

UNIVERSITE DE BLIDA 1
Faculté des Technologies
Département de génie Mécanique

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Energies Renouvelables

**Contribution à la détermination des performances
optiques et thermiques d'une centrale solaire à
concentrateur linéaire de Fresnel**

Par

Hani BELTAGY

Soutenu publiquement le 20 Décembre 2017 devant un Jury composé de:

Boussad BOUMEDDANE	Professeur à l'université de Blida 1	Président
Abdelkader HAMID	Professeur à l'université de Blida 1	Examineur
Abdellah KHELLAF	Directeur de recherche, CDER	Examineur
Mohamed ABBAS	Maitre de recherche (A), UDES	Examineur
Djaffar SEMMAR	Professeur à l'université de Blida 1	Directeur de thèse
Noureddine SAID	Chargé de recherche CDER	Invité

Blida, Décembre 2017

ملخص

تهدف هذه الأطروحة الى دراسة نجاعة وأداء لمحطة حرارية شمسية ذات مركز شمسي خطي من نوع فريزل، تتمثل هذه الدراسة في دراسة النجاعة والأداء الضوئي والحراري.

الدراسة الضوئية : يعتبر التحليل الضوئي لكل عاكس للشعاع الشمسي من أهم الرهانات في الوقت الحالي، لان ليس من السهل توقع كمية ونوعية التدفق الواصل الى المستقبل، عدة طرق يعتمد عليها من أجل توقع توزيع كثافة التدفق على مستوى المخطط البؤري، والتي بدورها تنتج صورة غير واضحة للقرص الشمسي. يستعمل من أجل حساب توزيع التدفق وعليه حساب درجات الحرارة على مستوى بؤرة العاكس الشمسي، خوارزميتين هما : الأولى تتمثل في طريقة تتبع الاشعاع الشمسي والثانية التي تعرف بطريقة المخروط الضوئي. نقترح في الدراسة الضوئية لمركز الخطي الشمسي من نوع فريزل نمذجة رياضية ومحاكاة رقمية للنجاعة والأداء الضوئي للحقل الشمسي باستعمال طريقة تتبع الاشعاع الشمسي المعروفة بطريقة مونتني كارلو.

الدراسة الحرارية : حاليا كثير من أعمال البحث التي تقام من أجل إيجاد التصميم الهندسي الأمثل لمركز الخطي الشمسي من نوع فريزل خاصة المستقبل الشمسي هي في صدد الدراسة. المستقبل الذي يسمح بجمع الطاقة الشمسية المركزة من طرف المركبات، وهذا بواسطة المائع الناقل الذي يكون في أغلب الأحيان ماء.

من اجل هذا نقترح في هذه الدراسة بالقيام بتحليل حراري باعتمادنا على واحدة من أهم التصميمات الهندسية للمستقبلات الشمسية الأكثر شيوعا في هذا المجال، الأولى مستقبل تحت مفرغ مزود بمركز ثانوي ذا تصميم هندسي من نوع CPC (مركز قطع مكافئ مركب) أو مستقبل ذا شكل مجوف مزود بسلسلة من أنابيب متلاحمة فيما بينها. في هذه الدراسة سوف نقوم بنمذجة رياضية لمستقبل مستقبل تحت مفرغ مزود بمركز ثانوي ذا تصميم هندسي من نوع CPC (مركز قطع مكافئ مركب)، قمنا بهذا الاختيار من أجل الكفاءة والمردودية المعروف بها هذا الأخير وأيضا من أجل تميزه بقلّة ضياعه للحرارة مقارنة بالأنواع الأخرى للمستقبلات. في نمذجتنا سنهتم بالتطبيقات المتعلقة بالقوى المتوسطة والصغيرة وأيضا بالتطبيقات المتعلقة بالتوليدات المزدوجة (100-250).

من اجل هذا سوف نقوم بدراسة معمقة من خلالها سيتم تبيان وتوضيح جميع التبادلات الحرارية التي تتم على مستوى المستقبل والتي تتمثل في: التوصيل الحراري، الحمل الحراري والاشعاع الحراري،

كما سنقوم أيضا بدراسة معمقة للضياع الحراري على مستوى المستقبل باستعمال برنامج CFD، كل هذا من أجل تبيان وأستخراج النجاعة والأداء الحراري والتوزيع الحراري على مستوى المستقبل.

الكلمات المفتاحية : محطة شمسية حرارية، التركيز الشمسي، مركز شمسي من نوع فريزل، نجاعة وأداء ضوئي، نجاعة وأداء حراري.

Résumé

Notre travail est consacré à l'étude des différentes performances d'une centrale solaire à concentrateur linéaire de Fresnel à savoir les performances optiques et thermiques.

Etude optique : L'analyse optique de tout réflecteur d'un dispositif à concentration du rayonnement solaire est un enjeu majeur, car il n'est jamais facile de prédire la quantité et la qualité du flux tombant sur le récepteur. Divers méthodes de calcul prédisent la distribution des densités du flux au plan focal et produisent une image plus ou moins floue du disque solaire. Deux algorithmes peuvent être utilisés pour le calcul de la répartition des flux et donc des températures au foyer du réflecteur, à savoir, le tracé des rayons et l'optique des cônes. Nous proposons pour l'optique du concentrateur de Fresnel une modélisation et simulation numérique des performances optiques d'un champ solaire de type Fresnel basé sur la méthode de Ray Tracing-Monte Carlo.

Etude Thermique : Actuellement des travaux d'optimisation de la géométrie du concentrateur linéaire de Fresnel et surtout de son récepteur sont en cours, le récepteur qui permet de collecter l'énergie solaire concentrée par les collecteurs avec un fluide caloporteur qui est généralement l'eau, pour cette raison nous proposons de faire une étude thermique en s'appuyant sur l'une des géométries les plus connue dans ce domaine à savoir : récepteur sous vide avec une forme géométrique CPC (Compound Parabolic Concentrator), ou un récepteur sous forme de cavité avec des tubes jointifs. Dans notre étude nous allons faire une modélisation théorique en utilisant un récepteur sous vide avec une forme

géométrique CPC, le choix de cette géométrie s'est fait à cause de sa rentabilité et aussi elle a moins de pertes thermiques par rapport aux autres géométries. Dans notre modélisation on s'intéresse aux applications qui sont relatives aux petites et moyennes puissances et aux applications de cogénération (100 à 250°C), pour cette raison une étude approfondie sera entamée pour mettre en évidence les échanges thermiques par convection, conduction et par rayonnement, ainsi qu'une étude des pertes thermiques en utilisant un code CFD (Computation al Fluid Dynamics) et cela pour déterminer les performances thermiques, ainsi que la distribution des températures dans le récepteur.

