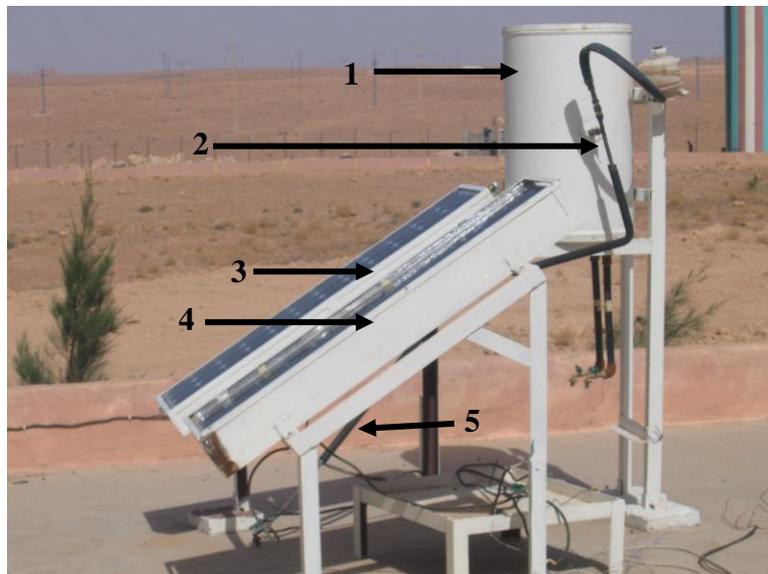


Figure 3.53 : Les deux capteurs sur la structure d'expérimentation

Avec :

- 1- Réservoir de stockage d'eau
- 2- Conduite en cuivre
- 3- Capteur PVTnew
- 4- Capteur PVTold

Les performances électriques des deux capteurs sont déterminées à l'aide de la charge électronique qui nous a permis de tracer à chaque fois leur caractéristique I (V).

Le système d'écoulement du fluide (l'eau) à la sortie des deux capteurs est continu c'est-à-dire que l'eau chauffée sort des deux capteurs vers l'extérieur en continu, mais à l'entrée nous avons étudié deux cas. Dans le premier cas l'eau froide entre en continu dans les deux capteurs (Figure 3.54 (a)) et dans le deuxième cas, on arrête l'eau par un robinet à l'entrée des deux capteurs (Figure 3.54(b)).

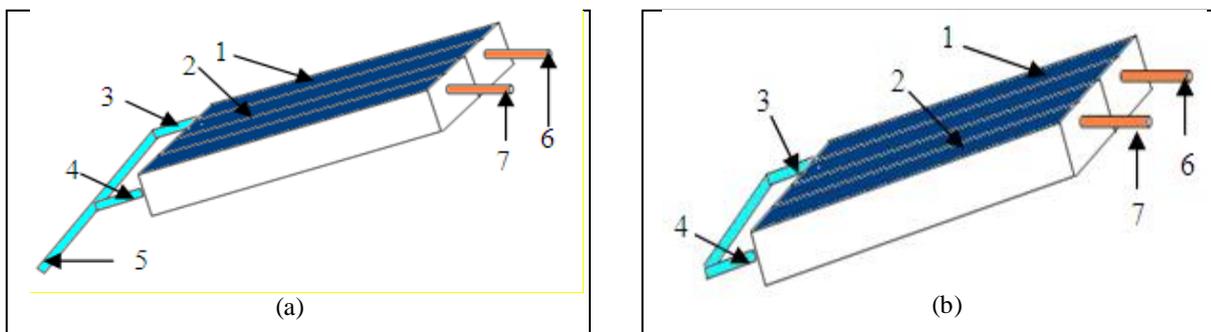


Figure 3.54 : Configuration étudiée pour le nouveau et ancien capteur hybride

Dans la figure 54, nous avons ; 1 : Nouveau capteur hybride (PVTnew) ; 2 : Ancien capteur hybride (PVTold) ; 3 : Entrée eau dans le nouveau capteur hybride ; 4 : Entrée eau dans l'ancien capteur hybride ; 5 : Entrée principale d'eau à partir du réseau de distribution ; 6 : Sortie d'eau du nouveau capteur hybride ; 7 : Sortie d'eau de l'ancien capteur hybride.

### 3.6.1. Ecoulement du fluide continu

Dans ce cas l'eau entre en continu dans les deux capteurs, la figure 3.55 montre la température de sortie de l'eau à la sortie des deux capteurs ( $T_{spvtnew}$  et  $T_{spvtold}$ ) en fonction du temps, respectivement pour le nouveau capteur et l'ancien capteur hybride. Nous avons utilisé le débit optimisé de 0.22 Kg/s pour les deux capteurs.

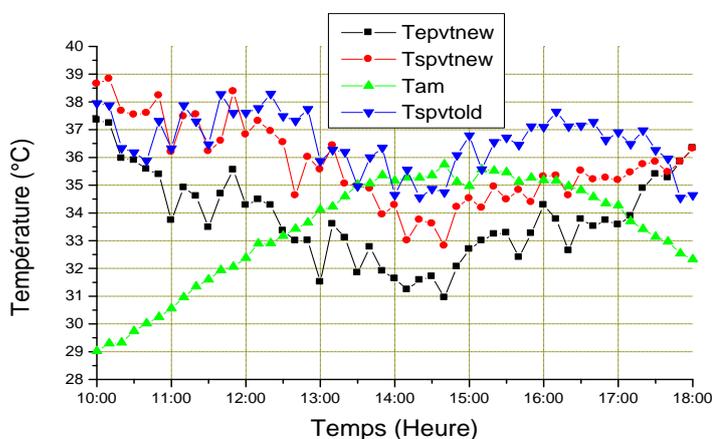


Figure 3.55: Température de sortie des deux capteurs

La température d'entrée ( $T_{\text{pvtnew}}$ ) étant la même pour les deux capteurs, nous remarquons que la différence de température entre la sortie et l'entrée est plus de  $4^{\circ}\text{C}$  pour les deux capteurs.

Les valeurs des températures de sortie obtenues pour les deux capteurs sont sensiblement identiques (voir aussi figure 3.56), cela veut dire que le nouveau absorbeur intégré dans le nouveau capteur avec sa géométrie et sa constitution n'a pas empêché le transfert de chaleur au fluide.

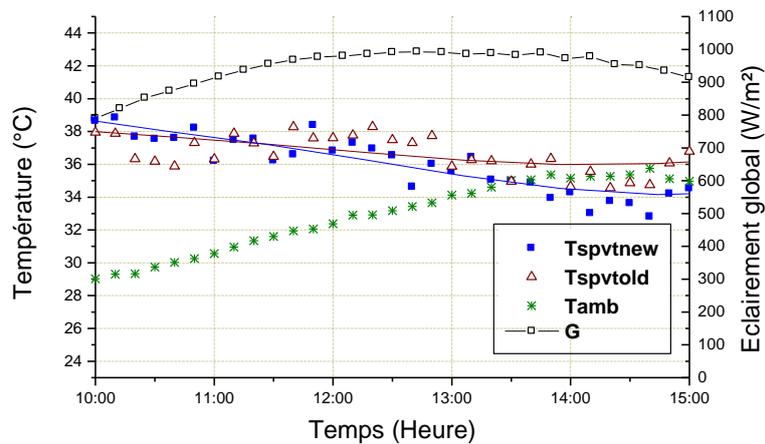


Figure 3.56 : Variation des températures dans le cas de l'écoulement continu

La température de sortie n'est pas le seul paramètre à comparer entre les deux capteurs, le rendement thermique est un autre facteur important qui caractérise le capteur. Sur la figure 57, nous avons tracé le rendement thermique expérimental instantané du nouveau et de l'ancien capteur hybride respectivement ( $\text{Rend exp new}$ ) et ( $\text{Rend exp old}$ ) en plus du rendement théorique du nouveau capteur ( $\text{Rend th new}$ ).

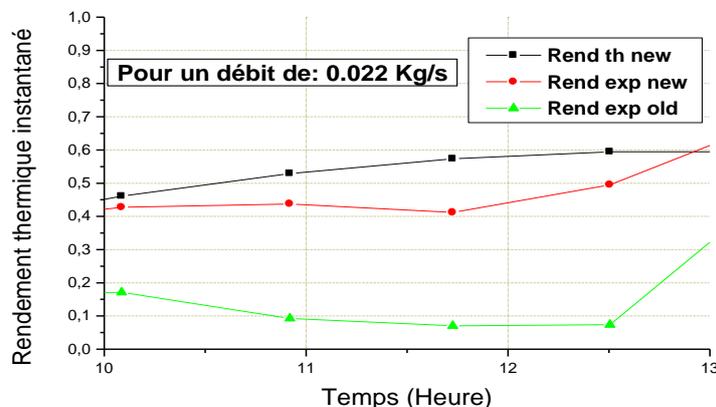


Figure 3.57 : Rendement thermique des deux capteurs pour le cas de l'écoulement continu

Sur la figure 3.58, nous avons tracé les rendements des deux capteurs en fonction de la température réduite.

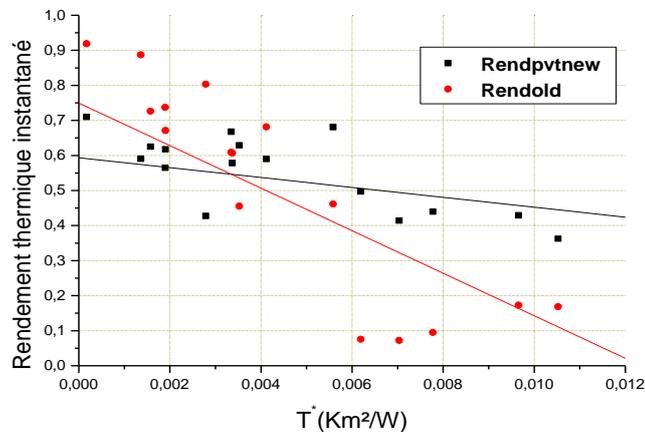


Figure 3.58 : Rendement thermique en fonction de la température réduite des deux capteurs pour le cas de l'écoulement continu

Le rendement thermique de notre nouveau capteur hybride théorique et expérimental est largement supérieur au rendement thermique de l'ancien capteur hybride pour les mêmes conditions de tests, pour le cas de l'écoulement continu de l'eau dans les deux capteurs.

### 3.6.2. Pas d'écoulement de fluide

Les mesures expérimentales ont été effectuées le 25-09-2008 et nous avons arrêté l'écoulement de l'eau à l'entrée des deux capteurs. La figure 3.59 montre la variation de la température de sortie et d'entrée des deux capteurs.

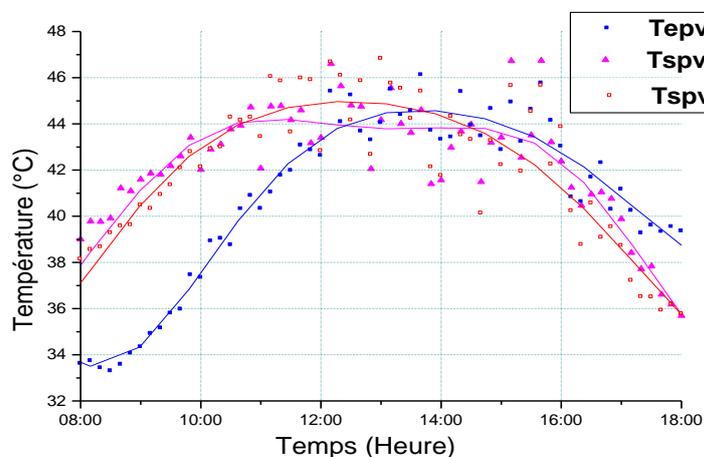


Figure 3.59 : Température d'entrée et de sortie des deux capteurs

La température de sortie du nouveau capteur est sensiblement supérieure à la température de l'ancien capteur pendant toute la journée, la température d'entrée d'eau qui a stagné à l'entrée des deux capteurs varie au courant de la journée et se stabilise à la température de sortie à partir de midi à cause de l'accumulation de chaleur à l'intérieur des deux capteurs.

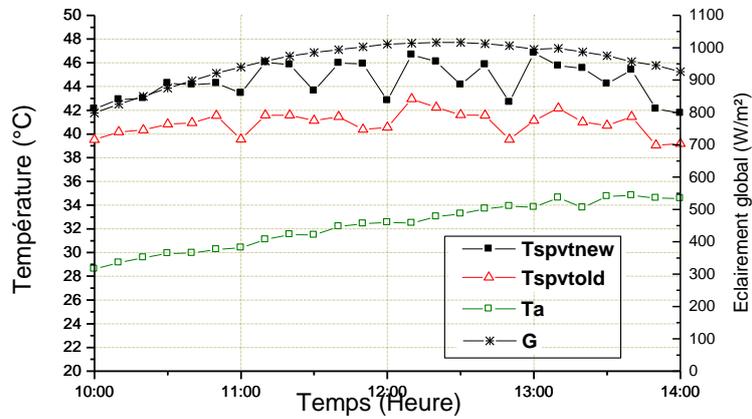


Figure 3.60: Variation des températures dans le cas de l'écoulement continu

Sur la figure 3.60 nous remarquons clairement que le niveau des températures de sortie de notre nouveau capteur hybride est supérieur au niveau de température de sortie de l'ancien capteur hybride en serpentin.

Nous avons tracé le rendement thermique instantané des deux capteurs en fonction du temps pendant la journée des tests (Figure 3.61 a et b), nous remarquons que le rendement thermique du nouveau capteur est supérieur à celui de l'ancien capteur.

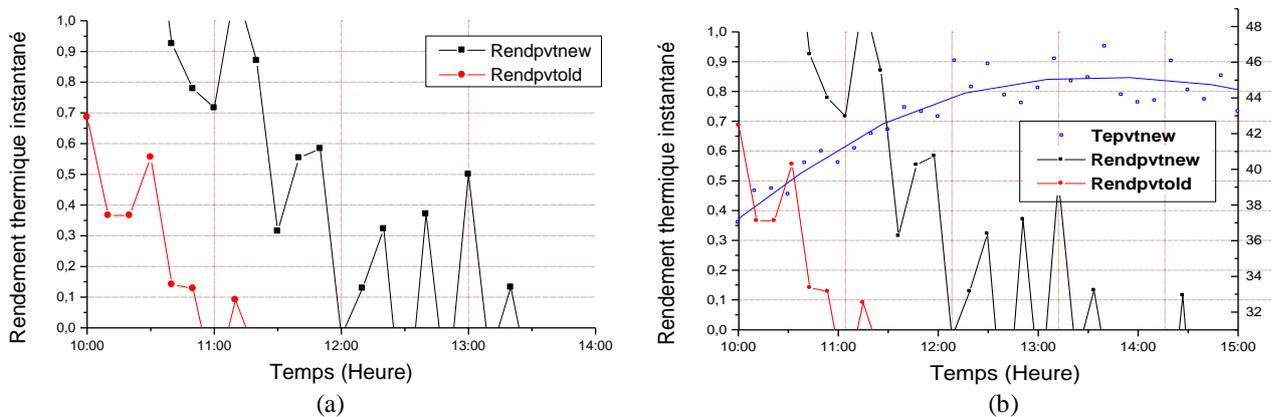


Figure 3.61 : Rendement thermique des deux capteurs pour le cas de l'écoulement continu

Ce cas est plus proche de la pratique car en fait, le capteur hybride est intégré dans un système global comprenant entre autre un réservoir de stockage où le fluide caloporteur chaud sortant du capteur hybride transmettra ses calories à l'eau (à chauffer) existant dans le réservoir et retournera vers le capteur avec une circulation naturelle. Ceci montre donc l'efficacité de notre nouveau capteur.

Nous pouvons dire que pour les deux cas d'écoulement du fluide et du non écoulement que les performances thermiques de notre nouveau capteur hybride sont meilleures par rapport à l'ancien capteur hybride.

### 3.7. Comparaisons des caractéristiques électriques

Le nouveau capteur hybride a des performances thermiques supérieures à celle de l'ancien capteur hybride en serpentin et pour les performances électriques nous avons tracé la caractéristique courant tension et prélevant les paramètres électriques des deux capteurs hybrides (Figure 3. 62).

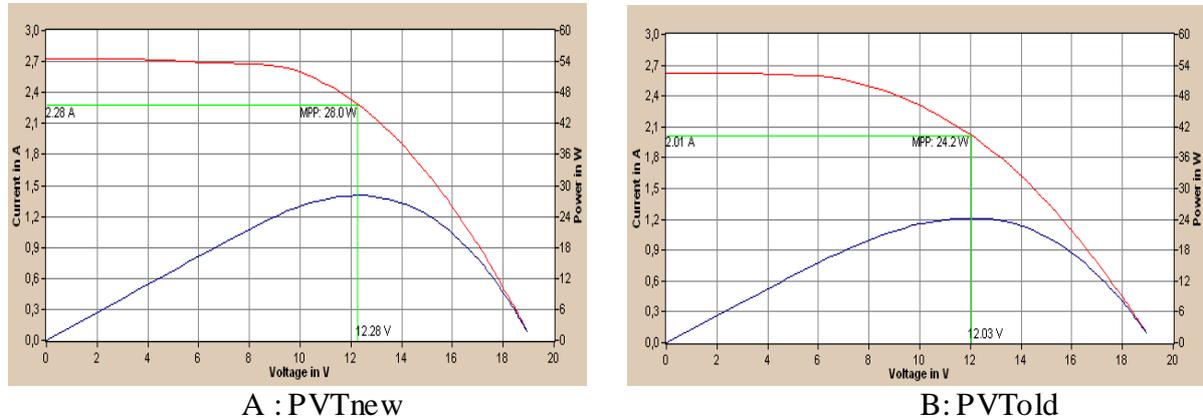


Figure 3.62 : Caractéristiques I (V) des deux capteurs

La puissance maximum délivrée par notre nouveau capteur hybride est de 28W et dans les mêmes conditions de tests la puissance électrique que peut délivrer l'ancien capteur hybride est de 24.2W. Les autres paramètres électriques des deux capteurs sont détaillés dans le tableau 3.2 (A et B).

Tableau 3.2 : Paramètres des deux capteurs

Paramètre	A : PVTnew	B: PVTold
Values at STC		
Peak Power Ppk	32.3 W	26.1 W
Isc0	2.83 A	2.72 A
I <sub>pmax0</sub>	2.37 A	2.09 A
Uoc0	21.1 V	19.7 V
U <sub>pmax0</sub>	13.7 V	12.5 V
Current values		
Isc	2.73 A	2.62 A
Uoc	19.0 V	19.0 V
I <sub>pmax</sub>	2.28 A	2.01 A
U <sub>pmax</sub>	12.3 V	12.0 V
Pmax	28.0 W	24.2 W
Int. Series Res. Rs	3.8 Ohm	5.6 Ohm
Int. Parallel Res. Rp	>0.25 kOhm	>0.13 kOhm
Irradiance Eeff	964 W/m <sup>2</sup>	963 W/m <sup>2</sup>
Cell temp. Tmod	49.1 °C	32.9 °C
Fill factor FF	0.542	0.487

La puissance délivrée par le nouveau capteur hybride est de 32.3 W tandis que celle produite par l'ancien capteur est de 26.1W. Toutes les performances électriques du nouveau capteur sont meilleures que celle du capteur en serpentin.

### 3.8. Conclusion

L'étude théorique sur le capteur hybride de la nouvelle configuration a été présentée dans ce chapitre. Nous avons commencé par une modélisation mathématique qui a permis la détermination du profil de température dans les différentes couches du capteur et les puissances thermiques et électriques produites ainsi que les rendements thermiques et électriques. La simulation a montré les performances thermiques dont la puissance utile et le rendement du nouveau capteur. Nous avons ensuite validé le modèle théorique. L'étude expérimentale a été entamée par la réalisation d'un prototype du nouveau capteur et les résultats expérimentaux ont été en parfaite concordance avec la simulation. Une étude comparative a été faite avec le capteur hybride en serpentin. Les résultats trouvés sont en faveur du nouveau capteur.

## Chapitre 4

### Application à un capteur hybride PVT à Air

#### 4.1. Introduction

La nouvelle conception du capteur hybride photovoltaïque thermique permet d'utiliser différents fluides caloporteurs. Nous parlons de capteur hybride à eau lorsqu'on utilise de l'eau ou de glycol pour le fluide caloporteur, c'est le fluide à chauffer. Le glycol est utilisé dans le cas où nous avons le circuit fermé de la boucle de chauffage qui relie le capteur au réservoir de stockage.

L'air peut être utilisé en remplacement de l'eau ou du glycol, dans ce cas, on réalise le capteur hybride à air. De l'air circule au dessous de l'absorbeur et va se chauffer et nous pouvons ainsi exploiter cet air pour le chauffage de l'espace des habitations. Dans ce cas il est préférable de placer les capteurs en façades ou sur les toits. Des ventilateurs peuvent être utilisés pour accroître le débit d'air chauffé.