Mots clés : Centrale solaire thermique ; concentration solaire ; concentrateur de Fresnel ; performances optiques ; performances thermiques

Abstract

This work concerns to the study of the various performances of a solar linear Fresnel concentrator power plant with namely the optical and thermal performances as the main objective.

Optical study: The optical analysis of any reflector of sunrays is a major task, because it is never easy to predict the quantity and the quality of the solar flux radiation falling on a receiver. Miscellaneous methods of calculation to predict the distribution of the densities of the solar flux on the focal plan and to produce a more or less a perfect image of the solar disc. Two algorithms can be used for the calculation of the flux distribution and thus temperatures in the receiver, namely, the Ray-Tracing and cones optics methods. We propose for the optics of the Fresnel concentrator a modelling and numerical simulation of the optical performances of Fresnel's type solar field based on Ray Tracing-Monte Carlo's method.

Thermal study: The thermal optimization of the receiver of the linear Fresnel concentrator is the main task of this work based on different geometries. The receiver allows the collection of the solar energy concentrated by the collectors

using a heat transfer fluid that is generally water. For this reason, we suggest a thermal study based on one of the most known geometries, namely, vacuum receiver with a CPC (Compound Parabolic Concentrator) and a cavity receiver with joined tubes.

In our study, we present a theoretical modelling for a configuration using vacuum receiver and a CPC as a secondary reflector. The choice of this geometry was made because of its profitability and also it has fewer thermal losses compared with the other geometries. In our modelling we are interested in applications of small and average powers and in cogeneration (100 in 250°C). An in-depth study is presented to highlight the thermal exchanges by convection, conduction and by radiation, as well as a study of thermal losses by using a CFD (Computational Fluid Dynamics) code to determine the thermal performances, as well as the distribution of the temperatures in the receiver.

Key words: Thermal solar power plant, solar concentration, Fresnel concentrator, optical performances, thermal performance

REMERCIEMENTS

Avant tout, je remercie Dieu pour m'avoir donné le courage et la patience de mener ce modeste travail.

Je tiens à adresser mes sincères remerciements à Monsieur **SEMMAR Djaffar**, professeur à l'université de Blida 1, pour sa direction de cette thèse, son encadrement, ainsi que la confiance qu'il m'a accordée tout au long de cette thèse.

J'aimerais tout particulièrement remercier Monsieur **SAID Noureddine**, Chargé de recherche au centre de développement des Energies Renouvelables (CDER), et directeur technique de l'entreprise Solutions Energies Renouvelables, qui à travers les séances de travail scientifiques enrichissantes, m'a fait profiter de son savoir et de son expérience dans le domaine, ainsi que pour ses conseils techniques, sa disponibilité, ses grandes qualités humaines qui m'ont beaucoup aidé pour réaliser ce travail.

Je tiens à faire part de ma reconnaissance à Monsieur **BOUMEDDANE Bousad** professeur à l'Université de Blida 1, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance.

Mes meilleurs remerciements vont à Monsieur **HAMID Abdelkader**, professeur à l'université de Blida1, pour avoir accepté de faire partie du jury et avoir examiné ce travail.

Que le professeur **Abdellah KHELLAF**, Directeur de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), soit vivement remercié pour avoir accepté d'examiner le présent travail sans oublier ses précieux conseils, ainsi que son aide.

Que le Dr **Mohamed ABBES**, Maître de recherche « A » à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES), soit vivement remercié pour avoir accepté d'examiner le présent travail.

Je tiens à présenter mes respects et mes remerciements à Monsieur **Christophe LEHAUT**, directeur technique de la division Energie Solaire (SUNCNIM), de l'entreprise de Constructions Industrielles de la Méditerranée (CNIM), France, de m'avoir accueilli au sein de la division et de m'avoir donné l'opportunité de réaliser une grande partie de cette thèse.

D'une façon plus générale je remercie l'ensemble de l'équipe de la division solaire de la CNIM pour leur accueil et leur bonne humeur qui ont fait que mon stage s'est déroulé dans une ambiance agréables.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude et mes remerciements les plus sincères à Monsieur le professeur **Ahmed EL MERS**, enseignant chercheur à l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, l'Université Moulay Ismail, Maroc, de m'avoir accueilli au sein de son laboratoire et de m'avoir donné l'opportunité de travailler avec son équipe.

J'adresse mes plus vifs remerciements à Monsieur **Hamid AJDAD**, doctorant au laboratoire Energétique et Energies Renouvelables (3ER), Université Moulay Ismail, Maroc, pour son aide, son encouragement, et de ses grandes qualités humaines.

Je voudrais exprimer toute ma gratitude à Mlle **A. BENYACOUB** de laboratoire génie chimique, Université de Blida 1, pour son soutien moral, ses conseils, son aide et sa disponibilité.