#### 4.2. Modélisation numérique

La figure 4.1 montre le schéma simplifié du nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique à air, qui est constitué d'un module photovoltaïque (avec ces trois couches : couche de verre trempé, couche des cellules avec l'EVA et couche de tedlar) de type monocristallin (UDTS50) de longueur 1.29 m et de largeur 0.33m et d'un absorbeur en acier galvanisé placé au dessous du module, cet absorbeur est une enceinte où va circuler de l'air. Une isolation par la laine de verre de tous les côtés du capteur hybride permet de meilleures performances thermiques.

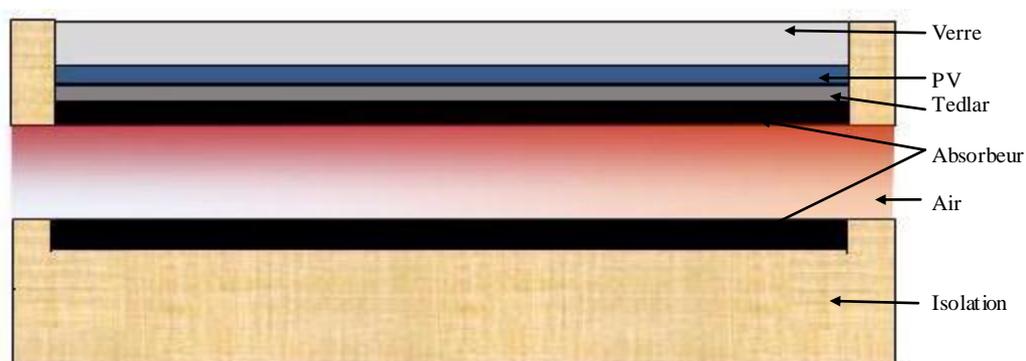


Figure 4.1 : Capteur hybride à air nouvelle configuration

Les dimensions de ce nouveau capteur hybride est :  $(1.29 \times 0.33) \text{ m}^2$

L'isolation latérale : 0.02 m en laine de verre. L'isolation arrière : 0.05 m en laine de verre.

La figure 4.2 montre une vue éclatée en trois dimensions du nouveau capteur hybride photovoltaïque thermique ou on voit en plus claire les couches qui le constitue.

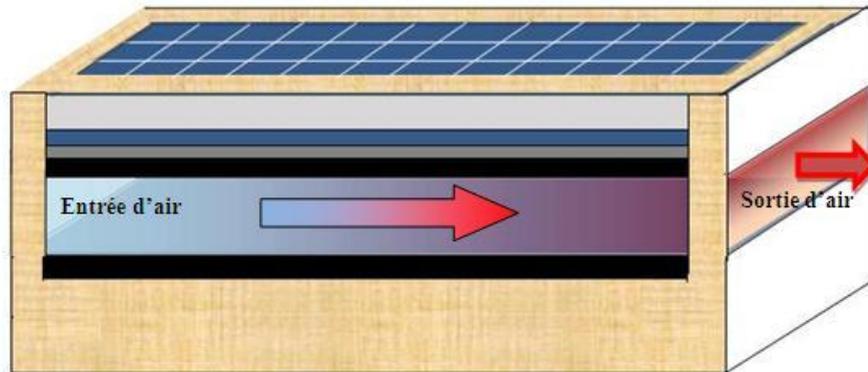


Figure 4.2 : Vue éclatée du nouveau capteur hybride à air

Ce nouveau prototype du capteur hybride PVT à air est une application du capteur hybride selon la nouvelle configuration que nous avons étudié en détail en chapitre 3 en utilisant comme fluide caloporteur de l'air.

Le bilan thermique pour chaque couche est similaire à celui étudié précédemment, la figure 4.3 montre le bilan énergétique utilisé pour les différentes couches constituant le capteur hybride. Les notations suivantes sont utilisées :

Q1 : Energie émise par le soleil sur le plan du capteur hybride à air

Q2 : Energie émise par le ciel par rayonnement sur le plan du capteur hybride à air

Q3 : Energie émise par l'air ambiant par convection sur le plan du capteur hybride à air

Q4 : Energie émise par le sol par rayonnement sur le plan du capteur hybride à air

Q5 : Energie émise par le soleil par rayonnement et absorbée par les cellules solaires.

Q6 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la vitre à la couche des cellules solaires

Q7 : Quantité de chaleur transmise par conduction la couche haute des cellules solaires à la couche basse.

Q8 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la couche basse des cellules solaires à la surface basse du tedlar.

Q9 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la couche du tedlar à la couche haute de l'absorbeur.

Q10 : Quantité de chaleur transmise par rayonnement de la couche haute de l'absorbeur à la couche basse de l'absorbeur.

Q11 : Quantité de chaleur transmise par convection de la couche haute de l'absorbeur à l'air.

Q12 : Quantité de chaleur transmise par convection de l'air chauffé à la couche basse de l'absorbeur.

Q13 : Quantité de chaleur transmise par conduction de la couche basse de l'absorbeur à la face arrière du capteur hybride à air.

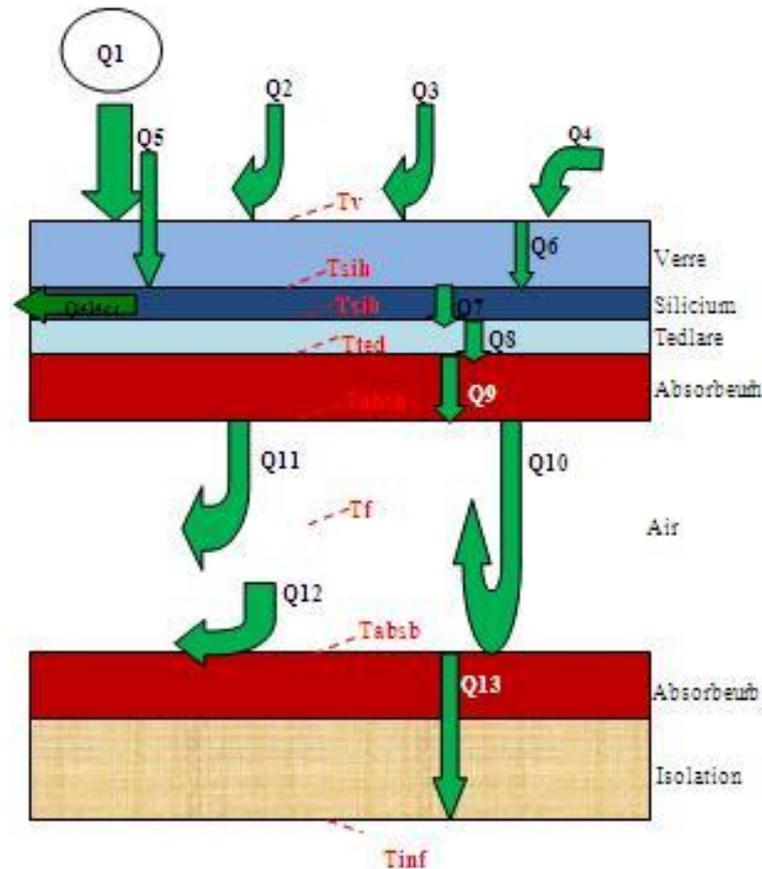


Figure 4.3 : Bilan énergétique du nouveau capteur hybride PVT à air

Il y a en tous sept couches : trois couches constituant le module photovoltaïque (Verre trempé, cellules au silicium, tedlar), couche de la partie haute de l'absorbeur, le fluide caloporteur, la couche basse de l'absorbeur et enfin la couche de l'isolation.

Les températures que nous allons calculer sont celles de la surface supérieure de la vitre ( $T_v$ ), la température de la face haute et basse de la couche des cellules solaires ( respectivement  $T_{sih}$  et  $T_{sib}$ ), la température de la surface basse de la couche de tedlar ( $T_{ted}$ ), la température de la partie haute de l'absorbeur ( $T_{absh}$ ), la température moyenne de l'air ( $T_f$ ), la température

de la partie basse de l'absorbeur ( $T_{absb}$ ) et enfin la température externe du capteur au dessous de l'isolation ( $T_{inf}$ ).

Le bilan énergétique nous donne ce qui suit :

$$M_v.C_v.\frac{dT_v}{dt} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 - Q_6 \quad (4.1)$$

$$M_{si}.C_{si}.\frac{dT_{sih}}{dt} = Q_5 + Q_6 - Q_7 \quad (4.2)$$

$$M_{si}.C_{si}.\frac{dT_{sib}}{dt} = Q_7 - Q_{élect} - Q_8 \quad (4.3)$$

$$M_{ted}.C_{ted}.\frac{dT_{ted}}{dt} = Q_8 - Q_9 \quad (4.4)$$

$$M_{abs}.C_{abs}.\frac{dT_{absb}}{dt} = Q_9 - Q_{10} - Q_{11} \quad (4.5)$$

$$M_f.C_f.\frac{dT_f}{dt} = Q_{11} - Q_{12} \quad (4.6)$$

$$M_{abs}.C_{abs}.\frac{dT_{absb}}{dt} = Q_{12} + Q_{10} - Q_{13} \quad (4.7)$$

La masse étant égale à la masse volumique multipliée par le volume, en remplaçant les différentes quantités de chaleurs dans les équations précédentes (de 4.1 à 4.7), nous aurons le système d'équations suivant :

- Surface haute de la Vitre :

$$\rho_v.V_v.C_v.\frac{dT_v}{dt} = \alpha.S.G + h_{rvc}.S.(T_c - T_v) + h_{cvv}.S.(T_{amb} - T_v) + h_{rvsol}.S.(T_{solex} - T_v) - \frac{\lambda_v}{e_v}.S.(T_v - T_{sih}) \quad (4.8)$$

- Surface haute des cellules solaires :

$$\rho_{si}.V_{si}.C_{si}.\frac{dT_{sih}}{dt} = \tau.\alpha.S.G + \frac{\lambda_v}{e_v}.S.(T_v - T_{sih}) - \frac{\lambda_{si}}{e_{si}}.S.(T_{sih} - T_{sib}) \quad (4.9)$$

- Surface basse de la couche des cellules solaires :

$$Q_{elec} = Q_{soleil} \cdot \eta_{réf} \cdot \exp(\beta(T_{sib} - T_{réf})) / \alpha_{si} \quad (4.10)$$

Avec ;

$Q_{soleil}$  est la quantité d'énergie absorbée par les cellules solaires au silicium constituant le capteur hybride PVT, elle est donnée par l'équation suivante :

$$Q_{soleil} = \varepsilon_v \cdot \alpha_{si} \cdot G \cdot S \quad (4.11)$$

Où ;  $G$  est l'éclairement global reçu sur le plan du capteur.

$$\rho_{si} \cdot V_{si} \cdot C_{si} \frac{dT_{sib}}{dt} = \frac{\lambda_{si}}{e_{si}} \cdot S \cdot (T_{sib} - T_{sib}) - \tau_v \cdot S \cdot G \cdot \exp(\beta(T_{sib} - T_{réf})) - \frac{\lambda_{ted}}{e_{ted}} \cdot S \cdot (T_{sib} - T_{ted}) \quad (4.12)$$

Surface basse de la couche de tedlar :

$$\rho_{ted} \cdot V_{ted} \cdot C_{ted} \frac{dT_{ted}}{dt} = \frac{\lambda_{ted}}{e_{ted}} \cdot S \cdot (T_{sib} - T_{ted}) - \frac{\lambda_{abs}}{e_{abs}} \cdot S \cdot (T_{ted} - T_{abs}) \quad (4.13)$$

Partie haute de l'absorbeur :

$$\rho_{abs} \cdot V_{abs} \cdot C_{abs} \frac{dT_{abs}}{dt} = \frac{\lambda_{abs}}{e_{abs}} \cdot S \cdot (T_{ted} - T_{abs}) - h_{c_{abs}} \cdot S \cdot (T_{abs} - T_f) - \delta \cdot S \cdot (T_{abs}^4 - T_{absb}^4) \quad (4.14)$$

Pour l'air circulant à l'intérieur du capteur :

$$\rho_f \cdot V_f \cdot C_f \frac{dT_f}{dt} = h_{c_{abs}} \cdot S \cdot (T_{abs} - T_f) - h_{c_{abs}} \cdot S \cdot (T_f - T_{absb}) \quad (4.15)$$

Couche basse de l'absorbeur :

$$\rho_{abs} \cdot V_{abs} \cdot C_{abs} \frac{dT_{absb}}{dt} = h_{c_{abs}} \cdot S \cdot (T_f - T_{absb}) + \delta \cdot S \cdot (T_{abs}^4 - T_{absb}^4) - (S \cdot (T_{absb} - T_{inf})) \left/ \left( \left( \frac{\lambda_{abs}}{e_{abs}} \right) + \left( \frac{\lambda_{isol}}{e_{isol}} \right) + \left( \frac{\lambda_{tols}}{e_{tols}} \right) \right) \right. \quad (4.16)$$

avec  $T_{inf}$  qui est la température extérieure de la face inférieure (arrière) du capteur PVT à air.

### 4.3. Simulation numérique

La solution du système d'équations (4.8 à 4.16) va nous permettre la détermination du profil de température pour chaque couche du nouveau capteur hybride à air en premier lieu et en deuxième lieu la détermination du rendement thermique instantané ainsi que les puissances thermiques et électriques produites par le capteur.

### 4.3.1. Distribution de la température

Les températures des différentes couches du capteur hybride à air obtenu par simulation numérique sont indiquées sur la figure 4.5. La simulation a été faite avec les données de l'éclairement et de la température ambiante de la journée du 04 Juin 2008 et pour un débit d'air de 0.022K g/s et pour une épaisseur de canal d'air de 3.25 cm.

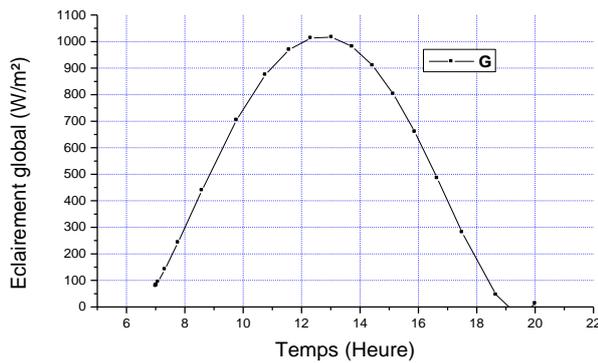


Figure 4.4 : Eclairement global sur le plan du capteur pour le 04/06/2008

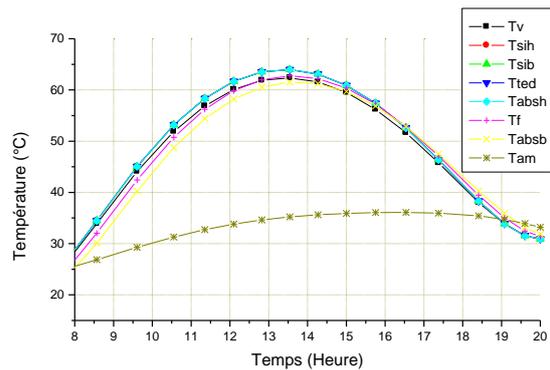


Figure 4.5 : PVT air pour le 04/06/2008

Les températures des couches du capteur à air augmentent durant la journée et atteignent leur maximum vers midi (environ 60°C) pour une température ambiante de quelque 35°C.

La simulation numérique montre que la température des cellules solaires est la plus grande avec la température de l'absorbeur. Ceci est expliqué par la chaleur dégagée lors du passage du courant engendré par le déplacement des électrons à l'intérieur de ces cellules solaires et par conduction. Cette chaleur est transmise à la couche haute de l'absorbeur.

La température de sortie obtenue par simulation varie en fonction du temps selon l'allure de la figure 4.6.

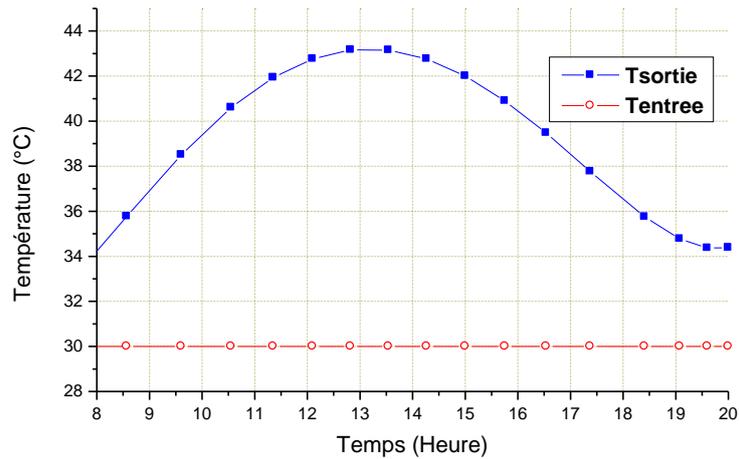


Figure 4.6 : Température de sortie

Pour une température d'entrée d'air égale à 30°C, la température à la sortie du capteur à air varie entre 34°C et 43°C. Pour rappel, la température de sortie pour le capteur à eau atteint 35°C dans les mêmes conditions. Ceci veut dire que le chauffage de l'air est supérieur à celui de l'eau.

Afin de valider l'épaisseur optimale trouvée avec le modèle du nouveau capteur appliquée au capteur hybride à air, nous avons tracé sur la figure 4.7 la distribution de la température dans les différentes couches du capteur à air pour une épaisseur de l'absorbeur du capteur à air de 4.5 cm.

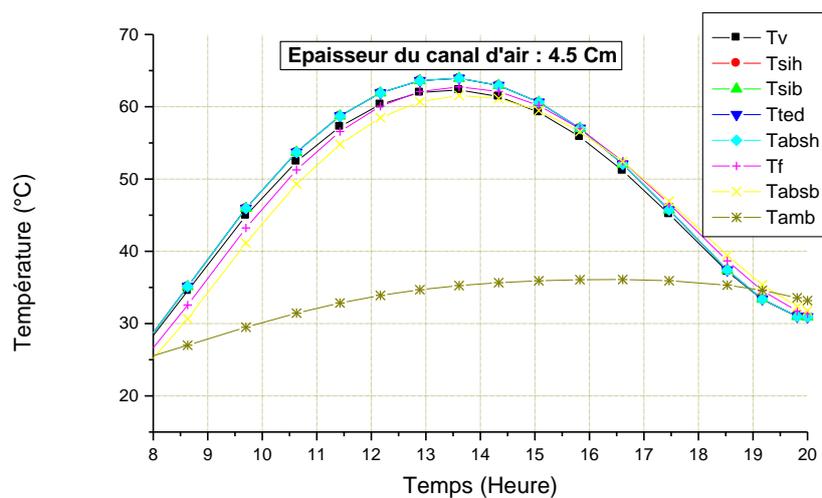


Figure 4.7 : PVT air pour le 04-06-2008 (Débit 0.022Kg/s Epaisseur : 4.5 cm)

Nous remarquons qu'il n'a pas une différence significative entre les deux épaisseurs étudiées contrairement au capteur à eau étudié dans le chapitre précédent. Pour avoir la marge d'épaisseur possible pour le capteur à air nous avons tracé sur une même figure (figure 4.8) la température de la couche basse des cellules solaires ainsi que la température du fluide (air).

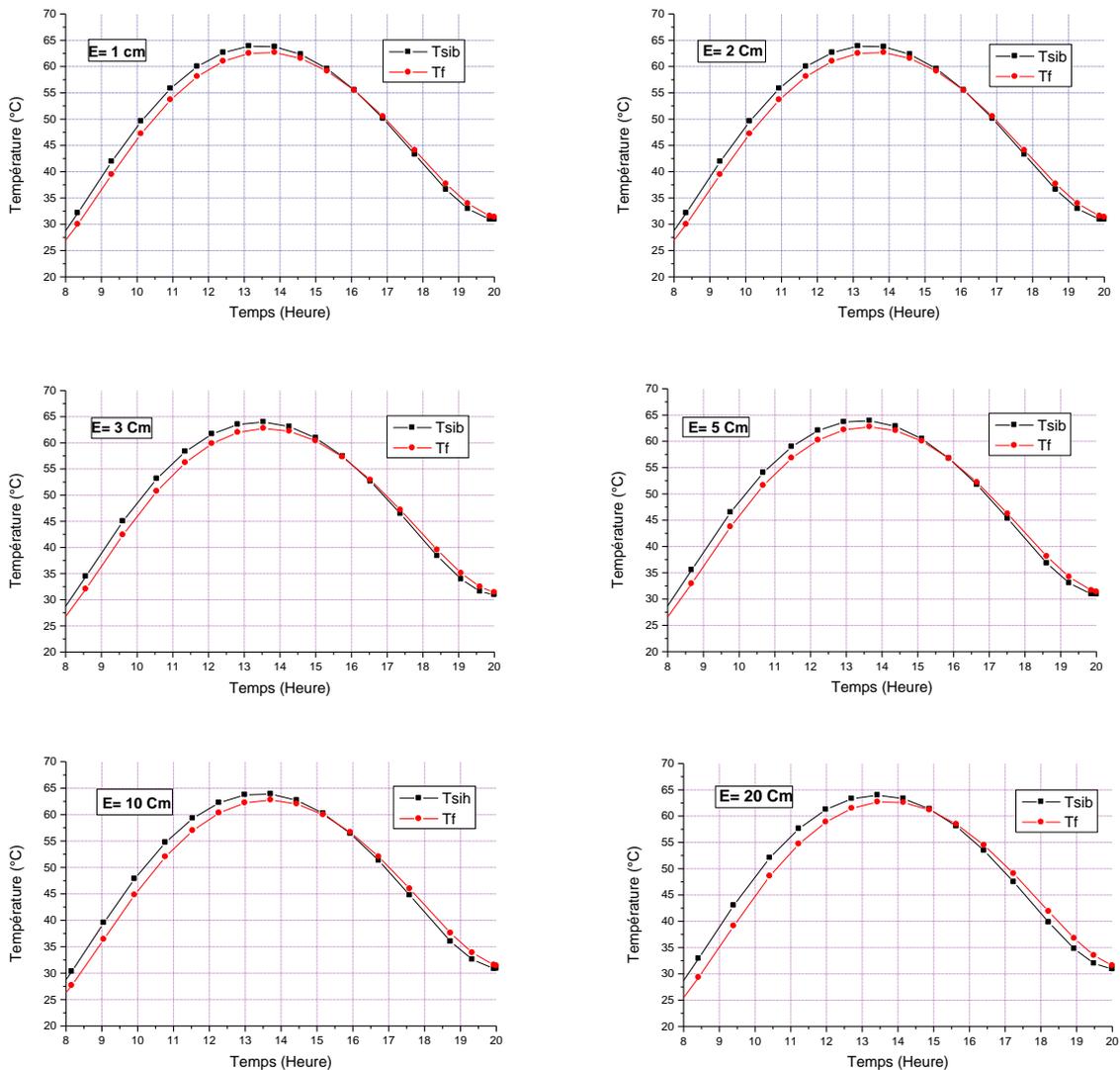


Figure 4.8 : Epaisseur de l'absorbeur

L'épaisseur de l'absorbeur (dans la marge 1cm- 20 cm) pour le cas du capteur hybride PVT à air n'influe pas trop sur les températures des différentes couches qui le constituent contrairement au capteur hybride à eau étudié au chapitre précédent. En effet pour des épaisseurs de l'absorbeur variant entre 1cm et 20 cm nous avons obtenu des températures des cellules et du fluide presque inchangées (entre 60°C et 65°C).

### 4.3.2. Coefficient des pertes globales

Pour le calcul du coefficient des pertes globales, le schéma électrique équivalent est utilisé de la même façon que celui du capteur à eau.

La variation du coefficient global est la somme du coefficient avant le fluide et le coefficient des pertes engendrées après le fluide (air). Sur la figure 4.9 est indiquée la variation de ses trois coefficients durant une journée. Notons que  $U_{avant}$  est le coefficient des pertes engendrées dans la partie amont de l'air et  $U_{arriere}$  est le coefficient des pertes globales engendré dans la partie aval du fluide caloporteur. Leur calcul se fait par les résistances équivalentes (voir chapitre 3).

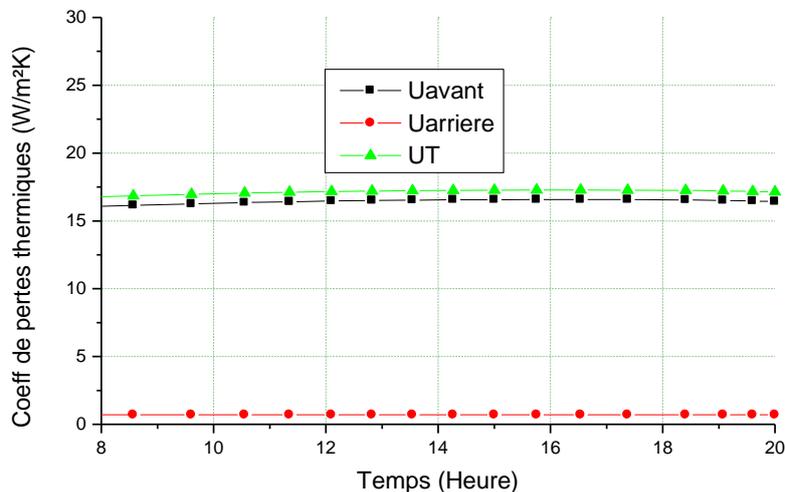


Figure 4.9 : Pertes thermiques dans le PVT air

Nous remarquons que le coefficient des pertes globales au dessous du fluide du capteur hybride à air est sensiblement constant durant la journée et sa valeur est très petite ( $< 1$  W/m²K), ceci est dû à la bonne isolation du capteur. Le coefficient des pertes globales (UT) est la somme du coefficient avant et arrière. Nous remarquons enfin que la variation du coefficient des pertes globales dans le capteur à air est similaire au cas où le fluide est de l'eau.

### 4.3.3. Puissance thermique utile

La figure 4.10 montre la variation de la puissance thermique utile du capteur hybride photovoltaïque thermique à air.

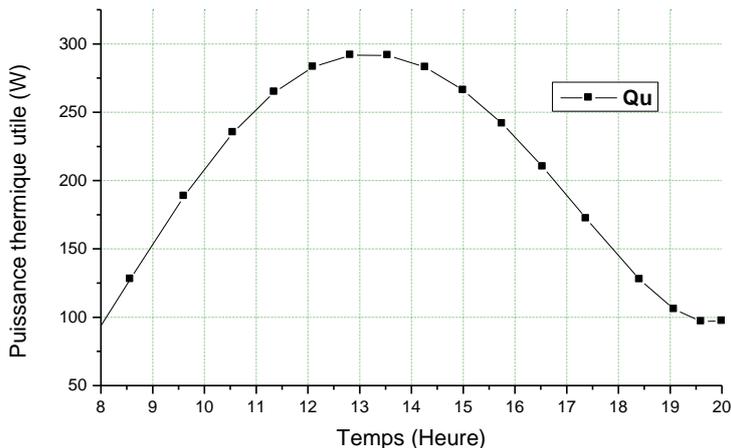


Figure 4.10 : Puissance thermique

Nous remarquons que la puissance utile disponible au niveau du fluide caloporteur varie au cours de la journée ; elle atteint son maximum (290W) vers 13 h lorsque l'éclairement global (G) atteint son maximum et diminue ensuite lentement jusqu'à sa valeur minimale (98W) et perdant une partie la nuit puisqu' il n'y a pas de soleil.

#### 4.3.4. Rendement thermique

La figure 4.11 montre la variation du rendement thermique instantané du capteur hybride à air, qui atteint son maximum vers 13 h et diminue ensuite ; sa variation suit la variation de la puissance utile.

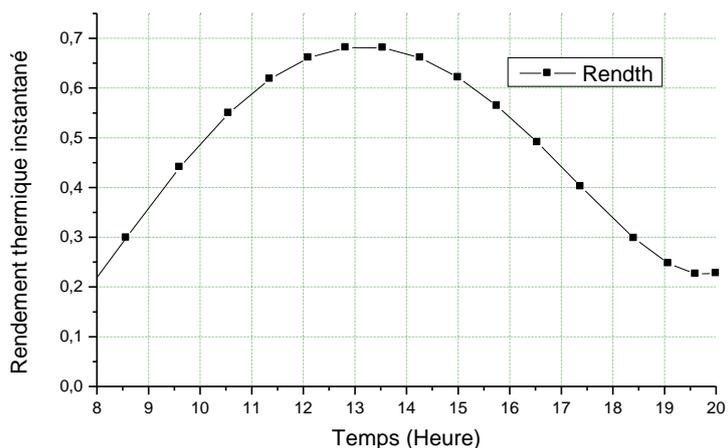


Figure 4.11 : Rendement thermique

Le rendement thermique du capteur atteint la valeur de 68% vers midi et diminue par la suite jusqu'à une valeur minimale de 22% à 20h. .

Afin de connaître les performances du nouveau capteur hybride à air et pouvoir comparer son rendement théorique avec le rendement expérimental, on trace le graphe du rendement en fonction de la température réduite  $T^*$  [ $C\ m^2/w$ ] telle que :

$$T^* = \frac{(T_e - T_{am})}{G}$$

Où,  $T_e$  est la température d'entrée que nous avons fixé et  $T_{am}$  est la température ambiante,  $G$  est l'éclairement global reçu sur le plan du capteur.

Nous avons tracé sur la figure 4.12 la variation de la température réduite en fonction du temps.

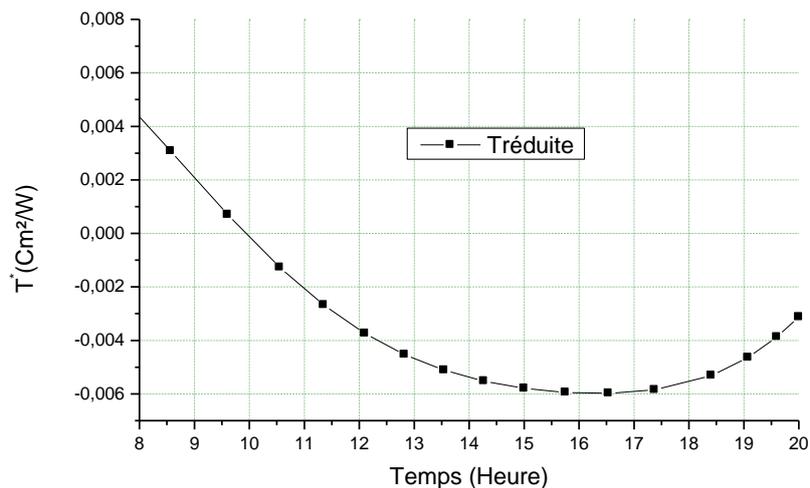


Figure 4.12 : Variation de la température réduite

La figure 4.13 montre le rendement thermique instantané du capteur hybride obtenu par simulation numérique. C'est un polynôme du premier degré ; le rendement varie linéairement avec la différence de température réduite. Les valeurs négatives s'expliquent par le fait que pendant la journée la température ambiante est supérieure à la température d'entrée du fluide.

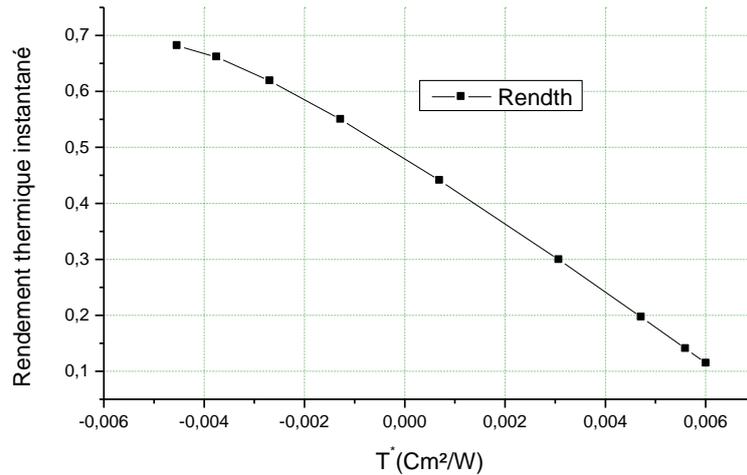


Figure 4.13 : Rendement en fonction de la température réduite

Lorsque la température d'entrée égale la température ambiante, le rendement du capteur sera de 48%. Notons que le rendement thermique du capteur hybride à air est légèrement inférieur au rendement thermique obtenu pour le cas du capteur à eau. Ceci peut s'expliquer par les pertes globales du capteur à air qui sont supérieures au cas où le fluide est de l'eau.

#### 4.3.5. Puissance et rendement électrique

Nous donnons sur la figure 4.14 la variation de la puissance électrique produite par le capteur hybride à air pendant une journée.

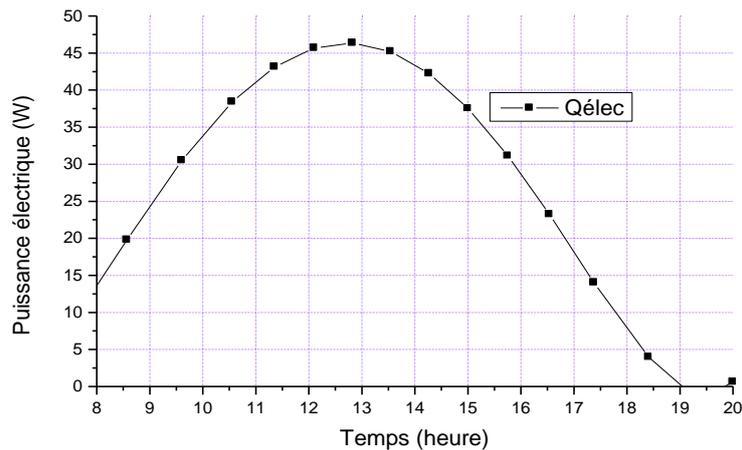


Figure 4.14: Variation de la puissance électrique

Nous remarquons que le capteur hybride à air comme le capteur à eau produit de l'électricité continuellement pendant toute la journée, le maximum étant atteint vers 13 h avec 46 W.

#### 4.4. Partie expérimentale

Les capteurs solaires hybrides photovoltaïques thermiques (PVT) à air produisent simultanément de l'électricité et de la chaleur, l'électricité est produite par les cellules solaires tandis que la chaleur est extraite de ces cellules par le système thermique constitué essentiellement par un canal où peut circuler de l'air. Cette chaleur est due à une partie du rayonnement solaire absorbé par les cellules solaires et non convertie en électricité. Cette quantité de chaleur aura un effet néfaste sur le rendement électrique des cellules photovoltaïques car ce dernier diminue en fonction de la chaleur.

Le nouveau prototype du capteur hybride PVT à air a été réalisé à l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables à Ghardaïa et une étude expérimentale a été faite sur plusieurs configurations, non recouvert ventilé et sans ventilation et recouvert d'une, puis de deux vitres supplémentaires.

Nous avons intégré le capteur réalisé dans un système énergétique permettant en plus de l'alimentation en énergie électrique d'une charge électrique (deux lampes et le ventilateur) le chauffage d'un petit espace (une cage) (Figure 4.15). Le capteur est constitué d'un module photovoltaïque monocristallin (UDTS50) logé dans une enceinte bien isolé thermiquement et avec un espace permettant la circulation de l'air par un ventilateur. De l'autre côté un espace isolé permet le recueil de la chaleur dissipée.

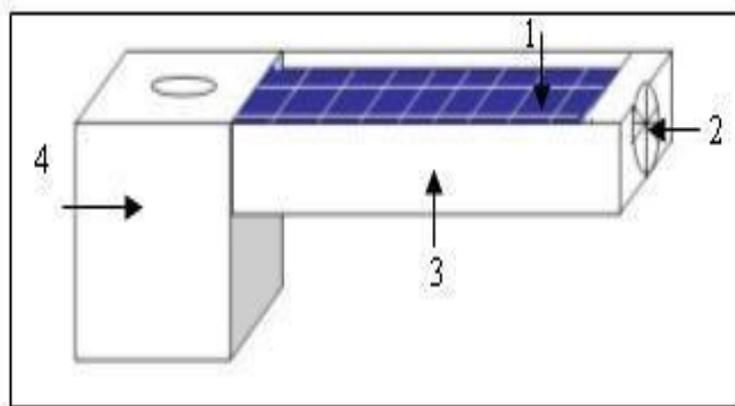


Figure 4.15 : Schéma du capteur PVT à air

Dans la figure 4.15 nous avons ; 1 : capteur PVT à air ; 2 : Ventilateur ; 3 : Isolation thermique ; 4 : Espace à chauffer.

Les capteurs PVT à air peut être utilisé dans des applications résidentielles en façade des immeubles par exemple ; ils permettent ainsi un gain en surface et un gain énergétique (on parle de maisons productrices d'énergie) et il y a aussi l'aspect économie d'énergie.

#### 4.4.1. Capteur hybride PVT à air non recouvert

Le capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) à air non recouvert est constitué du module photovoltaïque et à un système thermique placé au dessous composé d'un canal d'air et de l'isolation thermique. Selon le type de circulation de l'air nous avons étudié deux configuration : avec et sans ventilation.

Nous avons réalisé un prototype du capteur PVT à air non recouvert et nous avons étudié ses performances électriques et thermiques.

La figure 4.16.a montre une photo du dispositif expérimental comprenant le prototype du capteur hybride PVT à air à droite et un module photovoltaïque à gauche qui sert de contrôle. En effet ce module possède les mêmes caractéristiques physiques que celui utilisé pour former le capteur PVT à air



Figure 4.16.a : Prototype de PVT à air

Figure 4. 16. b : Photo latérale du PVT à air

Le capteur hybride PVT à air (figure 4.16.b) produit simultanément l'énergie électrique et l'énergie thermique sous forme de chaleur qu'on peut utiliser pour le chauffage de l'espace.

#### 4.4.2. Dispositif expérimental

Afin de déterminer les performances électriques du capteur hybride PVT à air nous avons prélevé pour chaque configuration les caractéristiques I (V). Pour cela nous avons utilisé le testeur de modules photovoltaïques de type PVPM (figure 4.17), qui permet de déterminer les caractéristiques tension/courant de modules et de panneaux photovoltaïques. Il est possible de connaître la puissance crête et la résistance série, et de représenter l'ensemble des paramètres directement sur le site de l'installation solaire. Des défauts tels que les mauvaises connexions ou perte de puissance d'une cellule sont aisément mis en évidence.



Figure 4.17 : Testeur de modules photovoltaïques PVPM

Les paramètres représentés par ces testeurs sont : Valeurs absolues ; Puissance crête  $P_{pk}$  ; Résistance interne série  $R_s$  ; Résistance interne parallèle  $R_p$  ; Valeurs instantanées :  $U_{pmax}$ ;  $I_{pmax}$ ;  $P_{max}$ ,  $U_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $FF$ ,  $T_{mod}$ ,  $T_{ref}$ ,  $E_{eff}$  ; Caractéristique U-I

Nous avons étudié en premier lieu expérimentalement l'influence de la température sur le courant et tension produits par le capteur PVT à air non recouvert et ensuite nous avons étudié les caractéristiques I (V) du capteur PVT avec et sans ventilateur.

La figure 4.18 montre la configuration étudiée, ce système qui est un prototype de capteur hybride PVT à air non recouvert va nous permettre la production simultanée de l'énergie électrique pour satisfaire le profil de charge électrique et l'énergie thermique pour le profil de charge thermique. Les couches 1, 2, 3 de la figure 4.18 constituent le module photovoltaïque.

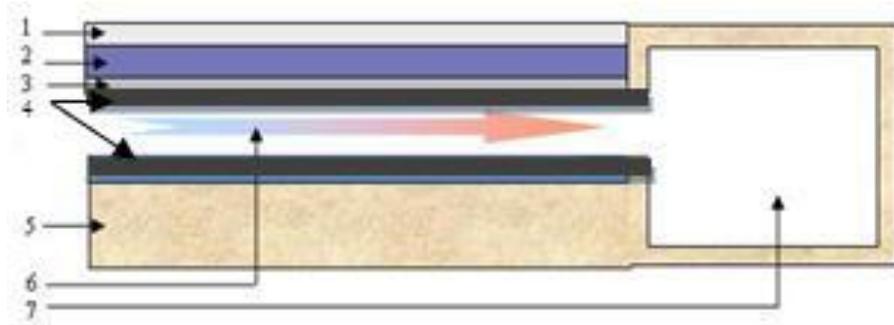


Figure 4.18 : Configuration utilisé du capteur PVT à air non recouvert

1- Vitre trempé ; 2- Cellules photovoltaïque ; 3- Couche de tedlar ; 4- Absorbeur ; 5- Isolation thermique ; 6- Courant d'air provenant du ventilateur ; 7- Espace à chauffer

Le ventilateur fait circuler un courant d'air au dessous du module photovoltaïque. Ce courant d'air évacue la chaleur produite par le module photovoltaïque vers l'espace à chauffer et en même temps le module va être refroidi.

Nous avons monté sur une même structure (figure 4.19) le capteur hybride PVT à air non recouvert avec un module photovoltaïque classique de mêmes caractéristiques que le module intégré dans le système. Ceci, dans le but de comparer les performances des deux capteurs.

La structure est inclinée selon la latitude du lieu et orienté plein sud.



Figure 4.19 : Capteur hybride PVT à air à coté du module photovoltaïque libre sur une même structure

À droite de la figure 4.19 se trouve le capteur hybride à air non recouvert et à sa gauche le module photovoltaïque de mêmes caractéristiques et libre de toute isolation.

#### 4.4.3. Influence de la température de la cellule photovoltaïque

La figure 4.20 montre l'influence de la température sur le courant et la tension en fonction de la température de la cellule du capteur PVT non recouvert et non ventilé

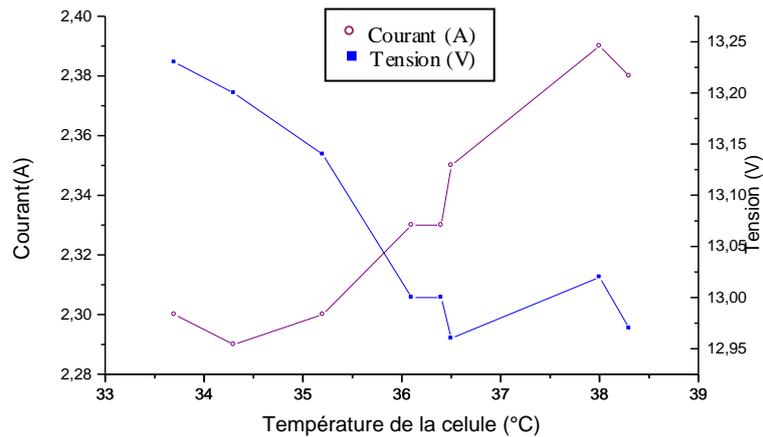


Figure 4.20 : Courant et tension en fonction de la température de la cellule du capteur PVT non recouvert et non ventilé

Nous remarquons que pratiquement (expérimentalement) le courant de court circuit augmente légèrement (de 2.30 A à 2.38 A) pour une augmentation de température de (34.5 °C à 38.5°C). En même temps la tension du circuit ouvert diminue de 13.25 V à 13 V.