Je tiens à remercier tous ceux qui par leurs savoir, leur expérience et leur amitié m'ont aidé dans l'accomplissement de travail, particulièrement Mesdames : **S. BENYAKHLEF, S. EL ALJ**, et Messieurs : **Sofiane MIHOUB, Karim KACI, Djamel LAFRI, Adel HADDAD**

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

La mémoire de mon père

Ma mère

Mes sœurs

Mes beaux frères

Mes nièces

Mes tentes

Toute ma famille

TABLE DES MATIERES

RESUME

REMERCIEMENTS

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAFIQUES ET TABLEAUX

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

INTRODUCTION 24

1. GENERALITES

1.1. Généralités sur le soleil 27

1.1.1. Introduction 27

1.1.2. Position géométrique du soleil 27

1.1.2.1. Définition 27

1.1.2.2. Mouvement apparent du soleil 28

1.2. Paramètres géographiques 28

1.2.1. La latitude 28

1.2.2. La longitude 29

1.2.3. L'altitude 29

1.3. Paramètres astronomiques 29

1.3.1. Repérage du soleil 29

1.3.1.1. Coordonnées équatoriales 30

1.3.3.1.1. Déclinaison du soleil 30

1.3.3.1.2. Angle horaire du soleil 30

1.3.1.2. Coordonnées horizontales 31

1.3.1.2.1. Hauteur du soleil 31

1.3.1.2.2. Azimut du soleil 31

1.3.2. Les temps solaires 32

1.3.2.1. Le temps solaire moyen 32

1.3.2.2. Le temps universel 32

1.3.2.3. Le temps légal	32
1.3.2.4. Le temps solaire vrai.....	32
1.3.2.5. L'équation du temps_	33
1.3.3. Angle d'incidence des rayons solaires.....	33
1.4. Le rayonnement solaire	33
1.4.1. Type d'éclairement	34
1.4.1.1. L'éclairement direct	34
1.4.1.2. L'éclairement diffus	34
1.4.1.3. L'éclairement global_	34
1.5. Étude de gisement solaire	34
1.6. Conversion de l'énergie solaire	35
1.6.1. Solaire photovoltaïque	35
1.6.2. Solaire thermique.....	36
1.6.2.1. Les technologies de concentrations solaires	36
1.6.2.2. Les ressources solaires	37
1.6.3. Les différents types des capteurs à concentrations	37
1.4.1.1. Réflecteur cylindro-parabolique	38
1.4.1.2. Réflecteur parabolique.....	39
1.4.1.3. Centrale à tour	40
1.4.1.3. Les centrales solaires à miroirs de Fresnel.....	41
1.7. Conclusion.....	42

2. ETAT DE L'ART DES CONCENTRATEURS LINEAIRE DE FRESNEL

2.1. Introduction.....	43
2.2. Définitions des capteurs linéaires de Fresnel	43
2.3. Principe de fonctionnement	44
2.4. Historique et développement de la technologie des collecteurs linéaires de Fresnel.....	44
2.5. État de l'art des collecteurs linéaires de Fresnel	45
2.6. Aspects techniques des collecteurs linéaires de Fresnel.....	55

2.6.1. Types de configurations de Capteurs Linéaires de Fresnel.....	55
2.6.2. Les différentes techniques utilisées dans le récepteur_	58
2.7. Quelques centrales linéaires de Fresnel dans le monde.....	61
2.7.1. Areva Solar (anciennement Ausra) (Australie-USA).....	61
2.7.2. Novatec Solar (Allemagne)_.....	62
2.7.3. Solar Power Group, Allemagne.....	63
2.7.4. CNIM (France).....	64
2.7.4.1. Présentation de la société CNIM	64
2.7.4.2. CNIM et énergie solaire	65
2.8. Travaux de recherches dans les collecteurs de Fresnel.....	66
2.9. Conclusion.....	68

3. MODELISATION OPTIQUE ET THERMIQUE

3.1. Modélisation optique.....	69
3.1.1. Introduction.....	69
3.1.2. Outil de modélisation_	69
3.1.3. Description du logiciel FAST_	70
3.1.4. Modèle Monte Carlo pour le transport radiatif	71
3.1.4.1. Description physique de la méthode.....	71
3.1.4.2. Modèle mathématique de l'algorithme de Monte Carlo	73
3.1.5. Modèles élaborés pour les collecteurs linéaires à miroirs de Fresnel..	77
3.1.5.1. Géométrie de l'optique_.....	77
3.1.5.2. Champ de miroir	77
3.1.5.3. Le récepteur_	78
3.1.6. Modèle du soleil	81
3.1.7. Paramètres pour le Modèle Optique.....	82
3.1.8. Hypothèse prise en compte pendant la simulation	83
3.1.9. Les erreurs optiques_.....	83
3.1. Modélisation thermique	84
3.1.1. Introduction	84

3.1.2. Outil de calcul	84
3.1.3. Description du récepteur	84
3.1.4. Modélisation des échanges thermiques dans le récepteur	85
3.1.3.1. Hypothèses du modèle_	86
3.1.3.2. Formulation mathématique du modèle	86
3.1.3.3. Equations du bilan	88
3.3. Conclusion.....	93

4. RESULTATS DE LA MODELISATION

4.1. Résultats de la modélisation optique	94
4.1.1. Introduction.....	94
4.1.2. Les résultats obtenus	94
4.1.3. Impact de la vitre sur la concentration du rayonnement	97
4.1.4. Récepteur mon-tube comparé au récepteur bi-tube.....	102
4.1.5. Impact de l'orientation de l'installation sur l'énergie collectée	110
4.1.6. Les résultats détaillés	115
4.1.7. Analyse des performances optiques pour un champ à miroirs plans.....	120
4.1.7.1. Description du code OPSOL.....	121
4.1.8. Impact de la hauteur du récepteur sur la puissance collectée	123
4.1.9. Les résultats obtenus pour le champ solaire à miroirs plans	125
4.1.10. Conclusions	126
4.2. Résultats de la modélisation thermique.....	127
4.2.1. Effet de l'isolation thermique sur le rendement thermique du récepteur	130
4.2.2. Effet de la hauteur du récepteur sur les températures.....	131
4.2.3. Conclusions.....	134
4.3. Analyse des pertes thermiques	134
4.3.1. Concept	134
4.3.2. Notion de pertes et d'efficacité	135
4.3.3. Modélisation du récepteur	136
4.3.3.1. Géométrie.....	136

4.3.3.2. Outil de modélisation	137
4.3.3.3. Matériaux.....	137
4.3.3.4. Maillage	138
4.3.3.5. Conditions aux limites.....	139
4.3.4. Résultats	142
4.3.4.1. Conditions de base.....	142
4.3.4.2. Température interne du tube à 130°C	142
4.3.4.3. Température interne du tube à 300 °C	144
4.3.4.4. Résultat globaux	149
4.3.4.5. La non prise en compte du flux solaire sur le bardage	151
4.3.4.6. Influence du flux radiatif incident	153
4.3.4.7. Influence de température ambiante	155
4.3.4.8. Influence du vent	157
4.3.4. Conclusions	159