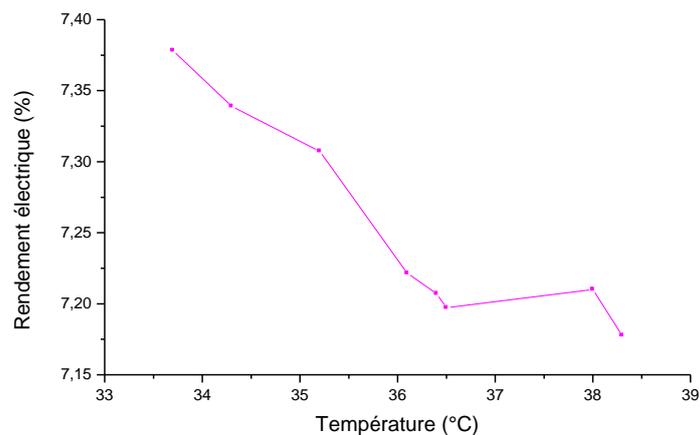


Figure 4.21 : Rendement en fonction de la température de la cellule pour le capteur PVT à air non ventilé et non recouvert

Si la température de la cellule augmente (figure 4.21), le photo- courant  $I_{ph}$  augmente également ceci est due principalement à la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. Cette augmentation est de l'ordre de 0,1% par degré °C. Le courant direct de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus vite et entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert de l'ordre de 2 mV par degré. La diminution de la puissance fournie est estimée à environ de 0,5% par degré.

#### 4.4.4. Effet de la ventilation

Nous avons étudié l'effet de la ventilation sur les performances thermiques et électriques du capteur hybride PVT à air.

La figure 4.22 nous montre l'effet de la ventilation, à droite de la figure c'est-à-dire pour le capteur sans ventilation. Nous remarquons que nous obtenons des températures de sortie de l'air de l'ordre de 40-45 °C pour des températures d'entrée de l'ordre de 20°C.

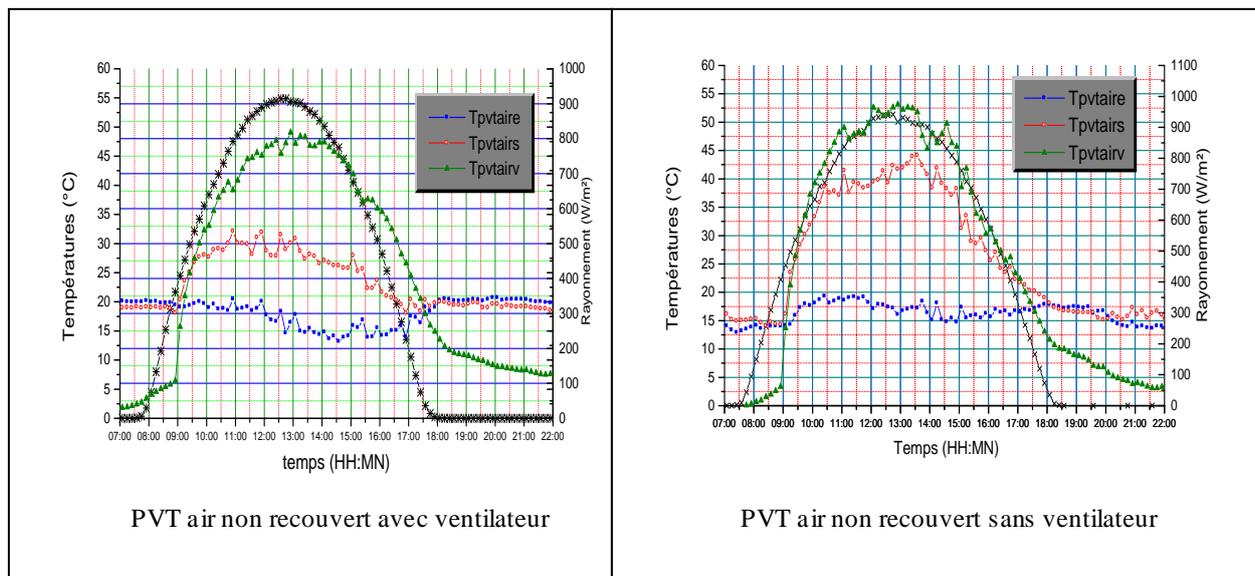


Figure 4.22 : Allure de température pour le capteur PVT à air non recouvert

La circulation forcée de l'air (par le ventilateur) diminue l'écart de température entre l'entrée et la sortie du capteur PVT pour le même rayonnement solaire ceci est expliqué par le fait de l'augmentation du débit d'air causé par le ventilateur, en même temps il ne faut pas trop augmenter le débit donc il faut chercher l'optimum. En simulation numérique nous avons trouvé un optimum à 0.022Kg/s de débit.

Nous avons mené une étude expérimentale sur le capteur hybride photovoltaïque thermique à air non recouvert afin de déterminer ses performances thermiques à travers l'étude de la distribution de la température à l'entrée et à la sortie du capteur ainsi que sur sa face avant pour différents débits d'air.

La figure 4.23 montre l'allure des températures à l'entrée et à la sortie du capteur PVT à air non recouvert et non ventilé c'est-à-dire un faible débit du à la circulation naturelle de l'air de l'entrée et à la sortie du capteur.

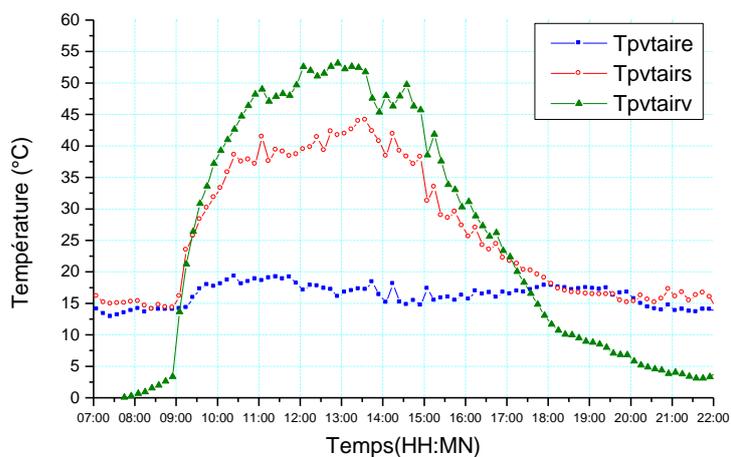


Figure 4.23 : Capteur PVT à air non recouvert et sans ventilation pour la journée du 03-02-2008

Nous avons obtenu des températures de sortie qui avoisinent les 45°C pour une entrée de 15°C et 55°C pour la couche extérieure du capteur.

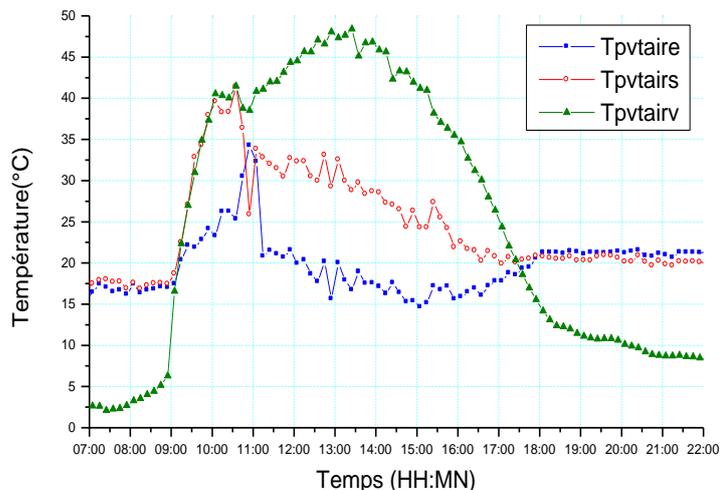


Figure 4.24 : Capteur PVT à air non recouvert avec ventilateur pour la journée du 05-02-2008

La figure 4.24 montre l'allure des températures à l'entrée et à la sortie du capteur PVT à air non recouvert et ventilé à partir de 11 h :30 mn. Nous remarquons qu'à partir de ce moment, la différence de température entre la sortie et l'entrée du capteur a diminué.

Pour confirmer cette remarque nous avons enregistré la température d'entrée et de sortie du capteur ventilé pour une autre journée (figure 4.25).

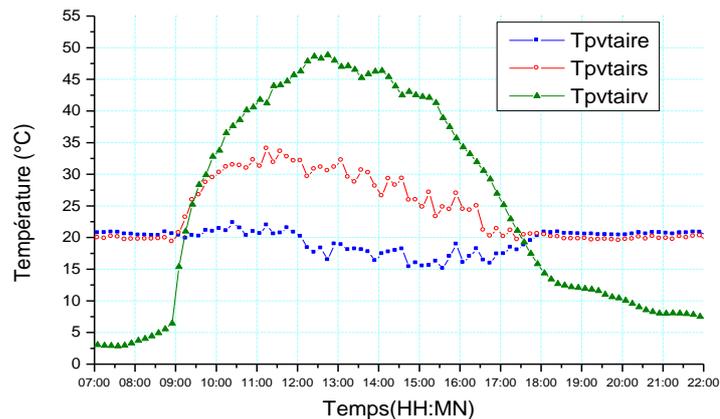


Figure. 4.25 : Capteur PVT à air non recouvert avec ventilation pour la journée du 06-02-2008

L'utilisation du ventilateur a fait baisser la différence de température entre la sortie et l'entrée du capteur hybride, ce qui confirme les résultats trouvés par la simulation.

#### 4.4.5. Performances électriques

Les figure 4.26 et 4.27 montrent les caractéristiques courant tension du capteur hybride PVT à air non recouvert sans et avec ventilateur successivement. La puissance maximale générée par le premier est légèrement supérieure au deuxième (31.2W pour le capteur PVT sans ventilation contre 30.9 V avec ventilateur).

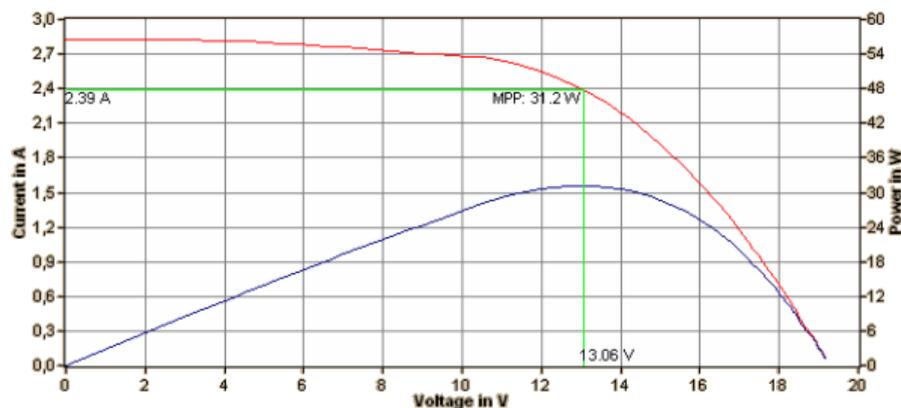


Figure 4.26: Caractéristiques I (V) du PVT à air et sans ventilateur ( $G=1025\text{w/m}^2$ )

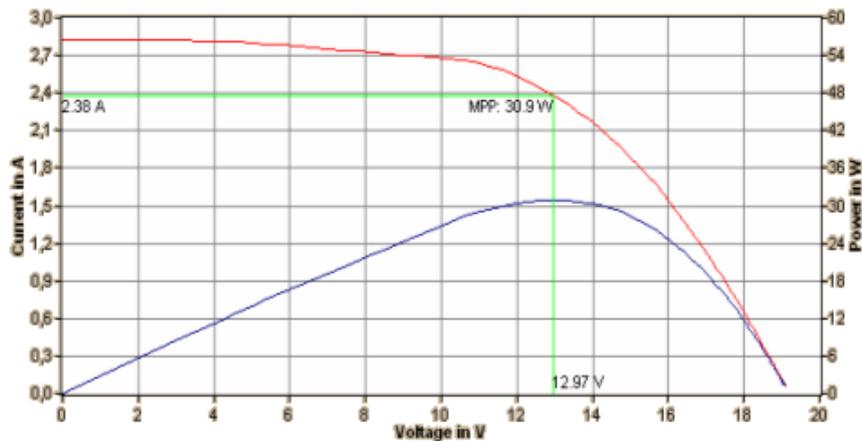


Figure 4.27: Caractéristiques I (V) du PVT à air avec ventilateur ( $G=1026\text{w/m}^2$ )

Les caractéristiques électriques du capteur hybride à air sans et avec ventilateur sont répertoriées dans le tableau qui suit.

Nous constatons donc que la présence du ventilateur (avec un débit de quelque  $0.05\text{ kg/s}$ ) a diminué légèrement les performances électriques du capteur hybride et les performances thermiques comme nous l'avons vu précédemment. Ceci ne veut pas dire que la circulation naturelle de l'air est idéal mais ceci est dû peut être à un débit trop grand que le ventilateur utilisé a fourni.

Tableau 4.1 : Caractéristiques électriques du capteur hybride à air sans et avec ventilateur

<p>Values at STC  <b>Peak Power Ppk: 32.0 W</b>                  Isc0: 2.75 A      I<sub>pmax0</sub>: 2.32 A                  Uoc0: 20.3 V      U<sub>pmax0</sub>: 13.8 V</p> <p>Current values                  Isc: 2.82 A      Int. Series Res. R<sub>s</sub>: 3.2 Ohm                  Uoc: 19.1 V      Int. Parallel Res. R<sub>p</sub>: &gt;0.26 kOhm                  I<sub>pmax</sub>: 2.38 A      Irradiance E<sub>eff</sub>: 1025 W/m<sup>2</sup>                  U<sub>pmax</sub>: 13.0 V      Cell temp. T<sub>mod</sub>: 38.3 °C                  P<sub>max</sub> 30.9 W      Fill factor FF: 0.573</p>	<p>Values at STC  <b>Peak Power Ppk: 32.1 W</b>                  Isc0: 2.75 A      I<sub>pmax0</sub>: 2.33 A                  Uoc0: 20.3 V      U<sub>pmax0</sub>: 13.8 V</p> <p>Current values                  Isc: 2.82 A      Int. Series Res. R<sub>s</sub>: 3.2 Ohm                  Uoc: 19.2 V      Int. Parallel Res. R<sub>p</sub>: &gt;0.26 kOhm                  I<sub>pmax</sub>: 2.39 A      Irradiance E<sub>eff</sub>: 1026 W/m<sup>2</sup>                  U<sub>pmax</sub>: 13.1 V      Cell temp. T<sub>mod</sub>: 36.9 °C                  P<sub>max</sub> 31.2 W      Fill factor FF: 0.576</p>
<p>PVT air non recouvert avec ventilateur                  (Eclairement : 1026 W/m<sup>2</sup>)</p>	<p>PVT air non recouvert sans ventilateur                  (Eclairement : 1025 W/m<sup>2</sup>)</p>

#### 4.4.6. Capteur hybride à air recouvert

Nous avons ajouté une vitre supplémentaire au capteur PVT à air. Le capteur réalisé est constitué d'un module photovoltaïque monocristallin (UDTS50) logé dans une enceinte pour bien l'isoler thermiquement et avec un espace permettant la circulation de l'air ventilé, avec un espace isolé permettant le recueil de la chaleur dissipée. Au dessus de ce capteur nous ajoutons une vitre supplémentaire (figure 4.28).

Les capteurs PVT à air recouvert peuvent être utilisés dans des applications résidentielles, en façade des immeubles par exemple. Ils permettent ainsi un gain en surface et un gain énergétique.



Figure 4.28: Photo du prototype du capteur PVT recouvert à air à l'URAER Ghardaïa

Le capteur réalisé est intégré dans un système énergétique (figure 4.29), nous permettant d'étudier plusieurs configurations pour déterminer la plus optimale,

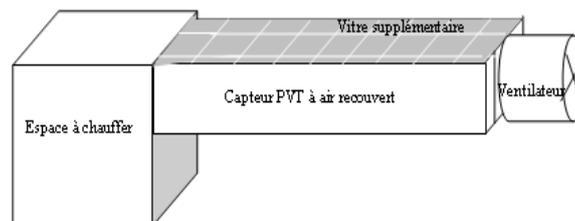


Figure 4.29: Schéma du capteur PVT recouvert à air

Nous avons étudié essentiellement deux configurations, le capteur hybride à air recouvert d'une vitre avec une circulation naturelle de l'air (sans ventilation) et le capteur recouvert ventilé (figure 4.30).

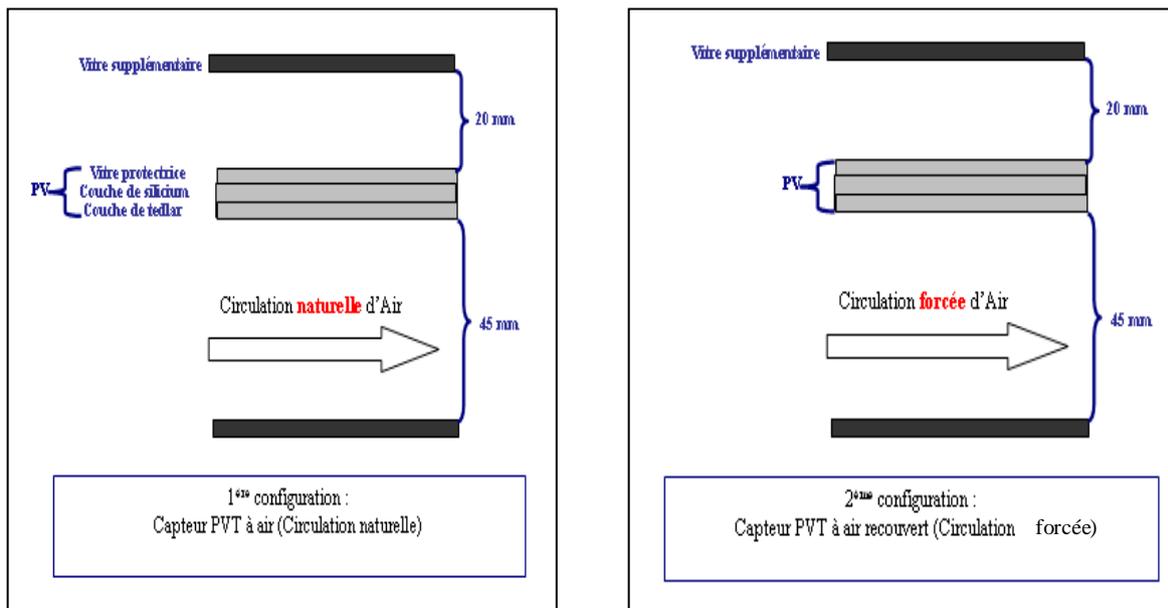


Figure 4.30 : Configurations étudiées

L'objectif étant d'une part l'étude de l'effet de la vitre supplémentaire sur les performances thermiques et d'autre part l'influence du débit d'air. Nous avons entamé une série de mesures sur le prototype du capteur à air recouvert réalisé à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelable de Ghardaïa.

L'étude thermique du capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) à air nous a permis de tracer la cartographie de la température dans les différentes couches du capteur et ceci pour les configurations mentionnées ci-dessus.

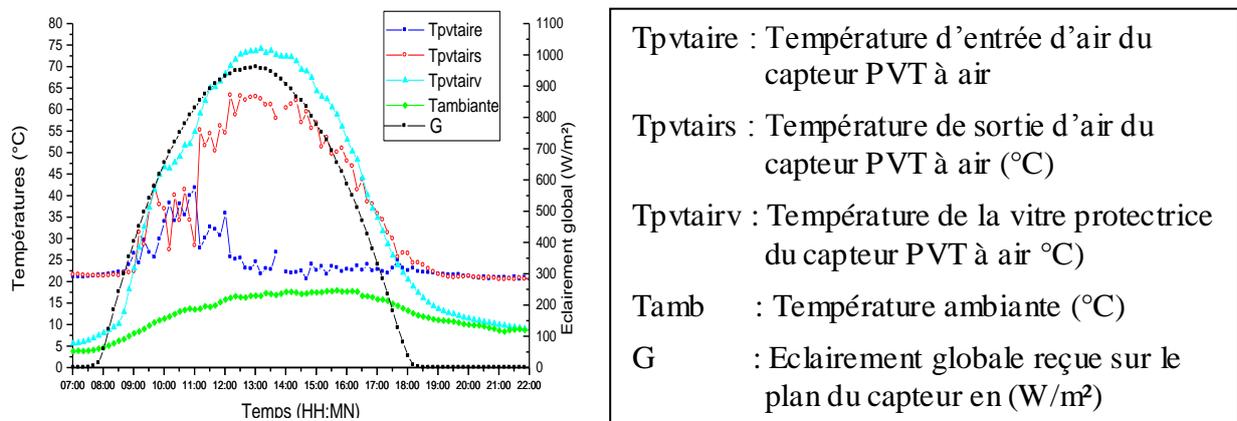


Figure 4.31: Capteur PVT à air recouvert sans ventilation en date du 25-02-2008

La figure 4.31 montre la distribution de la température dans le capteur hybride à air recouvert et non ventilé. Pour une température d'entrée d'air de 30°C nous avons obtenu en sortie 60°C avec une température de la vitre protectrice du capteur égale à environ 70°C.

Lorsque nous avons augmenté le débit d'air (utilisation de la ventilation à une vitesse donnée) nous avons obtenu la distribution de températures mentionnées sur la figure 4.32.

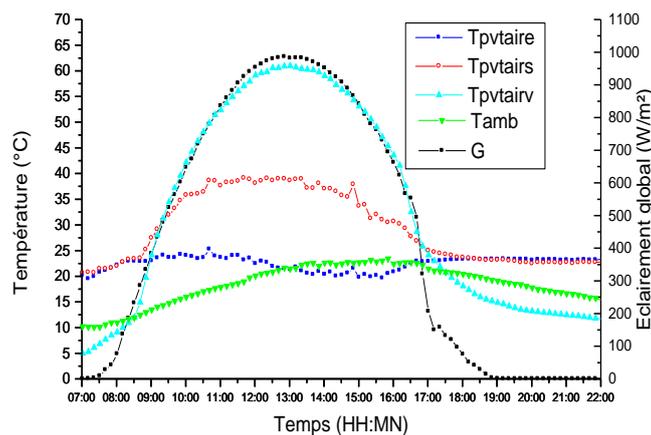


Figure 4.32: Capteur PVT à air recouvert avec ventilation en date du 26-02-2008

Pour une température d'entrée d'air de 20°C nous avons eu en sortie 40°C et la température de la vitre protectrice du capteur égale à environ 60°C.

Nous remarquons donc que le fait d'augmenter le débit d'air a fait chuter les températures à la sortie du capteur hybride à air recouvert.

Afin de confirmer cette remarque nous avons mesuré les températures d'entrée et de sortie pour une autre journée avec un ciel pas clair et nous avons obtenu les graphes de la figure 4.33.

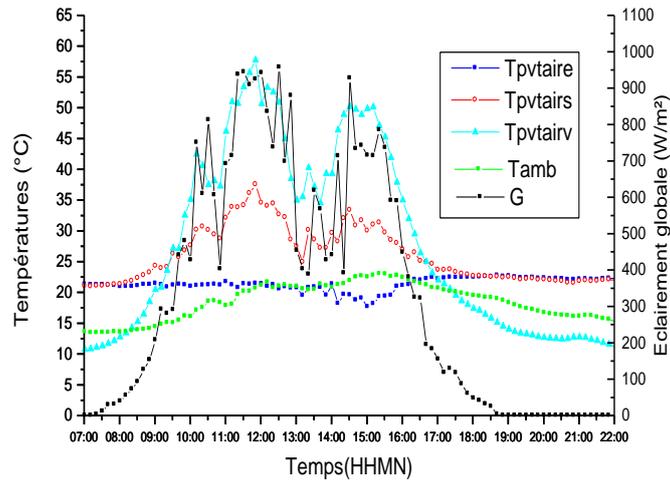


Figure 4.33: Capteur PVT à air recouvert avec ventilateur pour le 23-02-2008

Les températures de sortie du capteur sont très inférieures lorsqu'on augmente le débit d'air.

Nous avons dessiné sur une même figure les températures d'entrée et de sortie d'air pour les cas de la circulation naturelle et forcée de l'air (figure 4.34).

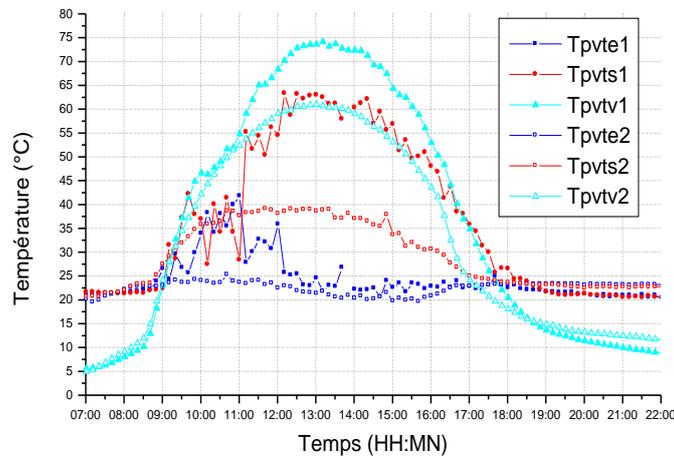


Figure 4.34 : Capteur PVT à air recouvert avec ventilateur (2) et sans ventilateur (1)

L'utilisation du ventilateur a fait chuter la température de fonctionnement du capteur hybride PVT à air recouvert d'une vitre supplémentaire, ceci peut être expliqué par le fait que pour une petite surface du capteur utilisé ( $0.42 \text{ m}^2$ ), l'augmentation du débit d'air engendre une circulation rapide de ce dernier au dessous du capteur et une évacuation rapide de la chaleur vers l'extérieur et donc une diminution du niveau de température.

#### 4.4.7. Capteur hybride à air double vitrage

L'ajout de la deuxième vitre au dessus du capteur hybride photo voltaïque thermique à air recouvert a pour but d'augmenter ses performances thermiques, la figure 4.35 montre le schéma de ce capteur ainsi réalisé.

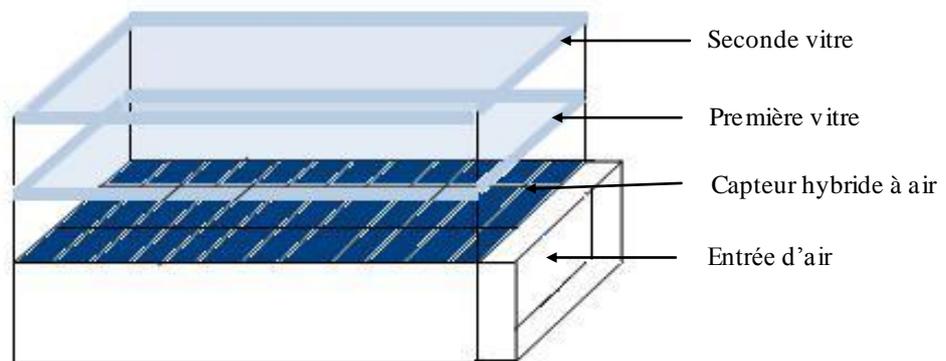


Figure 4.35 : Constitution du capteur hybride double vitrage

Nous présentons les résultats de l'étude expérimentale du capteur hybride double vitrage à travers la distribution de la température à l'entrée et à la sortie. Ensuite une comparaison est faite avec le module photovoltaïque classique et avec le capteur hybride photovoltaïque thermique à air recouvert d'une seule vitre.

##### 4.4.7.1. Distribution de la température

Les mesures expérimentales ont été effectuées durant la journée du 07 avril 2008, la figure 4.36 montre l'allure de l'éclairement global enregistrée durant cette journée.

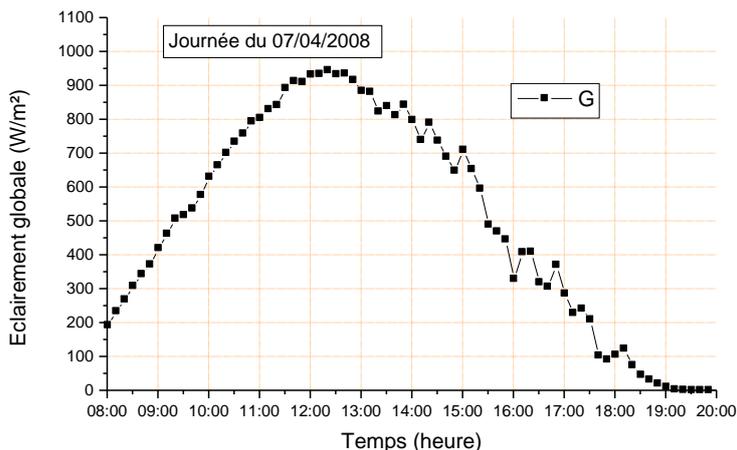


Figure 4.36 : Eclairement global de la journée des tests

La variation de la température d’entrée et de sortie du capteur double vitrage est indiquée sur la figure 4.37.

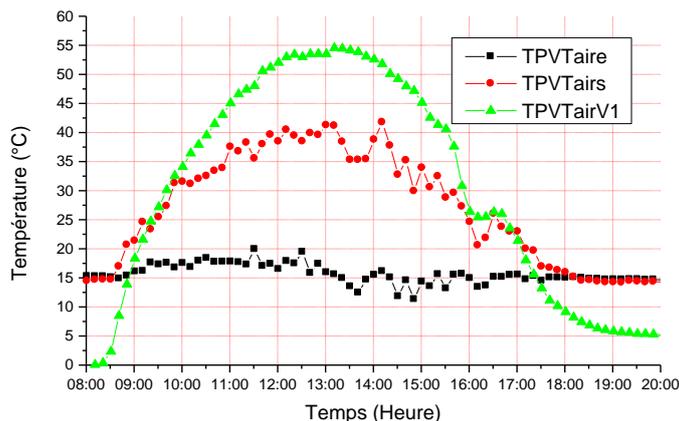


Figure 4.37 : Températures du capteur hybride double vitrage

Nous remarquons que pour une température de l’air à l’entrée du capteur hybride double vitrage variant entre 15°C et 20°C la température de sortie varie entre 35°C et 40°C et la température de la première vitre atteint les 55°C à proximité de 13 heures. Ceci est expliqué par l’effet de serre engendré entre les deux vitres.

Afin de voir les conséquences de cette augmentation de température sur les performances électriques du capteur hybride, nous avons comparé la tension de sortie du capteur aux bornes d’une charge électrique avec la tension délivrée par un module photovoltaïque classique débitant sur une charge similaire et nous avons obtenu la variation montrée sur la figure 4.38.

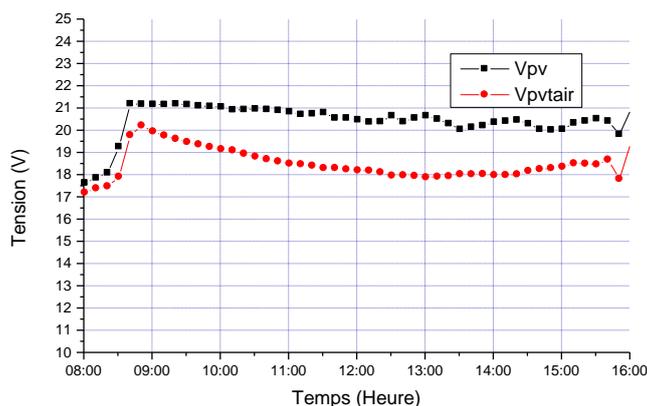


Figure 4.38: Tension délivrée par le capteur hybride double vitrage et le capteur témoin

Nous remarquons que la tension aux bornes de la charge connectée au capteur hybride double vitrage ( varie entre 20V et 18V) est sensiblement inférieure à celle aux bornes de la charge connectée au module photovoltaïque classique qui reste constante au voisinage de 21 V. Ceci est expliqué par le fait que l’ajout de vitre supplémentaire fait augmenter la température des cellules solaires constituant le capteur et par là augmenter la vitesse de recombinaison des charges ( électrons –trous) qui va se traduire par une chute de la tension.

#### 4.4.7.2. Comparaison avec le capteur à simple vitrage

La figure 4.39 montre une comparaison entre la distribution de température d’entrée et de sortie et de la vitre du capteur hybride photovoltaïque thermique à air recouvert d’une vitre (a) et du capteur hybride photovoltaïque thermique recouvert de deux vitres (b).

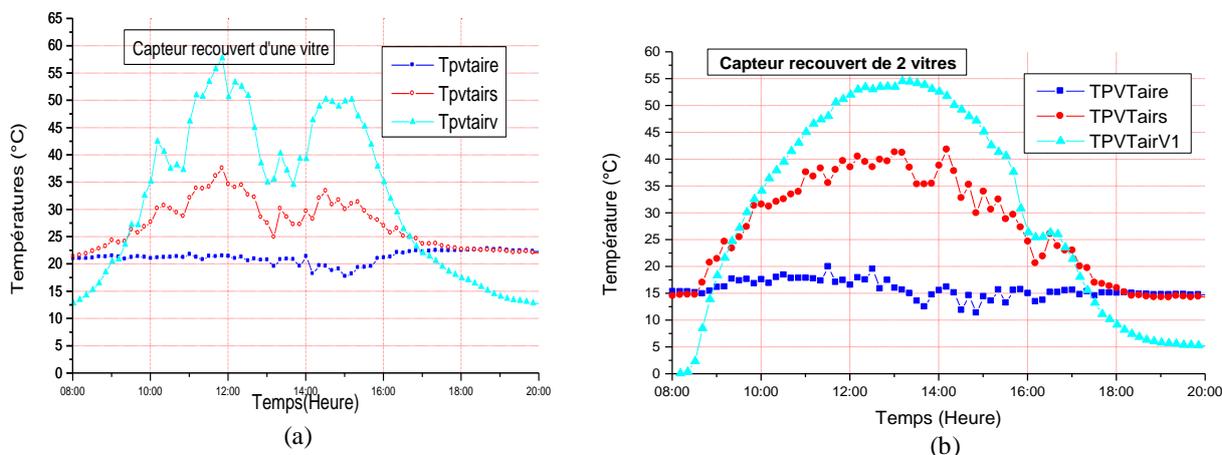


Figure 4.39 : Comparaison entre le capteur hybride simple et double vitrage

Nous remarquons que la différence de température entre l'entrée et la sortie du capteur hybride recouvert de deux vitres atteint les 25°C tandis que cette différence est de l'ordre de 15°C dans le cas du capteur hybride recouvert d'une seule vitre.

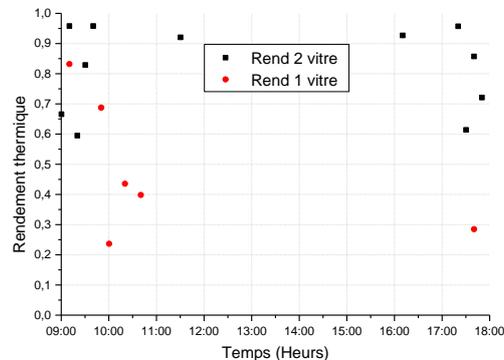


Figure 4.40 : Comparaisons des rendements thermiques

Pour le rendement thermique (figure 4.40), le capteur hybride à double vitrage a un rendement thermique instantané supérieure au rendement du capteur recouvert d'une seule vitre.

#### 4.5. Conclusion

L'application du nouveau design du capteur hybride aux capteurs à air a donné de bonnes performances thermiques et électriques par rapport aux capteurs hybrides à air classiques, sa relative facilité de mise en œuvre ainsi que sa facile intégration aux façades des immeubles lui donne des perspectives certaines.

Les résultats de la simulation numérique que nous avons effectuée nous ont montré qu'avec un faible débit d'air nous obtenons les meilleures performances par rapport au débit d'air supérieur.

Le capteur réalisé a été étudié expérimentalement, il nous a permis d'étudier plusieurs configurations pour déterminer la plus optimale. Les configurations intéressantes sont le capteur PVT à air non recouvert et le capteur recouvert d'une vitre.

L'ajout d'une ou de deux vitres supplémentaires augmente les températures et donc les performances thermiques du capteur hybride PVT à air par rapport au capteur non recouvert, mais pour les performances électriques l'augmentation trop élevée de température provoque une diminution sensible du rendement électrique du capteur. Le choix donc est clair, il faut optimiser la configuration pour les applications qu'on veut en tenant compte de l'influence du débit et de la vitre supplémentaire.

# Chapitre 5

## Conception d'une nouvelle configuration de système énergétique à capteurs hybrides PVT

### 5.1. Introduction

L'objectif est de concevoir un nouveau système énergétique dont la source d'énergie sera assurée par les nouveaux capteurs hybrides photovoltaïques thermiques. Les capteurs PVT à eau et à air vont alimenter une charge électrique constituée de charges à courant continu et à courant alternatif. Quand aux charges thermiques, il s'agit essentiellement du chauffage d'eau sanitaire ainsi que l'espace. Ce système énergétique va être appliqué à une habitation située dans la région de Ghardaïa.

### 5.2. Schéma général et constitution du système

Nous commençons par l'étude d'un système unitaire constitué d'un seul capteur hybride nouvelle configuration étudiée dans le chapitre 3. La figure 5.1 montre une description générale du système.

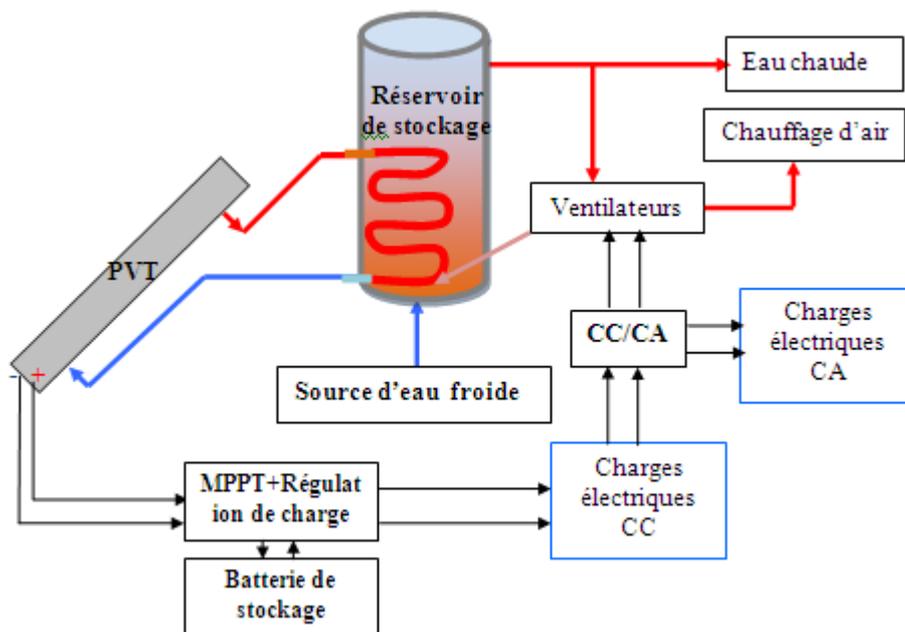


Figure 5.1 : Schéma du système énergétique à base du nouveau capteur PVT

La figure 5.1 montre un système énergétique pouvant être appliqué à une habitation.

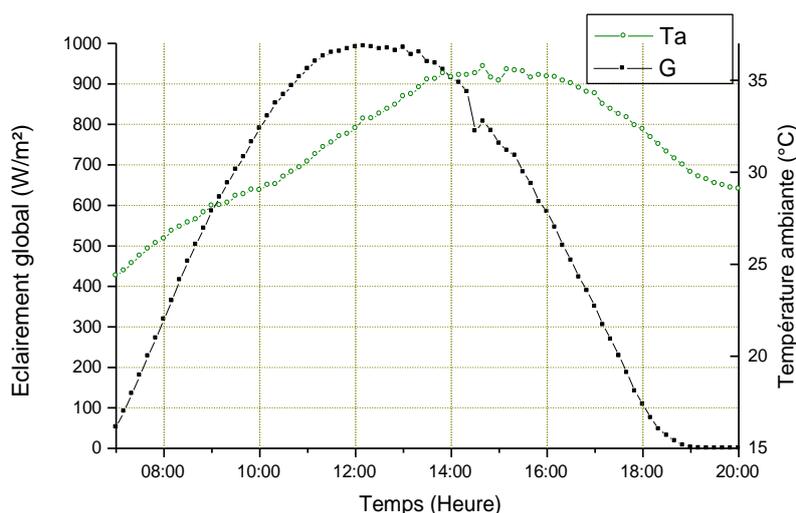
L'eau froide arrive au réservoir de stockage thermique et va se chauffer par convection par le fluide caloporteur qui transporte la chaleur émise par le capteur hybride. L'eau chaude sera utilisée directement comme eau sanitaire.

La puissance électrique produite par le capteur hybride va être utilisée pour charger la batterie et sera transmise à la charge (appareils électriques, lampes...). Deux types de charges sont envisagés : une charge à courant continu et l'autre à courant alternatif. Les ventilateurs placés adjacents aux radiateurs alimentés en eau chaude assureront un préchauffage de l'air de l'habitation en hiver.

### 5.3. Production journalière du capteur hybride

La production journalière du capteur hybride comporte une énergie calorifique et une énergie électrique.