5. ANALYSE EXPERIMENTALE

5.1. Introduction.....	160
5.2. Objectifs.....	160
5.3. Description du champ solaire étudié.....	161
5.4. Définitions des paramètres utilisés dans le calcul	162
5.4.1. Distance focale et centre miroir	162
5.4.2. La tâche solaire	163
5.4.3. Angle de visé du récepteur.....	163
5.4.4. Hauteur/Azimut.....	164
5.4.5. Facteur de concentration.....	164
5.4.6. Pertes ombre/perte bout de ligne	164
5.4.7. Effet cosinus	165
5.4.8. Ligne focale des miroirs	166
5.4.9. Les différents rendements	166
5.5. Calcul des performances.....	167

5.5.1. Evaluation de la ressource solaire.....	167
5.5.2. Puissance thermique du champ solaire.....	167
5.5.3. Calcul prédictif de la puissance du champ	168
5.6. Calcul des performances.....	168
5.6.1. Calcul de la puissance reçu par le champ.....	168
5.6.2. Calcul de la puissance réémise par le miroir	169
5.6.3. Calcul de la puissance P_3	169
5.6.4. Calcul de la puissance reçue par le tube récepteur.....	169
5.6.5. Calcul des pertes dû à l'ombre des mâts (sur le champ).....	170
5.6.6. Calcul de la puissance totale du champ	170
5.6.7. Calcul des pertes thermiques_.....	171
5.7. Validation expérimentale	172
5.7.1. Description de l'installation expérimentale.....	172
5.7.2. Instrumentation du prototype	174
5.7.3. Études du processus expérimental.....	177
5.7.3.1. Mise en route du prototype.....	177
5.7.3.2. Illustrations de quelques paramètres mesurés_	178
5.7.4. Calcul des performances expérimentales.....	180
5.7.5. Résultats	182
5.7.6. Interprétation des résultats_.....	187
5.7. Conclusions.....	189
Conclusion générale et perspectives.....	190
Appendices.....	193
A. Les centrales solaires de Fresnel dans le monde	193
B. Résultats générés par le code optique Opsol	194
C. Les paramètres mesurés	297
D. Les résultats théoriques et expérimentaux	200
References.....	204

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1: Situation Terre – Soleil	27
Figure 1.2 : Mouvement de la Terre autour du soleil	28
Figure 1.3 : Coordonnées géographiques du lieu	29
Figure 1.4: Repère équatorial	30
Figure 1.5: Repère horizontal	31
Figure 1.6 : Angle d'incidence sur un plan horizontal	33
Figure 1.7 : Les différentes composantes du rayonnement solaire sur un plan Horizontal.....	34
Figure 1.8 : Différentes formes de conversion de l'énergie solaire	35
Figure 1.9 : Principe des centrales solaires thermodynamiques.....	36
Figure 1.10 : Systèmes à concentration solaire	38
Figure 1.11 : Capteurs cylindro-paraboliques de la centrale Nevada Solar	39
Figure 1.12: Principe de fonctionnement d'un capteur à miroirs paraboliques.....	40
Figure 1.13 : La centrale SOLAR2(Californie).	40
Figure 1.14 : Centrales solaires à miroir de Fresnel	41
Figure 2.1: schéma de principe d'un concentrateur solaire de type Fresnel	44
Figure 2.2: Premier prototype de collecteur linéaire de Fresnel de Francia en Italie en 1964.....	46
Figure 2.3: Un collecteur linéaire de Fresnel dont le cadre est fabriqué en bois, (50-120°C).....	47
Figure 2.4 : Prototype d'un collecteur linéaire de Fresnel en Australie	47
Figure 2.5 : Prototype de collecteur linéaire de Fresnel par Solarmundo, Belgique	48

Figure 2.6 : Projet de démonstration d'un collecteur de Fresnel (FresDemo, par MAN et SPG).....	49
Figure 2.7 : Prototype de collecteur linéaire de Fresnel en Sicile, Italie.....	49
Figure 2.8 : Un collecteur linéaire de Fresnel pour le bâtiment et les applications du froid en Séville, Espagne, en 2011	50
Figure 2.9 : PE1(Noval) et PE2 (SuperNova) par Novatec solairen Espagne.....	51
Figure 2.10 : Areva solaire en Californie.....	52
Figure 2.11 : Schéma de principe de la centrale PE1 de Novatec-Biosol.....	53
Figure 2.12 : Configuration d'une centrale de Fresnel avec un échangeur de chaleur par Areva Solaire.....	54
Figure 2.13 : Collecteurs linéaires de Fresnel avec différentes configurations d'absorbeurs.....	56
Figure 2.14 : Collecteurs linéaires de Fresnel avec récepteur séparé (Cavité trapézoïdale).....	56
Figure 2.15 : Distribution des miroirs entre deux tubes absorbeurs.....	57
Figure 2.16 : Absorbeur sous forme de cavité trapézoïdale avec des tubes jointifs.....	58
Figure 2.17 : Récepteurs avec cavité trapézoïdale munis des tubes jointifs.....	58
Figure 2.18 : Récepteur utilisé dans le projet de FRESDEMO à la PSA.....	60
Figure 2.19 : Le récepteur utilisé dans Novatec Solaire	60
Figure 2.20 : Réflecteur secondaire CPC.....	61
Figure 2.21 : Centrale de Kimberlina, par Ausra	62
Figure 2.22 : Puerto Errado 1, par Novatec-Biosol	63
Figure 2.23 : FresDemo, par MAN et SPG	64
Figure 2.24 : Prototype de la CNIM à La Seyne-sur-Mer	66