La journée des tests est le 14/09/2008. La variation de l'éclairement global et la température ambiante de cette journée est montrée sur la figure 5.2. C'est une journée bien ensoleillée.



Figurer 5.2: Eclairement global et température ambiante de la journée des tests (14/09/2008)

Dans ces conditions, le capteur hybride produit une énergie calorifique en plus de l'énergie électrique.

### 5.3.1. Production journalière thermique

L'énergie thermique journalière est la quantité délivrée par un capteur hybride pendant une journée donnée. Le capteur hybride utilisé est celui étudié dans le chapitre 3 [177, 178].

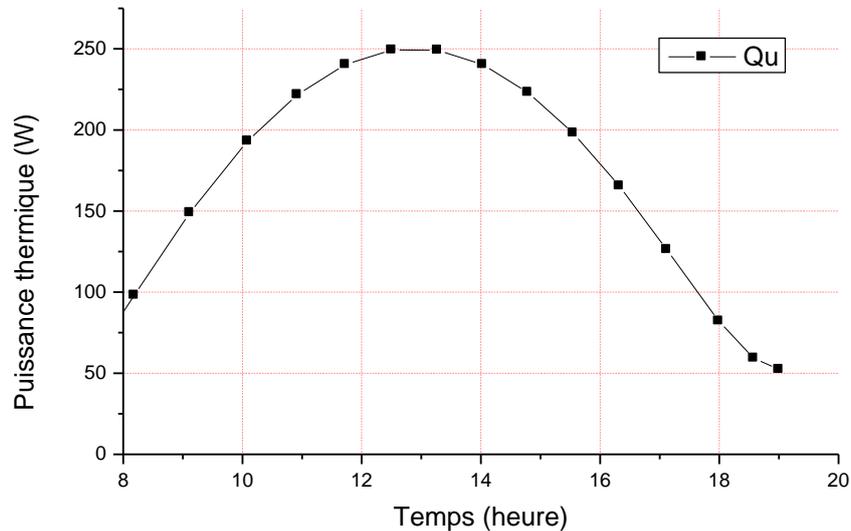


Figure 5.3 : Puissance thermique journalière produite par le capteur hybride

Sur la figure 5.3 est montré la variation de la puissance thermique instantanée d'un seul capteur hybride pour la journée du 14/09/2008. Pour une température d'entrée d'eau de 25 °C, la puissance utile au niveau du réservoir de stockage atteint 250 W. C'est la puissance instantanée générée par le nouveau capteur hybride.

La journée choisie est une journée type. Le rendement thermique expérimental en fonction de la température réduite est montré sur la figure 5.4.

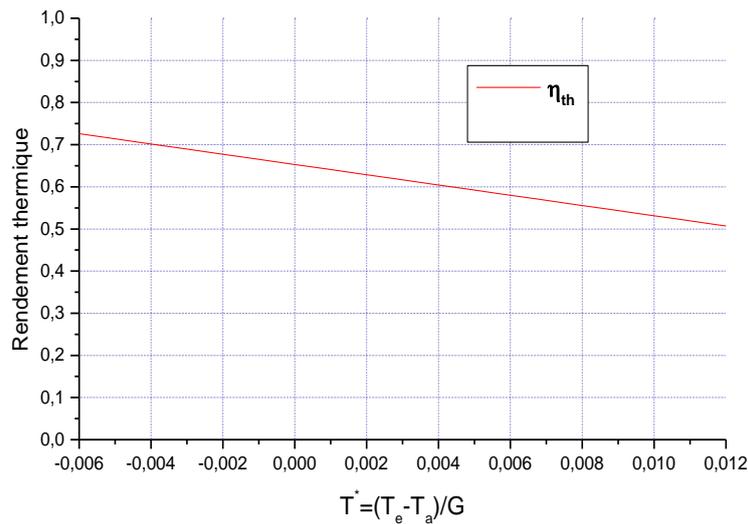


Figure 5.4 : Rendement thermique en fonction de la température réduite pour la journée des tests

Le rendement thermique instantané du capteur utilisé égale à 68% lorsque la température d'entrée d'eau est égale à la température ambiante.

La production énergétique est déterminée en multipliant la puissance moyenne par les heures d'ensoleillement. On remarque sur la figure 5.3 que durant la période allant de 10 h jusqu'à 17 h, la puissance instantanée utile dépasse 150W. On peut prendre cette valeur comme référence et on peut dire que le capteur hybride peut produire au moins :  $(150W) \times (7\text{heures}) = 1050\text{Wh}$ .

Cette valeur étant pour le capteur de  $0,42 \text{ m}^2$  de surface.

La production journalière est  $1050\text{Wh}/0,42 \text{ m}^2 = 2500\text{Wh}/\text{m}^2 = 2,5\text{KWh}/\text{m}^2$

Pour un mois, le capteur peut produire :  $(1050\text{Wh}) \times (30\text{jours}) = 31,5 \text{ KWh}$

### 5.3.2. Production journalière électrique

Le capteur hybride produit essentiellement de l'énergie électrique. On détermine cette énergie en multipliant la puissance instantanée par la durée d'ensoleillement journalière. La puissance instantanée peut être calculée de deux façons : La première étant en calculant le produit courant fois tension et la seconde, en utilisant la formule 3.37 et qui sera en fonction de la température

des cellules solaires. La deuxième méthode est utilisé dans cette étude. La figure 5.5 montre la variation de la puissance électrique instantanée pendant la journée du 14 /09/2008.

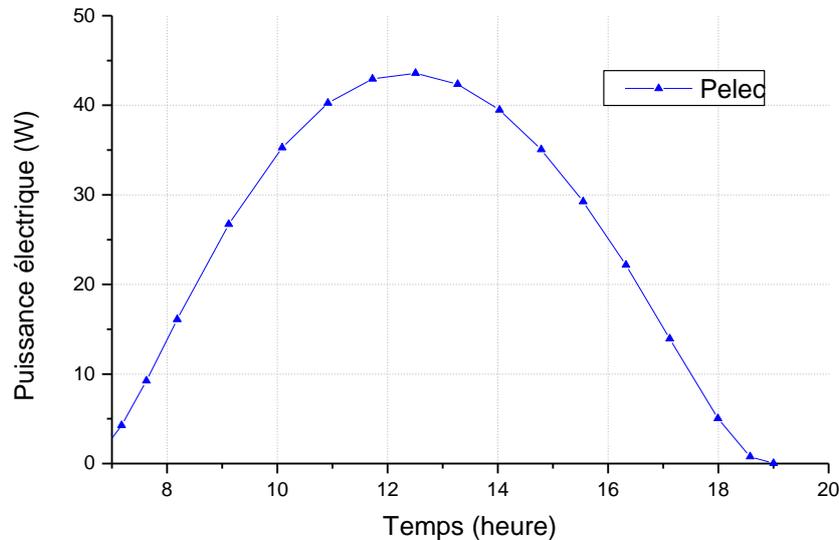


Figure 5.5 : Puissance électrique journalière produite par le capteur hybride

On remarque que pendant au moins sept heures successives, la puissance électrique dépasse 25 W. Le capteur hybride produit au moins :

$$(25\text{W}) \times (7\text{heures}) = 175\text{Wh}$$

La production journalière du capteur est au moins égale à: 175Wh

Pour un mois, le capteur peut produire : 5.250 KWh

Pour une surface de 1m<sup>2</sup>, on aura :  $(175\text{Wh}) / (0.42 \text{ m}^2) = 416.67 \text{ Wh/m}^2$  (journalière)

L'énergie produite pendant un mois est : 12.5 KWh/m<sup>2</sup>

L'énergie produite pendant une année est : 150 KWh/m<sup>2</sup>

Le capteur hybride produit donc une énergie journalière électrique de 175Wh et thermique de 1050 Wh

La production journalière électrique est thermique du capteur est la base du dimensionnement du système énergétique.

## 5.4. Modélisation du système

Le système énergétique proposé est constitué essentiellement par des capteurs hybrides à eau pour le chauffage de l'eau et pour la production électrique, ainsi que des capteurs à air pour le chauffage de l'espace.

### 5.4.1. Chauffage de l'eau

Le système de chauffage de l'eau sanitaire contient un serpentin immergé dans le réservoir de stockage et un appoint d'énergie effectué par une résistance supplémentaire alimenté en énergie électrique alternatif. Ce dernier fournit la chaleur quand la température du réservoir n'est pas assez élevée pour chauffer l'eau sanitaire à la température de sortie désirée.

Il n'est pas aisé de connaître les besoins en eau chaude sanitaire (ECS) d'une famille dans une maison individuelle. En règle générale, on estime à 50 litres à 50 °C par jour et par personne mais ce chiffre peut varier de plus ou moins 20%.

Le volume du réservoir d'eau sanitaire mixte (avec appoint électrique) doit pouvoir couvrir 1,5 fois les besoins journalier. Le volume que doit avoir le réservoir d'eau chaude sanitaire est calculé par la formule suivante :

$$V = \left( (B_p \cdot N_p \cdot (T_{es} - T_{ef})) / (T_{st} - T_{ef}) \right) \cdot 1.5 \quad (5.1)$$

$B_p$  = besoin par personne et par jour

$N_p$  = nombre de personnes occupant le logement

$T_{es}$  = température de l'eau de soutirage ( eau destinée à l'utilisation directe)

$T_{ef}$  = température de l'eau froide entrant dans le réservoir

$T_{st}$  = température moyenne de l'eau stockée

Par exemple pour 4 personnes dans le logement : pour des besoins de 50 litres/ personne. jour

$T_{es} = 40 \text{ °C}$

$T_{ef} = 15 \text{ °C}$

$T_{st} = 45 \text{ °C}$

$V = ((50 \times 4 \times (40 - 15)) / (45 - 15)) \times 1,5 = 250 \text{ litres}$

En général, les réservoirs de stockage ont une trop grande contenance et de ce fait, la température maximale atteinte avec l'énergie solaire pour la période octobre-avril n'est pas assez importante (pour le reste de l'année le problème ne se pose pas) et nécessite

obligatoirement le fonctionnement de l'appoint qui pourrait être évité avec une contenance plus faible.

Le système étudié dans ce chapitre est constitué des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques qui produisent un flux de chaleur servant au chauffage de l'eau contenant dans le réservoir de stockage thermique. La puissance thermique utile transférée entre le système PVT et le réservoir thermique est donné par :

$$Q_u = \dot{m} \cdot C_p (T_{eres} - T_{res}) \quad (5.2)$$

Tel que  $T_{eres}$  est la température d'entrée du réservoir de stockage. La température du réservoir  $T_{res}$  diminue linéairement avec  $Q_u$ . Le débit de masse peut être augmenté pour une plus grande production de chaleur du système PVT.

$T_{resmax}$ , est la température maximale du réservoir qui est déterminée par l'énergie thermique cédée par les capteurs PVT et peut être donnée comme suit :

$$T_{resmax} = T_{eres} - \left( Q_{PVTmax} / \dot{m}_{max} \cdot C_p \right) \quad (5.3)$$

Où :  $Q_{PVTmax}$  est l'énergie thermique totale disponible à la sortie du capteur hybride PVT par heure et  $\dot{m}_{max}$  le débit massique maximum.

Un bilan thermique autour du réservoir de stockage thermique donne :

$$Q_u - Q_{es} - Q_p = m_{res} \cdot C_p \cdot (dT_{res}/dt) \quad (5.4)$$

Où :  $Q_p$  est le flux de chaleur qui représente les pertes thermiques du RST vers le milieu extérieur ;  $Q_{es}$  est le flux de chaleur transféré du réservoir à l'eau sanitaire ;  $Q_u$  est Le flux de chaleur cédée par les capteurs PVT ;  $m_{res}$  : est la masse de l'eau contenue dans le réservoir.

$C_p$  : est la chaleur spécifique de l'eau.

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

$$\dot{Q}_{ES} = \dot{m}_C C_P (T_C - T_F) \quad (5.5)$$

Où  $T_C$  est la température de l'eau chaude et  $T_F$  est la température de l'eau froide.

La température à l'entrée du réservoir  $T_{eres}$  c'est-à-dire à la sortie des capteurs PVT augmente pendant la journée car il y a du rayonnement solaire et parce que la température des cellules augmente. Pour ce qui est de la température à l'intérieur du réservoir  $T_{res}$ , elle dépend de la charge c'est-à-dire de l'utilisation de l'eau chaude. La température à l'intérieur du réservoir pendant la journée peut être inférieure par rapport à celle de la nuit car s'il n'y a pas de consommation pendant la nuit d'ou il y aura un effet de stockage thermique prolongé.

#### 5.4.2. Chauffage de l'espace

L'espace est chauffé par l'air chaud produit par les capteurs PVT à air. Des ventilateurs alimentés en courant alternatif assurent la distribution de l'air dans l'habitation.

#### 5.5. Energie électrique produite par le système PVT

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

$$\dot{E}_{PVT} = \dot{E}_E + \dot{E}_V + \dot{E}_{EA} + \dot{E}_{ES} \quad (5.6)$$

Où :  $\dot{E}_E$  : est l'énergie électrique consommée par l'éclairage des lampes (en continu).

$\dot{E}_V$  : est l'énergie électrique consommée par les ventilateurs (pour le chauffage de l'espace).

$\dot{E}_{EA}$  : est l'énergie électrique consommée par la charge en alternatif.

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

## 5.6. Généralisation du modèle

Les capteurs hybrides PVT sont des systèmes de cogénération d'énergie électrique et thermique. Ils génèrent de l'électricité qui est utilisée pour l'éclairage de l'habitation ainsi que les ventilateurs nécessaires au chauffage de l'espace intérieur en hiver ou pour le refroidissement en été.

Pour une application générale, le système énergétique étudié précédemment est appliqué.

Le chauffage de l'espace est assuré par l'eau chaude produit par les capteurs PVT circulant dans des radiateurs combinés avec des ventilateurs de faible puissance alimenté à partir des convertisseurs continus alternatifs.

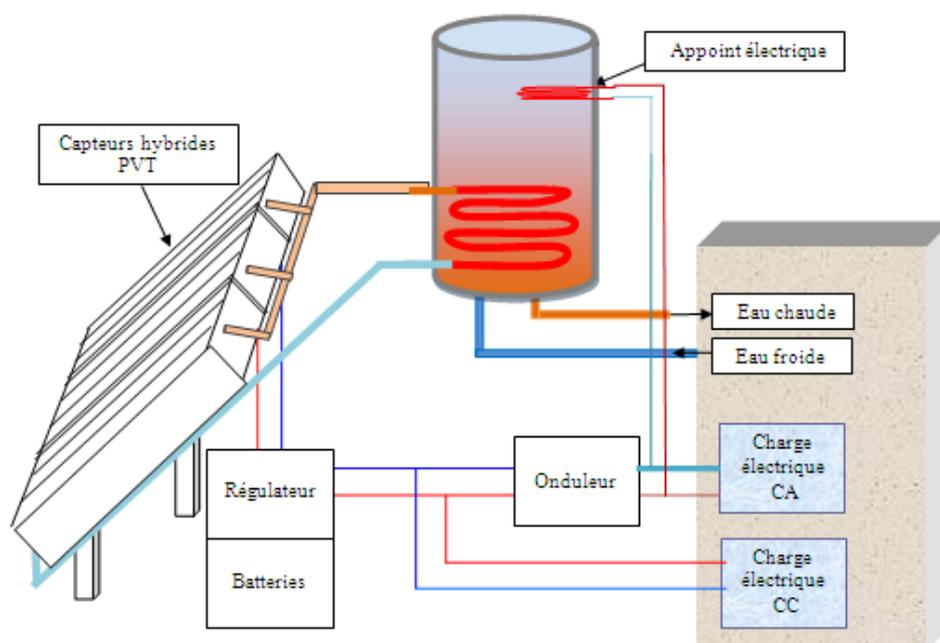


Figure 5.6 : Schéma du système énergétique à base de capteurs PVT appliqué à l'habitat

Le système est constitué des capteurs photovoltaïques thermiques à eau et des capteurs hybrides à air de type monocristallin, d'un réservoir de stockage de l'eau qui est chauffé par les capteurs PVT et par un appoint électrique, un système de stockage électrique (Batteries) et un convertisseur continu alternatif pour les ventilateurs et pour la résistance d'appoint.

Les besoins énergétiques de notre habitation sont de type électriques (lampes à courant continu et ventilateurs), et les charges thermiques (chauffage de l'eau et de l'espace).

### **5.6.1. La pompe de circulation.**

Pour une installation de grande taille (au dessus de 20 m<sup>2</sup>), et afin d'obtenir une température de sortie élevée, il est possible de prendre un débit moyen de 15 l/h.m<sup>2</sup>. Ceci a pour effet d'avoir un circulateur plus faible et des diamètres de conduites plus faible aussi. Dans ce cas, les capteurs devront être branchés en série. Le nombre qu'il est possible de brancher de cette façon est variable.

Pour définir le circulateur, il faut disposer des pertes de charges des capteurs. Si les capteurs sont branchés en parallèle, on estime que leurs pertes de charge sont identiques, donc il faut prendre la perte de charge d'un capteur car il y aura un équilibre de pression à l'entrée de tous les capteurs. S'ils sont branchés en série, il faut additionner leurs pertes de charge. Prendre aussi les pertes de charge du serpentin du réservoir de stockage.

### **5.6.2. Surface des capteurs**

Pour pouvoir définir la surface de capteur utile, il est nécessaire de connaître les valeurs moyennes d'ensoleillement du lieu considéré, valeurs qui ont été obtenues par mesure sur site.

### **5.6.3. Installation en thermosiphon.**

L'installation en thermosiphon est un système efficace et sans coût de fonctionnement car il n'a ni besoin de circulateur ni besoin de régulation. De ce fait, son amortissement sera plus rapide. Seule contrainte à ce système, les capteurs doivent être à un niveau inférieur au réservoir d'ECS. Le thermosiphon est bien connu, son fonctionnement résulte de la différence de densité du fluide caloporteur due à la différence de température entre les capteurs et le réservoir d'ECS. La différence de hauteur entre le haut des capteurs et le bas du réservoir devra être de 0,5 m minimum.

## **5.7. Besoins énergétiques de l'habitation**

Afin de calculer les besoins énergétiques d'une habitation on doit avoir deux types d'informations, le premier concerne les données climatiques du site de l'implantation de l'habitation (température ambiante, éclairement solaire, humidité, ...) et en des données sur le profil de charge électrique et thermique c'est-à-dire le type de charge à alimenter et le degré de confort choisi. Il faut bien comprendre que ces températures de références permettent le calcul de la puissance de chauffage pour le cas le plus défavorable (hiver en général). Nous

prendrons les températures moyennes constatées pour éviter que notre installation ne soit pas surdimensionnée et donc peu rentable.

### **5.7.1. Dimensionnement du système électrique**

Le dimensionnement suit une démarche par étapes que l'on peut résumer comme suit :

-Etape1 : Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durée d'utilisation .

-Etape2 : Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique .

-Etape3 : Définition de la capacité des batteries.

-Etape4 : Définition des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques : tension de fonctionnement, puissance totale à installer, nombres de branches .

-Etape5 : Choix du régulateur et de l'onduleur.

### **5.7.2. Evaluation des besoins**

Comme le système fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre la période de 24 heures comme unité de temps. Le profil de charge pour une habitation située à Ghardaïa, constituée de : 02 chambres, 01 salon, 01 cuisine et 01 salle de bain et pour une famille de 04 personnes ( tableau 5.1).

Les besoins électriques étant ceux nécessaires à l'éclairage interne et à l'alimentation de quelques appareils électroménagers ( télévision, réfrigérateur). Une énergie électrique est nécessaire pour l'alimentation de l'appoint électrique du réservoir de l'eau chaude ainsi que les ventilateurs qui sont attachée aux échangeurs de chaleurs muraux (radiateurs) pour l'évacuation de la chaleur dans l'espace de l'habitation. Des capteurs hybrides à air pour le préchauffage de l'espace peuvent être utilisés afin de diminuer la dépendance aux chauffages par les radiateurs à eau.

Tableau 5.1. Profil de charge électrique pour une maison à Ghardaïa

Appareil	Nombre	Tension (V)	Puissance (W)	Durée d'utilisation/jour (Heure)	Consommation journalière Wh/j
Lampes	05	12	18	05	450
Lampe	02	12	18	02	72
Télévision	01	12	75	04	300
Réfrigérateur	01	12	60	24	1440
Appoint électrique (pour le chauffage d'eau)	01	220 (Alternatif)	1000	02	2000
Ventilateur (pour le chauffage de l'espace)	02	220 (Alternatif)	100	05	1000

La position des capteurs hybrides par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour utiliser au maximum leurs possibilités.

- Orientation vers le Sud dans l'hémisphère Nord.
- Orientation vers le Nord dans l'hémisphère Sud.

Les besoins énergétiques électriques de l'habitation sont estimés à : 5262 Wh/j.

Ces besoins sont déterminés pour la saison d'hiver, où on a besoin du chauffage de l'eau sanitaire ainsi que de l'espace. Pour la saison d'été, la puissance de l'appoint électrique sera ajoutée à celle des ventilateurs pour satisfaire la ventilation qui crée le froid de l'habitation. L'énergie calculée est donc constante tout au long de l'année.