Figure 3.1. La structure du logiciel FAST.....	70
Figure 3.2. La configuration géométrique modélisée.....	72
Figure 3.3. L'organigramme représentant l'algorithme de Monte-Carlo.....	73
Figure 3.4. Définition du champ de miroirs.....	78
Figure 3.5. Position du récepteur.....	79
Figure 3.6. Les paramètres qui définissent le récepteur.....	81
Figure 3.7. Les paramètres qui définissent le réflecteur secondaire (CPC).....	81
Figure 3.8. Exemples de profils d'ensoleillement direct à la Seyne-sur-Mer.....	82
Figure 3.9. Schéma du récepteur modélisé.....	85
Figure 3.10. Bilan thermique au niveau du récepteur.....	87
Figure 4.1. Cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/12 à 12h.....	100
Figure 4.2. Cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/03 à 10h.....	100
Figure 4.3. Cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/03 à 12h.....	101
Figure 4.4. Cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/06 à 12h.....	101
Figure 4.5. Représentation schématique du mono/bi – tube.....	102
Figure 4.6. Cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/12 à 12h.....	106

Figure 4.7. Cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/03 à 10h.....	107
Figure 4.8. Cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/03 à 12h.....	108
Figure 4.9. Cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/06 à 12h.....	109
Figure 4.10. Dilatation du tube de la configuration bitube.....	110
Figure 4.11. Positionnement et orientation du champ de miroirs.....	110
Figure 4.12. Evolution de la puissance et du rendement optique en fonction du temps (21/03).....	116
Figure 4.13. Puissance collectée et répartition des pertes au cours de la journée (21/03).....	116
Figure 4.14. Evolution de la puissance et du rendement optique en fonction du temps (21/06).....	117
Figure 4.15. Puissance collectée et répartition des pertes au cours de la journée (21/06).....	117
Figure 4.16. Evolution de la puissance et du rendement optique en fonction du temps (21/12).....	119
Figure 4.17. Puissance collectée et répartition des pertes au cours de la journée (21/12).....	119
Figure 4.18. Forme de miroirs utilisés dans Fast et Opsol.....	120
Figure 4.19. Organigramme du code OPSOL.....	122
Figure 4.20. Performances du récepteur en fonction de la hauteur du récepteur (21 Mars, 12h00).....	124

Figure 4.21. Comparaison entre les performances optiques obtenues par les deux Champs (plan et courbé)	125
Figure 4.22. Evolution de la température des surfaces du récepteur et du fluide pendant une journée (21/03).....	128
Figure 4.23. Evolution de la température des surfaces du récepteur et du fluide pendant une journée sans isolation thermique (21/03).....	129
Figure 4.24. Evolution de la température du fluide et du récepteur en fonction de la hauteur du récepteur	132
Figure 4.25. Variation de la puissance collectée par le tube absorbeur, la puissance absorbée par le fluide, la puissance perdue par ombrage, le rendement thermique et optique en fonction de la hauteur du récepteur	132
Figure 4.26. Variation de la puissance collectée par le tube absorbeur, la puissance absorbée par le fluide, la puissance perdue par ombrage, le rendement thermique et optique pendant une journée (21/03)	133
Figure 4.27. Géométrie de l'ensemble formant le récepteur solaire	136
Figure 4.28. Matériaux de l'ensemble formant le récepteur solaire	137
Figure 4.29. Maillage de l'ensemble formant le récepteur solaire.....	138
Figure 4.30. Conditions aux limites.....	139
Figure 4.31. Champ de températures dans les solides et le fluide	143
Figure 4.32. Champ de vitesses dans le fluide	143
Figure 4.33. Lignes de courant dans le fluide	144
Figure 4.34. Champ de températures dans les solides, et le fluide	145
Figure 4.35. Champ de vitesses dans le fluide	145
Figure 4.36. Lignes de courant dans le fluide	146

Figure 4.37. Pertes thermiques linéiques globales	149
Figure 4.38. Pertes thermiques linéiques du tube	150
Figure 4.39. Pertes thermiques du tube	150
Figure 4.40. Pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage	151
Figure 4.41. Pertes thermiques linéiques du tube globales sans flux solaire sur le bardage	152
Figure 4.42. Pertes thermiques du tube globales sans flux solaire sur le bardage	152
Figure 4.43. Pertes thermiques linéiques du tube	153
Figure 4.44. Coefficient d'échange convectif du tube	154
Figure 4.45. Coefficient d'échange radiatif du tube	154
Figure 4.46. Pertes thermiques linéiques du tube	155
Figure 4.47. Coefficient d'échange convectif du tube	156
Figure 4.48. Coefficient d'échange radiatif du tube	156
Figure 4.49. Pertes thermiques linéique du tube	157
Figure 4.50. Coefficient d'échange convectif du tube	158
Figure 4.51. Coefficient d'échange radiatif du tube	158
Figure 5.1. Représentation du prototype Fresnel étudié.....	162
Figure 5.2. Des tâches solaires qui ratent le récepteur	163
Figure 5.3. Représentation de l'angle visé.....	163
Figure 5.4. Représentation graphique d'ateur et d'azimut du soleil	164
Figure 5.5. Pertes en bout de lignes	165
Figure 5.6. Schéma explicatif de l'effet cosinus.....	165

Figure 5.7. L'analogie électrique/thermique des échanges thermiques dans le récepteur.....	172
Figure 5.8. Schéma synoptique de l'installation.....	173
Figure 5.9. Le ballon collecteur.....	175
Figure 5.10. Le Robot de nettoyage	176
Figure 5.11. Pyréliomètre pour la mesure du DNI	177
Figure 5.12. Températures d'entrés, de sortie, et le débit d'appoint pour la journée de 09 Avril 2015.....	179
Figure 5.13. Températures d'entrés, de sortie, et le débit d'appoint pour la journée de 13 Avril 2015	179
Figure 5.14. Températures d'entrés, de sortie, et le débit d'appoint pour la journée de 23 Avril 2015	180
Figure 5.15. Puissance théorique et mesurée pour la journée du 08/04/2015....	182
Figure 5.16. Puissance théorique et mesurée pour la journée du 09/04/2015....	183
Figure 5.17. Puissance théorique et mesurée pour la journée du 13/04/2015....	183
Figure 5.18. Puissance théorique et mesurée pour la journée du 23/04/2015....	184
Figure 5.19. Rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 08/04/2015.....	184
Figure 5.20. Rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 09/04/2015.....	185
Figure 5.21. Rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 13/04/2015.....	185
Figure 5.22. Rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 23/04/2015.....	186