### 5.7.3. Capacité de la batterie

Les besoins énergétiques électriques de l'habitation sont estimés à : 5262 Wh/j.

En termes d'Ah, la consommation devient :

$$C = 5262/48 = 109.625 \text{ (si on travaille sous 48V)}$$

$$C = 5262/24 = 219.25 \text{ (si on travaille sous 24V)}$$

$$C = 5262/12 = 438.5 \text{ Ah (si on travaille sous 12V)}$$

Sachant que le capteur hybride utilisé est celui qui a été étudié précédemment, il délivre 175 Wh/j. En terme d'énergie électrique, il faut en moins 30 capteurs pour satisfaire les besoins de l'habitation étudiée.

Selon la tension qu'on veut utiliser, on calcule la capacité nécessaire de la batterie et selon l'autonomie du système on détermine le nombre exact des batteries à installer. Une fois le nombre de batteries déterminé, on détermine le nombre de branches de capteurs hybrides à installer et le nombre de capteurs en série dans chaque branche.

Pour les besoins de l'eau chaude, nous avons trouvé qu'une famille de 04 personnes a besoin d'un réservoir de stockage thermique de 250l.

### 5.8. Conclusion

Nous avons proposé un système de cogénération basé sur les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques destiné à approvisionner en énergie électrique et thermique une habitation, en particulier le chauffage de l'eau et de l'espace ainsi que les charges électriques nécessaires pour un confort moyen située à Ghardaïa.

Les résultats obtenus permettent de penser que le système de cogénération à base des nouveaux capteurs hybrides PVT constitue un système énergétique complet pour l'alimentation en énergie électrique et thermique d'une habitation.

## **Conclusion générale**

Les nouveaux capteurs hybrides permettent de maximiser les performances par l'exploitation des énergies électrique et thermique acquises et ceci à un coût faible par rapport aux capteurs thermiques et modules photovoltaïques séparément installés et par rapport aux capteurs hybrides classiques.

Le nouveau capteur hybride PVT est une nouvelle approche qui a pour but de maximiser le rendement total de conversion avec un moindre coût par rapport aux capteurs hybrides classiques.

La résistance thermique entre la couche des cellules photovoltaïques et le fluide caloporteur circulant au dessous de l'absorbeur devrait être réduite au maximum. Un transfert à basse température a comme conséquence un grand gradient de température et donc une température élevée du capteur photovoltaïque. Ceci diminue le rendement thermique et électrique du capteur.

La nouvelle conception du capteur hybride photovoltaïque thermique permet d'utiliser différents fluides caloporteur, le capteur hybride à eau lorsque de l'eau ou du glycol est utilisé pour le fluide caloporteur, c'est le fluide à chauffer, le glycol est utilisé dans le cas où le circuit de la boucle de chauffage qui relie le capteur au réservoir de stockage est fermé.

Dans ce travail l'effort a été dirigé sur l'amélioration du transfert thermique entre la couche des cellules solaires et le fluide caloporteur. L'objectif est de réaliser un nouveau type de capteur hybride PVT de configuration simple et efficace, permettant une meilleure exploitation de la chaleur des cellules solaires. La nouvelle configuration de l'absorbeur de ce nouveau prototype permet d'augmenter les performances électriques par rapport aux capteurs hybrides existants. L'étude de ce nouveau capteur est détaillée. Un modèle mathématique est élaboré à travers la détermination du profil de température de chaque couche le constituant ainsi que la détermination de son rendement thermique et électrique. Un prototype est réalisé et testé. Enfin, ce nouveau capteur hybride est intégré dans un système énergétique global permettant l'alimentation en énergie électrique et thermique d'une charge puis le modèle est généralisé pour des applications de cogénérations.

L'étude théorique sur le capteur hybride de cette nouvelle configuration a été présentée. Nous avons commencé par une modélisation des caractéristiques thermiques à travers la détermination du profil de température dans les différentes couches du capteur. La simulation a montré les performances thermiques dont la puissance utile et le rendement du nouveau capteur. Nous avons ensuite validé le modèle théorique. L'étude expérimentale a été entamée par la réalisation d'un prototype du nouveau capteur et les résultats expérimentaux ont été en parfaite concordance avec la simulation. Une étude comparative a été faite avec le capteur hybride en serpentín. Les résultats trouvés sont à la faveur du nouveau capteur.

L'application du nouveau design du capteur hybride aux capteurs à air a donné de bonnes performances thermiques et électriques par rapport aux capteurs hybrides à air classiques, sa relative facilité de mise en œuvre ainsi que sa facile intégration aux façades des immeubles lui donne des perspectives certaines. Les résultats de la simulation numérique que nous avons effectuée nous ont montré qu'avec un faible débit d'air nous obtenons les meilleures performances par rapport au débit d'air supérieur. Le capteur réalisé a été étudié expérimentalement, il nous a permis d'étudier plusieurs configurations pour déterminer la plus optimale. Les configurations intéressantes sont le capteur PVT à air non recouvert et le capteur recouvert d'une vitre. L'ajout d'une ou de deux vitres supplémentaires augmente les températures et donc les performances thermiques du capteur hybride PVT à air par rapport au capteur non recouvert, mais pour les performances électriques, l'augmentation trop élevée de température provoque une diminution sensible du rendement électrique du capteur. Le choix donc est clair, il faut optimiser la configuration pour les applications qu'on veut en tenant compte de l'influence du débit et de la vitre supplémentaire.

L'air peut être utilisé en remplacement de l'eau ou glycol, dans ce cas c'est le capteur hybride à air. De l'air circule au dessous de l'absorbeur et va se chauffer, cet air est exploité pour le chauffage de l'espace des habitations, dans ce cas il est préférable de placer les capteurs en façades ou sur les toits. Des ventilateurs peuvent être utilisés pour accroître le débit de l'air chauffé.

## **Bibliographie**

- [1] [http://www.fnh.org/francais/doc/en\\_ligne/energie/dossier\\_art2.htm](http://www.fnh.org/francais/doc/en_ligne/energie/dossier_art2.htm).
- [2] <http://www.nrel.gov/biomass/photos.html>.
- [3] Pile à hydrogène, <http://terresacree.org/hydrogene.htm>, 2007.
- [4] Equer B, Physique et technologie de la conversion photovoltaïque, volume 1. Ellipses, 1993.
- [5] Centre de recherche et de développement de l'ECAM -CERDECAM- ; [http://www.cerdecam.be/article.php3?id\\_article=48](http://www.cerdecam.be/article.php3?id_article=48).
- [6] <http://www.outilssolaires.com/pv/prin-principes.htm>
- [7] Sobaihi K, «Etude et réalisation d'un hacheur de Tracking du Point de Puissance Maximale (MPPT) à contre réaction de tension», Thèse de Magister Ecole Nationale Polytechnique, Décembre 2003.
- [8] Knopf H, «analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (mppt) methods for a solar powered vehicle», Master thesis, Portland State University, 1999.
- [9] Lasnier F and Ang TG, «Photovoltaic Engineering Handbook», Adam Hilger, Bristol and New York, 1990.
- [10] Duffie J & Beckman W, «Solar engineering of thermal processes», Wiley inter science publication, New York, (second edition), 1991.
- [11] Comblin D, «Energie solaire thermique » <http://www.inti.be/ecotopie/solact.html>
- [12] Koo JM, «Development of a flat-plate solar collector design program ». Master of Science (mechanical engineering), university of Wisconsin- Madison, USA, 1999.
- [13] ASHRAE Standard, «Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors », American Society of Heating, Refrigeration, and Air Conditioning Engineers, 1986.
- [14] SRCC Document RM-1, «Methodology for Determining the Thermal Performance Rating for Solar Collectors », Solar Rating and Certification Corporation, Florida, 1994.
- [15] Hendrie SD, «Photovoltaic/thermal collector development program», final report. Report, MIT, 1982.
- [16] Wolf M, «Performance analysis of combined heating and photovoltaic power

- systems for residences», *Energy Conversion* 1976; 16:79–90.
- [17] Evans DL, Facinelli WA, Otterbein RT., « Combined photovoltaic/thermal system studies», Report ASU ERC-T-78017, 1978.
- [18] Florschuetz LW, «Extension of the Hottel–Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors», In: *Sharing the Sun joint conference*, ISES, Winnipeg, 1976.
- [19] Florschuetz LW, «Extension of the Hottel–Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors», *Sol Energy* 1979; 22: 361– 6.
- [20] Cox CH, Raghuraman P, «Design considerations for flat-plate photovoltaic/thermal collectors», *Sol Energy* 1985; 35 (3): 227– 41.
- [21] Hendrie SD, Raghuraman P, «A comparison of theory and experiment for photovoltaic/thermal collector performance», In: *14th IEEE*, San Diego, 1980.
- [22] Hendrie SD, Raghuraman P, Cox CH, «Liquid photovoltaic/thermal collectors for residential applications», In: *15th IEEE*, Orlando, 1981.
- [23] Younger PR, Kreisman WS, Nowlan MJ, Solomon JS, Strong SJ, «Combination photovoltaic/thermal solar collectors for residential applications», In: *15th IEEE*, Orlando, 1981.
- [24] Kern EC, Russell MC, «Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems», In: *13th IEEE*, Washington, 1978.
- [25] Kern EC, Russell MC, «Hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems», Report, MIT, 1978.
- [26] Sheldon DB, Russell MC, «A review of combined photovoltaic/thermal collector-solar-assisted heat pump system options», In: *Fifth annual heat pump technology conference*, Stillwater, 1980.
- [27] Smith DR, Biringer KL, Pritchard DA, «Combined photovoltaic thermal collector testing», In: *13th IEEE*, Washington, 1978.
- [28] Andrews JW, « Evaluation of flat-plate photovoltaic/thermal hybrid systems for solar energy utilization», Report, Brookhaven, 1981.
- [29] Gasner S, Wen L, «Evaluation of unglazed flat-plate photovoltaic-thermal collectors in residential heat pump applications», In: *ASME conference*, Albuquerque, 1982.
- [30] Suzuki A, Kitamura S, «Combined photovoltaic and thermal hybrid collector», *Japan J Phys* 1979; 19(2):79-83.
- [31] Nakata Y, Kobe T, Shibuya N, Machida T, Takemoto T, Tsuji T, «A 30 kWp

- concentrating photovoltaic/thermal hybrid system application», IEEE PSC, San Diego, 1982.
- [32] Karl H., «Photovoltaic Hybrid collector», In: Fourth international congress laser», 79 opto-electronics, Munchen, 1979.
- [33] Buffet Ph, «Hybrid thermal and photovoltaic concentration collector», EC Contractors meeting, Brussels, 1982.
- [34] Gibart C, «Study of and tests on a hybrid photovoltaic-thermal collector using concentrated sunlight», Sol Cells 1981; 4: 71–89.
- [35] Komp RJ, « Field experience and performance evaluation of a novel photovoltaic-thermal hybrid solar energy collector», Intersol 1985.
- [36] Davidson J, Komp R, «The solar electric home. Ann Arbor», Aatec Publications; 1983.
- [37] Schwartz R, Rao KHS, Tscharnner R, «Computer-aided analysis of thermal images of solar cells and solar PV/T collectors», In: Fifth EPSEC, Athens, 1983.
- [38] Tscharnner R, Curthins H, Haring JP, Schwartz R, Shah AV, «Low-temperature liquid PV/T collector», In: Fifth EPSEC, Athens, 1983.
- [39] Lalovic B, Kiss Z, Weakliem H, «A hybrid amorphous silicon photovoltaic and thermal solar collector», Sol Cells 1986; 19: 131–8.
- [40] Lalovic B, Pavlovic T, Kiss Z, van Dine J, «The application of hybrid a-Si:H PV and thermal collectors for different usages», In: Eighth EPSEC, 1988.
- [41] Van der Ree, BCG, «Haalbaarheid van gecombineerde toepassing van fotovoltaische en thermische zonneenergie», Report TNO 93-BBI-R1198, 1994.
- [42] Van der Ree, «Tests aan prototype onafgedekte PV/Thermische collector», Report TNO 95-BBI-R1666, 1996.
- [43] De Vries DW, Van Helden WGJ, Smulders PT, Van Steenhoven AA, Van Zolingen RJC, « Design of a photovoltaic/thermal combi panel momentary output model, outdoor experiment», In: ISES Solar World Congress, Korea, 1997.
- [44] De Vries DW, «Design of a photovoltaic/thermal combi-panel», PhD report, EUT, 1998.
- [45] Zondag HA, De Vries DW, Van Steenhoven AA, Van Helden WGJ, Van Zolingen RJC, « Thermal and electrical yield of a combi-panel», In: ISES Solar World Congress, Jerusalem, 1999.
- [46] Zondag HA, De Vries DW, Van Helden WGJ, Van Zolingen RJC, Van Steenhoven

- AA, «The thermal and electrical yield of a PV-Thermal collector», *Sol Energy* 2002; 72(2):113–28.
- [47] Zondag HA, De Vries DW, Van Helden WGJ, Van Zolingen RJC, Van Steenhoven AA, «The yield of different combined PV-thermal collector designs», *Sol Energy* 2003; 74: 253-69.
- [48] Bakker M, Zondag HA, Van Helden WGJ, «Design of a dual flow photovoltaic/thermal combi panel», In: *PV in Europe*, Rome, 2002.
- [49] Bakker M, Zondag HA, Elswijk MJ, Ottenbros MTN, Van Helden WGJ, «Outdoor performance of uncovered PV/Thermal panels», In: *19th EPSEC*, Paris, 2004.
- [50] Zondag HA, Van Helden WGJ, «Stagnation temperature in PVT collectors», In: *PV in Europe*, Rome, 2002.
- [51] Zondag HA, Van Helden WGJ, Elswijk MJ, Bakker M, «PV-Thermal collector development-an overview of the lessons learned», In: *19th EPSEC*, 2004, Paris, 2004.
- [52] Bakker M, Zondag HA, Elswijk MJ, Strootman KJ, Jong MJM, «Performance and costs of a roof-sized PV/thermal array combined with a ground coupled heat pump», *Sol Energy* 2005;78: 331–9.
- [53] Zondag HA, Van Helden WGJ, «PV-Thermal domestic systems», In: *Third WCPEC*, Osaka, 2003.
- [54] Jong MJM, «System studies on combined PV/Thermal panels», In: *11th symposium thermische solarenergie*, Staffelstein, 2001.
- [55] Van Helden WGJ, Van Zolingen RJC, Zondag HA, «PV thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat», *PIP* 2004; 12: 415–26.
- [56] Zondag HA, Bristow N, Gramsbergen E, Van Helden WGJ, Lloyd-Jones D, Nelson S, «The Beaufort Court energy system-PVT and solar thermal for the preheating of ventilation air», In: *ESTEC 2005*, Freiburg, 2005.
- [57] Santbergen R, van Zolingen RJC, «An optical model for the absorption factor of textured crystalline silicon PV cells», In: *21st EPSEC*, Dresden, 2006.
- [58] Santbergen R, Van Zolingen RJC, «Modelling the thermal absorption factor of photovoltaic/thermal combi- panels», *Grenoble: Heat SET*, 2005.
- [59] Rockendorf G, Sillmann R, Podlowski L, Litzenburger B, «PV-hybrid and thermo-electric collectors», *Sol Energy* 1999; 67 :227–37.

- [60] Krauter SCW, Ochs F, «An integrated solar home system-history», In: Third WCPEC, Osaka, 2003.
- [61] Krauter SCW, «Enhanced integrated solar home system», In: 19th EPSEC, Paris, 2004.
- [62] Bosanac M, Soerensen B, Katic I, Soerensen H, Nielsen B, Badran J, «Photovoltaic/thermal solar collectors and their potential in Denmark», Report EFP Project 1713/00-0014, 2003.
- [63] Soerensen B, «PV power and heat production: an added value», In: 16th EPSEC, Glasgow, 2000.
- [64] Soerensen B, «Modelling of hybrid PV-thermal systems», In: 17th EPSEC, Munich, 2001.
- [65] Tripanagnostopoulos Y, Tselepis S, Souliotis M, Tonui JK, «Design aspects of hybrid PVT/water solar systems», In: 19th EPSEC, Paris, 2004.
- [66] Tripanagnostopoulos Y, Nousia Th, Souliotis M, «Hybrid PV-ICS systems», In: Fifth WREC, Florence, 1998.
- [67] Tripanagnostopoulos Y, Tzavellas D, Zoulia I, Chortatou M, «Hybrid PV/T systems with dual heat extraction operation», In: 17th EPSEC, Munich, 2001.
- [68] Tripanagnostopoulos Y, Nousia Th, Souliotis M, Yianoulis P, «Hybrid photovoltaic/thermal solar systems», *Sol Energy* 2002;72(3):217–34.
- [69] Tselepis S, Tripanagnostopoulos Y, «Economic analysis of hybrid photovoltaic/thermal solar systems and comparison with standard PV modules», In: *PV in Europe*, Rome, 2002.
- [70] Kalogirou SA, «Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid PV–thermal solar system for Cyprus», *Renewable Energy* 2001; 23 (2): 247–260.
- [71] Kalogirou SA, Y. Tripanagnostopoulos, «Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production», *Energy Conversion and Management* 2006; 47: 3368–3382.
- [72] Kalogirou SA, «Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid PV-thermal solar system for Cyprus», *Renewable Energy* 2001; 23:247–60.
- [73] Chow TT, He W, J Ji, «An experimental study of façade-integrated photovoltaic/water-heating system », *Applied Thermal Engineering* 2007; 27: 37–45.
- [74] Chow T.T, He W, J. Ji b, Chan ALS, «Performance evaluation of photovoltaic–

- thermosyphon system for subtropical climate application», *Solar Energy* 2007; 81:123–130.
- [75] Erzat Erdil , Mustafa Ilkan, Fuat Egelioglu, «An experimental study on energy generation with a photovoltaic (PV)– solar thermal hybrid system», *Energy* 2008; 33: 1241– 1245.
- [76] Tripanagnostopoulos Y, Kalogirou S, «Design aspects and application of hybrid PV/T solar systems», In: Eighth WREC, Denver, 2004.
- [77] Kalogirou S, Tripanagnostopoulos Y, «Performance of a hybrid PV/T thermosyphon system», WREC 2005, Aberdeen, 2005.
- [78] Frankl P, Gamberale M, Battisti R, «Life cycle assesment of a PV cogenerative system: comparison with a solar thernal collector and a PV system», In: 16th EPSEC, Glasgow, 2000.
- [79] Tripanagnostopoulos Y, Souliotis M, Battisti R, Corrado A, «Energy cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems.PIP», 2005; 13: 235–50.
- [80] Tripanagnostopoulos Y, Souliotis M, Battisti R, Corrado A, «Application aspects of hybrid PV/T solar systems», In: ISES Solar World Congress, Goteborg, 2003.
- [81] Bergene T, Løvvik OM, «Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells», *Sol Energy* 1995; 55 (6): 453–62.
- [82] eir MG, Rekstad JB, Løvvik OM. «A study of a polymer-based radiative cooling system». *Sol Energy* 2002; 73(6):403–17.
- [83] Sandnes B, Rekstad J. «A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model». In: ISES Eurosun, Copenhagen, 2000.
- [84] Sandnes B, Rekstad J. «A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate. Experimental study and analytical model». *Sol Energy* 2002;72(1):63–73.
- [85] Platz R, Fischer D, Zufferey MA, Anna Selvan JA, Haller A, Shah A. «Hybrid collectors using thin-film technology». In: 26th PVSC Anaheim, CA, 1997.
- [86] Affolter P, Haller A, Ruoss D, Toggweiler P. «A new generation of hybrid solar collectors—Absorption and high temperature behaviour evaluation of amorphous modules». 16th EPSEC Glasgow, 2000.
- [87] Mattei M, Cristofari C, Louche A. «Modelling a hybrid PV/T collector». In: Second

- WCPEC, Vienna, 1998.
- [88] Imre L, Bitai A, Bohonyey F, Hecker G, Palfy M. «PV-thermal combined building elements». In: ISES Solar World Congress, Budapest, 1993.
- [89] Vokas G, Christandonis N, Skittides F, «Hybrid photovoltaic–thermal systems for domestic heating and cooling—A theoretical approach», *Solar Energy* 80, 2006, 607–615
- [90] Hayakashi B, Muzusaki K, Satoh T, Hatanaka T. «Research and development of photovoltaic/thermal hybrid solar power generation system». In: ISES Solar World Congress, Kobe, 1989.
- [91] Fujisawa T, Tani T. «Binary utilization of solar energy with photovoltaic-thermal hybrid collector». In: ISES Solar World Congress, Korea, 1997.
- [92] Ito S, Miura N, Wang K. Performance of a heat pump using direct expansion solar collectors». *Sol Energy* 1999; 65(3):189–96.
- [93] Ito S, Matsubayashi T, Miura N. «Studies of a heat pump using dual heat sources of solar heat and ambient air». In: Eurosun, Freiburg, 2004.
- [94] Nishikawa M, Sone T, Ito S. « A heat pump using solar hybrid panels as the evaporator». In: ISES Solar World Congress, Budapest, 1993.
- [95] Huang BJ, Lin TH, Hung WC, Sun FS. «Solar photo-voltaic/thermal co-generation collector». In: ISES Solar World Congress, Jerusalem, 1999.
- [96] Huang BJ, Lin TH, Hung WC, Sun FS. «Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems». *Sol Energy* 2001;70 (5):443–8.
- [97] Chow TT. «Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model». *Sol Energy* 2003; 75:143–52.
- [98] Chow TT, He W, Ji J. «Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application». *Sol Energy* 2006; 80(3):298–306.
- [99] ] Ji J, Lu JP, Chow TT, He W, Pei G. «A sensitivity study of a hybrid photovoltaic/thermal water-heating system with natural circulation». *Appl Energy* 2007; 84:222–37.
- [100] Ji J, Chow TT, He W. «Dynamic performance of hybrid photovoltaic/thermal collector wall in Hong Kong». *Building Environ* 2003; 38:1327–34.
- [101] Ji J, Han J, Chow TT, Han C, Lu J, He W. « Effect of flow channel dimensions on the performance of a box- frame photovoltaic/thermal collector». *Proc Inst Mech Eng, Part J Power Energy* 2006; 220:681–8.