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1. Principaux paramètres de la géométrie du champ de miroirs	78
Tableau 3.2. Principaux paramètres de la géométrie du récepteur.....	79
Tableau 3.3. Paramètre de l'optique	80
Tableau 3.4. Paramètres géométriques du récepteur modélisé.....	85
Tableau 4.1. Les résultats obtenus pour la journée de 21/03	96
Tableau 4.2. Impact de la vitre sur le récepteur mono-tube, 21/03 à 12h.....	97
Tableau 4.3. Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube..	98
Tableau 4.4. Impact du type de récepteur (avec vitre), 21/03 à 12h	103
Tableau 4.5. Impact du type de récepteur (avec vitre) sur l'efficacité optique.....	104
Tableau 4.6. Impact de l'orientation du récepteur bi-tube (avec vitre) sur l'efficacité optique, le 21/12.....	111
Tableau 4.7. Impact de l'orientation du récepteur bi-tube (avec vitre) sur l'efficacité optique, le 21/03.....	112
Tableau 4.8. Impact de l'orientation du récepteur bi-tube (avec vitre) sur l'efficacité optique, le 21/06.....	113
Tableau 4.9. Impact de l'absence d'isolation thermique du réflecteur secondaire sur les performances du récepteur	130
Tableau 4.10. Entrées de Fluent : paramètres géométriques et physiques du récepteur	139
Tableau 5.11. Les résultats obtenus avec leurs erreurs relatives	187

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

δ	La déclinaison solaire	(degré)
j	Le numéro du jour dans l'année	(Jour)
ω	L'angle horaire	(degré)
h	La hauteur du soleil	(degré)
φ	La latitude du lieu	(degré)
T_L	Le temps local	(heure)
C	Le décalage horaire	(heure)
E_t	L'équation de temps	(minute)
L	La longitude du lieu	(degré)
TU	Le temps universel	(heure)
TL	Le temps légal	(heure)
TSV	Temps solaire vrai	(heure)
TSM	Temps solaire moyen	(heure)
$P_{1,n}$	La puissance reçue par les miroirs	(kW)
$P_{0,n}$	Les pertes par ombrage miroir/miroir	(kW)
$P_{0,récepteur,n}$	Les pertes par ombrage récepteur /miroir	(kW)
$P_{2,n}$	La puissance réémise par le miroir	(kW)
ρ_{miroir}	La réflectivité du miroir	(%)
enc_{miroir}	L'encrassement des miroirs	(%)
$P_{3,n}$	La puissance des pertes au bout de ligne	(kW)
$B_{DL,n}$	Les pertes au bout de ligne	(kW)
$P_{4,n} :$	La puissance reçue par le tube récepteur	(kW)
$\eta_{focal} :$	Rendement de la focale par rapport à la vitre	(%)
$P_{perte\ thermique}$	Les pertes thermiques	(kW)
$\Phi_{thermique}$	Le flux thermique absorbé par le tube absorbeur	(kW)
$P_{ombre\ mâts}$	La puissance des pertes par ombrage du mât	(kW)

H	La hauteur du mât	(cm)
$d_{\text{mâts}}$	Le diamètre du mât	(cm)
$N_{\text{mâts}}$	Le nombre de mâts	
β_H	La hauteur du soleil	(degré)
$D_{\text{ombre mâts}}$	Le diamètre de l'ombre du mât	(cm)
α_{tube}	L'absorptivité de tube absorbeur	(%)
P_{champ}	La puissance absorbée par le tube récepteur	(kW)
Q	L'énergie récupérée du soleil	(kW)
$m \cdot \text{eau}$	Le débit d'eau	(Kg/s)
C_p	La chaleur spécifique	(Kj/Kg.K)
$\Delta T_{\text{tube récepteur}}$	La différence de température dans le tube absorbeur	(K)
$m \cdot \text{vapeur}$	Le débit de vapeur	(Kg/s)
$\Delta H_{\text{vaporisation}}$	La variation d'enthalpie de vaporisation	(Kj/Kg)
$m \cdot \text{eau d'appoint}$	Le débit d'eau d'appoint	(Kg/s)
$T_{\text{évaporation}}$	La température de vaporisation	(K)
$T_{\text{eau entré}}$	La température de l'eau à l'entrée de tube	(K)
$C_p t_{\text{évaporation}}$	La chaleur spécifique à la température d'évaporation	(Kj/Kg)
$C_p t_{\text{eau entrée}}$	La chaleur spécifique à la température de l'eau à l'entrée	(Kj/Kg)
Q_{conv}	Les pertes convectives	(W/m ²)
Q_{rad}	Les pertes radiatives	(W/m ²)
h_{conv}	Coefficient de perte convectif	(W/m ² .K)
h_{rad}	Coefficient de perte radiatif	(W/m ² .K)
ϵ	Emissivité	(%)
S	Constant de Stefane-Boltzmann	(W/m ² K ⁻⁴)
S_a	Surface de l'absorbeur	(m ²)
S_m	Surface des miroirs	(m ²)
U:	Coefficient de pertes global	(W/m ² .K)
T_{amb}	La température ambiante	(K)
T_{tube}	Temperature de tube	(K)
DNI	L'irradiation Normal Direct	(W/m ²)
CFD	Computational Fluid Dynamics	
CPC	Compound Parabolic Concentrator	

INTRODUCTION GENERALE

La situation énergétique mondiale actuelle montre que la plupart des pays du monde dépendent totalement des énergies fossiles afin de satisfaire leurs besoins. Les hydrocarbures, la source énergétique dominante, couvrent 80% de la production énergétique mondiale. A ce rythme d'exploitation, la situation des réserves de pétrole et du gaz naturel est extrêmement préoccupante et leur impact environnemental est très alarmant.

Comme alternative à ces préoccupations, le développement et l'implémentation des énergies renouvelables est incontournable. Des ressources énergétiques illimitées et abondamment disponibles existent et doivent être exploitées, parmi ces énergies on trouve l'énergie solaire. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale de cette source d'énergie pour la production d'électricité, vu à leur rentabilité en termes de performance, et des rendements élevés peuvent être obtenus.