- [102] He W, Chow TT, Ji J, Lu JP, Pei G, Chan L. «Hybrid photovoltaic and thermal solar-collector designed for natural circulation of water». *Appl Energy* 2006; 83:199–210.
- [103] Chow TT, Pei G, Fong KF, Lin Z, Chan ALS, Ji J, «Energy and exergy analysis of photovoltaic–thermal collector with and without glass cover», *Applied Energy* 2009; 86: 310–316.
- [104] Chow TT, Chan ALS, Fong KF, Lin Z, He W, Ji J, «Annual performance of building-integrated photovoltaic/water-heating system for warm climate application», *Applied Energy* 2009; 86: 689–696.
- [105] Ji J, Lu JP, Chow TT, He W, Pei G, «A sensitivity study of a hybrid photovoltaic/thermal water-heating system with natural circulation», *Applied Energy* 2007;84: 222–237.
- [106] Agarwal RK, Garg HP, «Study of a photovoltaic-thermal system-thermisyphonic solar water heater combined with solar cells», *Energy Convers Manage* 1994; 35(7):605–20.
- [107] Garg HP, Agarwal RK, Joshi JC, «Experimental study on a hybrid photovoltaic-thermal solar water heater and its performance predictions», *Energy Convers Manage* 1994; 35(7):621–33.
- [108] Garg HP, Agarwal RK, «Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells», *Energy Convers Manage* 1995;36(2):87–99.
- [109] Tiwari A, Sodha MS, «Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: Experimental validation of theoretical model», *Sol Energy Mater Sol Cells* 2007; 91:17–28.
- [110] Arvind Tiwari, M.S. Sodha, «Performance evaluation of hybrid PV/thermal water/air heating system: A parametric study», *Renewable Energy* 2006; 31: 2460–2474.
- [111] Arvind Tiwari, M.S. Sodha, «Performance evaluation of solar PV/T system: An experimental validation», *Solar Energy* 2006; 80: 751–759.
- [112] Dubey S, Tiwari G.N, «Thermal modeling of a combined system of photovoltaic thermal (PV/T) solar water heater», *Solar Energy* 2008; 82: 602–612.
- [113] Joshi AS, Tiwari A, Tiwari GN, Dincer I, Reddy BV, «Performance evaluation of a hybrid photovoltaic thermal (PV/T) (glass-to-glass) system», *International Journal of Thermal Sciences* 2009; 48: 154–164.

- [114] Sadamoto K, Supanich P, Nualboonrueng T, Sichanugrist P, «a-Si hybrid solar collector», In: Third WCPEC, Osaka, 2003.
- [115] Sadamoto K, Nualboonruen T, Sichanugrist P, «The performance of a-Si hybrid solar that uses low iron glass as top-surface of PV module», *Asian J Energy Environ* 2004;5(2):109–14.
- [116] Krauter S, Araujo G, Schroer S, Hanitsch R, Salhi MJ, Triebel C, «Combined photovoltaic and solar thermal systems for facade integration and building insulation», *Sol Energy* 1999;67: 239–48.
- [117] Krauter S, Salhi MJ, Schroer S, Hanitsch R, «New facade system consisting of combined photovoltaic and solar thermal generators with building insulation», In: Seventh IBPSA, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [118] Touafek K, Malek A, Haddadi M, « Etude expérimentale du capteur hybride photovoltaïque thermique », *Revue des Energies Renouvelables* 2006 ; 9 (3) : 143-154 .
- [119] Touafek K, Malek A, Haddadi M, Bendaikha-Touafek W, « Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride photovoltaïque Thermique », *Revue des Energies Renouvelables* 2008 ; 11(1) : 153-165.
- [120] Touafek K, Malek A, Haddadi M, Bendaikha-Touafek W, Serir L, «Survey of the temperature distribution in a photovoltaic solar module», conference: International Conference on Electrical Engineering Design and Technologies (ICEEDT), Hammamet, Tunisia, November 4-6, 2007.
- [121] Touafek K, Malek A, Haddadi M, Touafek W, « Étude thermique d'un capteur solaire hybride », 8ème Séminaire International sur la Physique Energétique (SIPE 8), Béchar–Algérie, 11 et 12 Novembre 2006.
- [122] Touafek K, Bendaikha-Touafek W, Serir L, Haddadi M, Malek A, « Etude expérimentale du capteur hybride photovoltaïque thermique recouvert », 3ème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l'Environnement, Mahdia, Tunisie, 6-8 Novembre 2006.
- [123] Thomas HP, Hayter SJ, Martin RL, Pierce LK, «PV and PV/hybrid products for buildings», In: 16th EPSEC, Glasgow, 2000.
- [124] Lenox C, Ansley J, Torres A, «PV BONUS Two: PowerRoof 2000—final report», Report Powerlight, 2003.
- [125] SDA. «The hybrid Photovoltaic/thermal collector», final technical report 2004.

- [126] Boer KW, Tamm G, «Solar conversion under consideration of energy and entropy», *Sol Energy* 2003; 74:525–8.
- [127] Malik MAS. In: Sayigh AAM, editor. «Solar one; from solar energy applications in buildings», New York: Academic Press, 1979.
- [128] Raghuraman P, «Analytical predictions of liquid and air photovoltaic/thermal, flat-plate collector performance», *J Sol Energy Eng* 1981; 103:291–8.
- [129] Russell T, Beal J, Loferski JJ, Roessler B, Dobbins R, Shewchun J, «Combined photovoltaic/thermal collector panels of improved design», In: 15th IEEE, Kissimmee, 1981.
- [130] Komp R, Reeser T, «Design, construction & operation of a PV/Hot air hybrid energy system», In: ISES Solar World Congress, Hamburg, 1987.
- [131] Ito S, Miura N, «Solar air collectors using photovoltaic modules as cover», In: ISES Solar World Congress, Budapest, 1993.
- [132] Ricaud A, Roubeau P. Capthel, « a 66% efficient hybrid solar module and the 'ecothel' co-generation solar system», In: First WCPEC, Hawaii, 1994.
- [133] Hollick JC. «Solar cogeneration panels», *Renew Energy* 1998; 15:195–200.
- [134] Naveed AT, Kang EC, Lee EJ, « Effect of unglazed transpired collector on the performance of a polycrystalline silicon photovoltaic module», *J. Sol Energy Eng* 2006; 128:349–53.
- [135] Niccolo Aste, Giancarlo Chiesa, Francesco Verri, «Design, development and performance monitoring of a photovoltaic-thermal (PVT) air collector», *Renewable Energy* 2008; 33: 914–927.
- [136] Tripanagnostopoulos Y, Nousia Th, Souliotis M, «Test results of air cooled modified PV modules», In: 17th EPSEC, Munich, 2001.
- [137] Tripanagnostopoulos Y, Bazilian M, Zoulia I, Battisti R, «Hybrid PV/T system with improved air heat extraction modification», In: PV in Europe, Rome, 2002.
- [138] Tripanagnostopoulos Y, Nousia Th, Souliotis M, «Low cost improvement to building integrated air cooled hybrid PV-thermal systems», In: 16th EPSEC, Glasgow, 2000.
- [139] Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y, « Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation», *Renew Energy* 2006; 32:623–37.
- [140] Tripanagnostopoulos Y, Souliotis M, Battisti R. Corrado A, «Performance, cost and life-cycle assessment study of hybrid PVT/air solar systems», *PIP* 2006; 14:65–76.
- [141] Tonui K, Tripanagnostopoulos Y, «Air-cooled PV/T solar collectors with low cost

- performance improvements», *Solar Energy* 2007; 81: 498–511
- [142] Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y, «Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation», *Renewable Energy* 2007; 32:623–637
- [143] Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y, «Performance improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation», *Solar Energy* 2008; 82: 1–12
- [144] Sopian K, Liu HY, Kakac S, «Research and development of hybrid photovoltaic thermal solar air heaters», *Int J Global Energy Issues* 1997; 9(4–6):382–92.
- [145] Sopian K, Liu HY, Kakac S, Veziroglu TN, «Performance of a double pass photovoltaic thermal solar collector suitable for solar drying systems», *Energy Convers Manage* 2000; 41:353–65.
- [146] Othman MYHj, Yatim B, Sopian K, Abu Bakar MN, «Performance analysis of a double pass photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector with CPC and fins», *Renew Energy* 2005; 30:2005–17.
- [147] Hegazy AA, «Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors», *Energy Convers Manage* 2000; 41:861–81.
- [148] Bhargava AK, Garg HP, Agarwal RK, «Study of a hybrid solar system-solar air heater combined with solar cells», *Energy Convers Manage* 1991; 31(5):471–9.
- [149] Garg HP, Agarwal RK, Bhargava AK, «The effect of plane booster reflectors on the performance of a solar air heater with solar cells suitable for a solar dryer», *Energy Convers Manage* 1991; 6:543–54.
- [150] Prakash J, «Transient analysis of a photovoltaic-thermal solar collector for co-generation of electricity and hot air/water», *Energy Convers Manage* 1994; 35(11):967–72.
- [151] Anand S. Joshi, Arvind Tiwari, «Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic–thermal (PV/T) air collector», *Renewable Energy* 2007; 32: 2223–2241.
- [152] Arvind Tiwari, M.S. Sodha, «Parametric study of various configurations of hybrid PV/thermal air collector: Experimental validation of theoretical model», *Solar Energy Materials & Solar Cells* 2007; 91: 17–28.
- [153] Swapnil Dubey, G.S. Sandhu, G.N. Tiwari, «Analytical expression for electrical efficiency of PV/T hybrid air collector», *Applied Energy* 2009; 86: 697–705
- [154] Yang HX, Marshall RH, Brinkworth BJ, «An experimental study of the thermal regulation of a PV-clad building roof», In: 12th EPSEC, Amsterdam, 1994.

- [155] Brinkworth BJ, Marshall RH, Ibrahim Z, « A validated model of naturally ventilated PV cladding», *Sol Energy* 2000; 69(1):67–81.
- [156] Touafek K, Malek A, Haddadi M, Bendaikha-Touafek W, Serir L, « Etude d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à air », *Revue Internationale d'héliotechnique énergie-environnement* 2009 ; 39 : 14-19.
- [157] Touafek K, Malek A, Haddadi M, Bendaikha-Touafek W, Serir L, « Production de l'électricité et de la chaleur par les capteurs solaires hybrides PVT à air », *International Conference on Electronics Engineering*», ICEE'08, U.S.T.O MB, ORAN. ALGERIE, 20-22 Octobre 2008.
- [158] Corredera G, Dalibart C, Cayre E, Kherrouf, S, « Energetic and economical evaluation of a photovoltaic/ thermal collector in a collective housing—competition with other sustainable solutions», In: *ISES Solar World Congress*, Goteborg, 2003.
- [159] Guiavarch A, Peuportier B, «Photovoltaic collectors efficiency according to their integration in buildings», *Sol Energy* 2006; 80(1):65–77.
- [160] Bazilian MD, Leenders F, Van der Ree BCG, Prasad D, «Photovoltaic cogeneration in the built environment», *Sol Energy* 2001; 71(1):57–69.
- [161] Bazilian MD, Kamalanthan H, Prasad D, «Thermographic analysis of a building integrated photovoltaic system», *Renew Energy* 2002; 26:449–61.
- [162] Bazilian MD, Kamalanthan H, Prasad D, «Thermographic analysis of a building integrated photovoltaic system », *Renew Energy* 2002; 26:449–61.
- [163] Takashima T, Tanaka T, Doi T, Kamoshida J, «New proposal for photovoltaic-thermal solar energy utilization method», *Sol Energy* 1994; 52(3):241–5.
- [164] Nagano K, Mochida T, Shimakura K, Murashita M, Takeda S, «Development of thermal-photovoltaic hybrid exterior wallboards incorporating PV cells in and their winter performances», *SEMS* 2003; 77:265–82.
- [165] Hadj Mahammed I, «Modélisation du générateur photovoltaïque». Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, (Novembre 2002).
- [166] Krauter S, Salhi MJ, Schroer S, Hanitsch R, «New façade system consisting of combined photovoltaic and solar thermal generators with building insulation», *Seventh International IBPSA Conference Rio de Janeiro, Brazil August 13-15, 2001*.
- [167] Komp R, «Practical photovoltaics—electricity from solar cells », 3rd ed. Revised. Ann Arbor: Aatec Publications; 2002.

- [168] «New generation of hybrid solar PV/T collectors—feasibility study (phase 1) ». Report DIS 56360/16868, 1997.
- [169] Zondag HA, «Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008; 12: 891–959.
- [170] Brinkworth BJ, Cross BM, Marshall RH, Hongxing Y, «Thermal regulation of photovoltaic cladding», *Sol Energy* 1997; 61(3):169–78.
- [171] Furbo S, Jivan Shah L, «Thermal advantages for solar heating systems with a glass cover with antireflection surfaces », *Sol Energy* 2003;74:513–23
- [172] Furbo S, Jivan Shah L, Overvad Jensen L, Larsen E, Olsson G, « Advantages by utilizing antireflection treated glass covers for PV modules», In: ISES Eurosun, Freiburg, 2004.
- [173] Kohl M, Jorgensen G, Brunold S, Carlsson B, Heck M, Moller K, «Durability of polymeric glazing materials for solar applications», *Sol Energy* 2005; 79:618–23.
- [174] Loferski JJ, Case C, Doodlesack G, Roessler B, Dobbins R, Russell T, «Design and construction of a hybrid Photovoltaic (3kWp)-thermal solar energy system for a residential/commercial building», In: 16th IEEE, San Diego, 1982.
- [175] Sudhakar SV, Sharon M, «Fabrication and performance evaluation of a photovoltaic/thermal hybrid system», *SESI J* 1994;4(1):1-7.
- [176] Affolter P, Gay JB, Haller A, Althaus HJ, Ruoss D, Toggweiler P., «A new generation of hybrid solar collectors», In: 14th EPSEC, Barcelona, 1997.
- [177] Touafek K, Haddadi M, Malek A, «Experimental study on a new hybrid photovoltaic thermal collector», *Applied solar energy*, Springer 2009; 43 (3): 181-186.
- [178] Touafek K, Haddadi M, Malek A, «Modeling and experimental Validation of a New Hybrid Photovoltaic Thermal Collector», *IEEE Transaction on energy conversion* DOI: 10.1109/TEC.2010.2043951, publication en 2010.

## **PUBLICATIONS**

1. K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek, “*Modeling and experimental Validation of a New Hybrid Photovoltaic Thermal Collector*”, IEEE Transaction on energy conversion, Accepté pour publication en 2010.
2. K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek, “Experimental study on a new hybrid photovoltaic thermal collector”, Applied solar energy, Springer, Vol 43, N° 3, pp. 181-186. 2009.
3. K.Touafek, A.Malek, M.Haddadi, W.Bendaikha-Touafek, L.Serir, « *Etude d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à air* », Revue Internationale d'héliotechnique énergie-environnement N° 39 pp. 14-19 (2009).
4. K. Touafek, W.Bendaikha-Touafek, A.Malek, M..Haddadi, L. Serir, « *Etude d'un système de cogénération par les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques destiné à l'habitat* », Revue des Energies Renouvelables CER, pp 177-180 (Juillet 2008).
5. K.Touafek, M.Haddadi, A.Malek, W.Bendaikha-Touafek « *Simulation numérique du comportement thermique du capteur hybride photovoltaïque Thermique* » Revue des Energies Renouvelables, Vol. 11 N°1, pp 153-165 (Mars 2008).
6. K.Touafek, A.Malek, M.Haddadi, « *Etude expérimentale du capteur hybride photovoltaïque thermique* », Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°3, pp 143-154 (2006).

## **COMMUNICATIONS**

1. K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek, “*Les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques co-générateurs d'énergie*”, International Workshop on Physics: Renewable energies (INWOP'10), Université d'El-Oued, 28/02-01/03, 2010.
2. K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek, “*Study of a New Photovoltaic Hybrid Solar Air Heating Collectors*”, Third international conference on industrial applications of energy systems (iaes'09) and world renewable energy network regional conference (IAES09), Sohar University, Oman, December 7-9, 2009.

3. K. Touafek , M. Haddadi, A. Malek, “*Intégration des énergies renouvelables pour stoppera la dégradation de l’environnement pour un développement durable* », Accepté pour présentation à Conférence Internationale sur les Dégradations de l’Environnement. Quelles solutions ? (CIDES09), Skikda, 06 - 08 Décembre 2009.
4. K.Touafek , M. Haddadi, A. Malek, « *Conception et Etude d’un Nouveau Capteur Solaire Hybride Photovoltaïque Thermique* », première conférence internationale en génie électrique (CIGET’09), Tébessa, 25, 26 Octobre 2009.
5. K. Touafek , M. Haddadi, A. Malek , W.Bendaikha-Touafek , « *Étude thermique d’un capteur hybride photovoltaïque thermique (pvt) a air recouvert destine au chauffage d’habitation* », 1st International Conference on Sustainable Built Environment Infrastructures in Developing Countries ENSET Oran (Algeria) - October 12-14, 2009.
6. Touafek, M.Haddadi, A.Malek, W-Bendaikha-Touafek, L.Serir, « *Conception et étude d’un nouveau capteur solaire hybride (PVT)* », IV ème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l’Environnement, Monastir,Tunisie 19-21 Mars, (2009).
7. Touafek, M.Haddadi, A.Malek, W-Bendaikha-Touafek, L.Serir, « *Etude et conception d’un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique à air recouvert de deux vitres* », IV ème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l’Environnement, Monastir,Tunisie 19-21 Mars, (2009).
8. Touafek, M.Haddadi, A.Malek, W-Bendaikha-Touafek, L.Serir, « *Experimental study of a Covered Thermal Photovoltaic Hybrid collector for air heating*”, Sixth International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, Djerba, Tunisia, March 23-26, 2009.
9. K.Touafek, M.Haddadi, A.Malek, W-Bendaikha-Touafek, L.Serir, « *Production de l’électricité et de la chaleur par les capteurs solaires hybrides PVT à air* », International Conference on Electronics Engineering, ICEE’08, U.S.T.O MB, ORAN. ALGERIE, 20-22 Octobre (2008).

- 10.K.Touafek, M.Haddadi, A.Malek, W-Bendaikha-Touafek, L.Serir, « *Réalisation d'une interface graphique pour le dimensionnement des installations photovoltaïques* », Premier Workshop International sur les Energies Renouvelables et leurs Applications, Laghouat, les 10, 11 et 12 Mai (2008).
- 11.K.Touafek, M. Haddadi, A. Malek, W. Bendaikha-Touafek, L.Serir, “*Survey of the temperature distribution in a photovoltaic solar module*», conference: International Conference on Electrical Engineering Design and Technologies (ICEEDT), Hammamet, Tunisia, November 4-6, 2007.
- 12.K. Touafek, W.Bendaikha-Touafek, A.Malek, M.Haddadi, L. Serir, « *Etude d'un système de cogénération par les capteurs hybrides photovoltaïques thermiques destiné à l'habitat* », Colloque international des énergies renouvelables CER 2007, Oujda MAROC, 04-05 mai (2007).
- 13.K. Touafek, M. Haddadi, A. Malek, W. Touafek, « *Étude thermique d'un capteur solaire hybride* », 8<sup>ème</sup> Séminaire International sur la Physique Energétique (SIPE 8), Béchar–Algérie, 11 et 12 Novembre (2006).
- 14.K.Touafek, W. Bendaikha-Touafek, L.Serir, M. Haddadi, A. Malek, « *Etude expérimentale du capteur hybride photovoltaïque thermique recouvert* », 3ème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l'Environnement, Mahdia ,Tunisie, 6-8 Novembre, (2006).
- 15.K.Touafek, W. Bendaikha-Touafek, L.Serir, « *Energie renouvelable et technologie environnementale pour un développement durable* », 3ème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l'Environnement, Mahdia, Tunisie, 6-8 Novembre, (2006).
- 16.K.Touafek, A.Malek, M.Haddadi, W.Bendaikha-Touafek, “*Improvement of electric output for photovoltaic panel by a thermal system in algerian desert*”, Global Conference on Renewable Energy Approaches for Desert Regions (GCREADER), Amman, Jordanie, 18-22 September (2006).