Dans ce contexte, la transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus thermodynamique est un des moyens d'exploitation du gisement solaire, elle est réalisée à travers un concentrateur solaire et un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique.

Les centrales solaires thermodynamiques sont considérées comme un des candidats les plus pertinents pour la production d'électricité, notamment centralisée pour les réseaux nationaux ou internationaux. Cette filière possède dès aujourd'hui des perspectives de coûts compatibles avec le marché, et la possibilité de stocker une partie de l'énergie solaire sous forme thermique pour retarder la production d'électricité, en fonction des courbes de charge.

Les centrales solaires actuelles sont majoritairement basées sur l'utilisation de collecteurs cylindro-paraboliques, technologie déjà mature mais limitée en termes de potentiel d'amélioration. Les deux principales voies de recherches au niveau mondial porte sur deux procédés complémentaire :

-les centrales à tour, pour lesquelles on prévoit des rendements beaucoup plus élevés

-les centrales à collecteurs linéaires de Fresnel, qui auront les mêmes caractéristiques que les centrales actuelles, mais avec des coûts d'investissement et de matières beaucoup plus faibles.

L'utilisation des concentrateurs solaires linéaires de Fresnel pour la production d'électricité par centrale thermodynamique est une solution de plus en plus attractive. Néanmoins les performances de ses derniers, ainsi que une bonne productibilité pour cette technologie demandent encore à être étudiées.

Ce travail de thèse est consacré à une analyse de performances d'une centrale solaire à concentrateur linéaire de Fresnel, cette analyse a été effectuée à travers une étude théorique et expérimentale d'un prototype solaire basé sur la technologie de Fresnel, pour cela nous avons établi le plan de travail suivant :

- Le premier chapitre présente quelques généralités, il est divisé en deux parties, le rayonnement solaire fait l'objet de la première partie, où sont données quelques rappelles astronomiques, les modèles d'estimations du rayonnement solaire pour l'étude du gisement, et les divers applications de l'énergie solaire. La deuxième partie du chapitre est consacrée aux centrales solaires thermodynamiques, où sont décrit les technologies existantes dans la filière du solaire thermique à concentration (CSP).
- Le chapitre 2 est consacré à l'étude bibliographique et l'état de l'art des concentrateurs linéaires de Fresnel.
- La modélisation optique et thermique fait l'objet du chapitre 3, où sont donnés les modèles utilisés lors de la détermination des divers performances de la centrale.
- Les résultats détaillés de la modélisation des deux parties optique et thermique sont présentés dans le chapitre 4, avec une étude paramétrique où sont pris en considération tous les paramètres influençant sur le rendement de la centrale.

- Dans le chapitre 5, nous présentons le prototype solaire de Fresnel étudié, l'étude expérimentale de ce prototype nous a permis de valider les résultats théoriques obtenus
- Enfin, on termine par une conclusion générale regroupant les conclusions sur les différents chapitres, clôturés par quelques recommandations afin d'enrichir ce travail dans le futur.

CHAPITRE 1

GENERALITES

1.1. GENERALITES SUR LE SOLEIL

1.1.1. Introduction

Comme la plupart des autres étoiles, le soleil est constitué principalement d'hydrogène (71%), d'hélium (27%) et d'autres éléments plus lourds (2%). L'énergie solaire est une énergie produite par la suite de réaction de fusions nucléaires. La source de la plupart des énergies disponibles sur la terre est exploitable pour la production d'électricité. La puissance solaire disponible en tout point de la terre dépend du jour, de l'heure, et de la latitude de point de réception, de plus la quantité d'énergie solaire captée est fonction de l'orientation de récepteur.

1.1.2. Position géométrique du soleil

1.1.2.1. Définition

Le soleil est une étoile située à environ 150 millions de kilomètres de la Terre. Vu de notre planète, il se présente sous la forme d'un disque assez homogène, son rayon est 109 fois celui de la Terre (soit 696 000 km) et sa masse 333 000 fois celle de notre planète (soit 2.10^{30} kg).

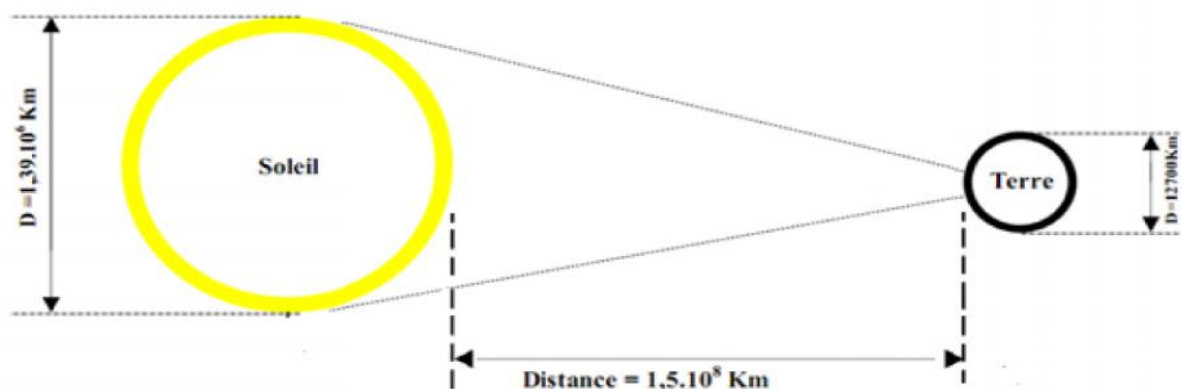


Figure 1.1: Situation Terre – Soleil

1.1.2.2. Mouvement apparent du soleil

La planète Terre tourne autour de l'axe des pôles (axe du monde ou axe de rotation) en 24 heures. Ce phénomène génère ainsi une alternance de jour (l'hémisphère du site considéré est alors éclairé) et de nuit (l'hémisphère est à l'ombre).

La trajectoire de la terre autour du soleil constitue une ellipse, réalisée en environ 365 jours, l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan de l'écliptique est constante et égale à $23^{\circ}27'$, elle est à l'origine du phénomène de saison que nous connaissons.

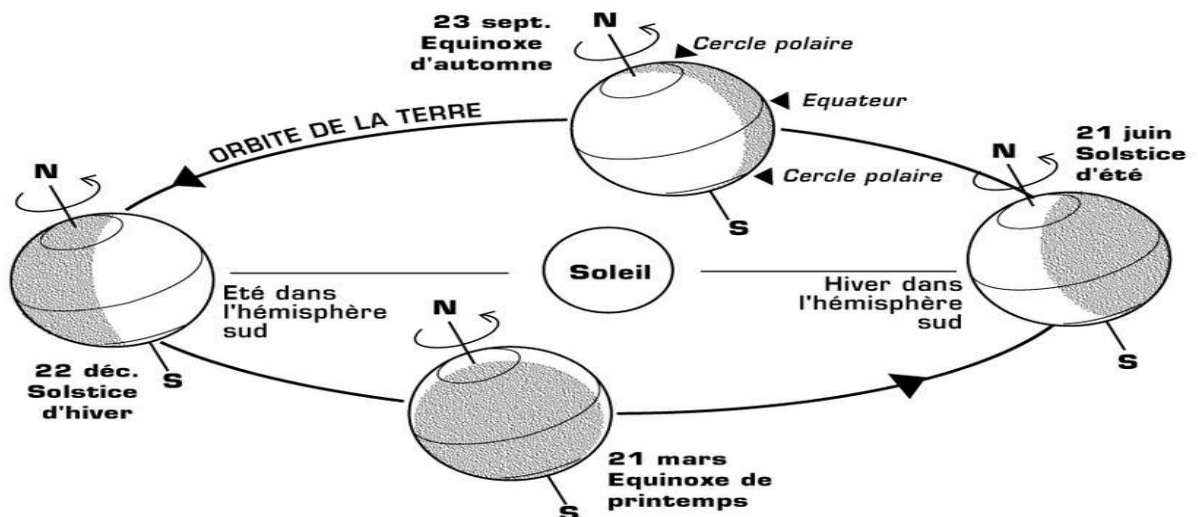


Figure 1.2: Mouvement de la Terre autour du soleil

1.2. PARAMETRES GEOGRAPHIQUES

La Terre est séparée par l'équateur en deux demi sphères, l'hémisphère Nord pour celle située du côté du pôle Nord, et l'hémisphère Sud pour celle qui est située du côté du pôle Sud. D'autre part, elle est partagée d'Ouest en Est, par le méridien d'origine qui passe par Greenwich (près de Londres en Angleterre).

1.2.1. La latitude

La latitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement nord-sud de l'équateur, d'un point sur la Terre. Théoriquement, elle a pour valeur,

0° à l'équateur jusqu'à 90° aux pôles, elle est comptée positivement de (0 à +90°) vers le Nord et négativement de (0 à -90°) vers le Sud. Généralement, cette grandeur est notée φ

1.2.2. La longitude

La longitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement Est-Ouest d'un point sur Terre par rapport au méridien d'origine. C'est donc une mesure angulaire sur 360° par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de +180° à -180° ou 180° Est à 180° Ouest. Généralement, cette grandeur est notée L.

1.2.3. L'altitude

L'altitude exprime un écart entre un point donné et un niveau moyen, le plus souvent le niveau de la mer (ou niveau 0).

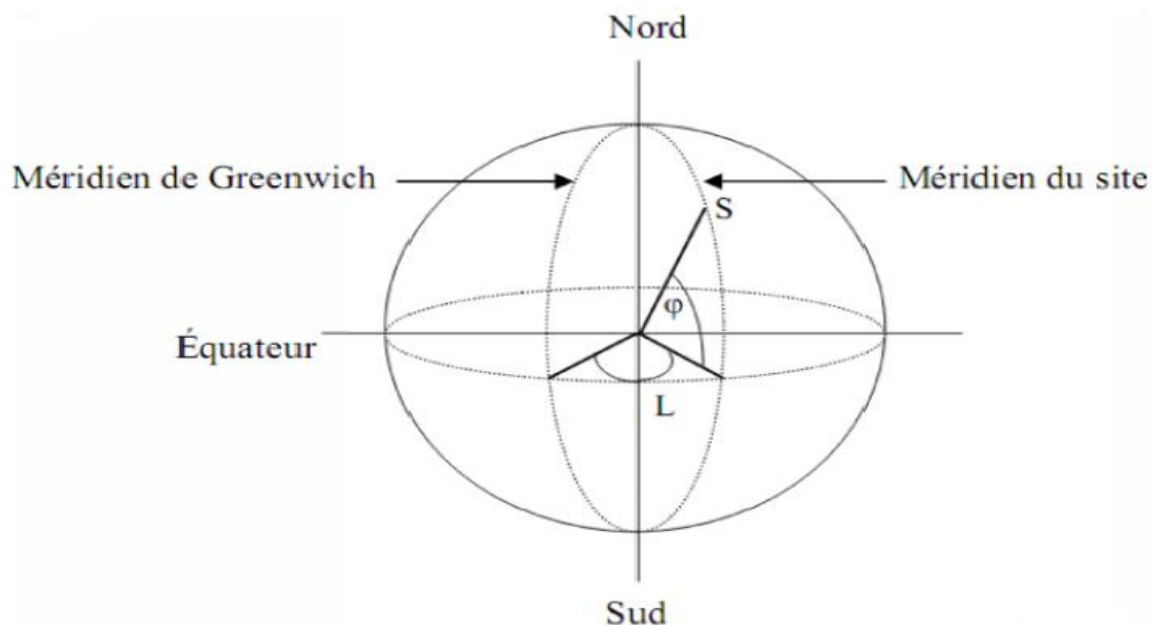


Figure 1.3: Coordonnées géographiques du lieu

1.3. PARAMETRES ASTRONOMIQUES

1.3.1. Repérage du soleil

La position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents.

1.3.1.1. Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la Terre à l'aide de deux angles ; la déclinaison δ et l'angle horaire ω .

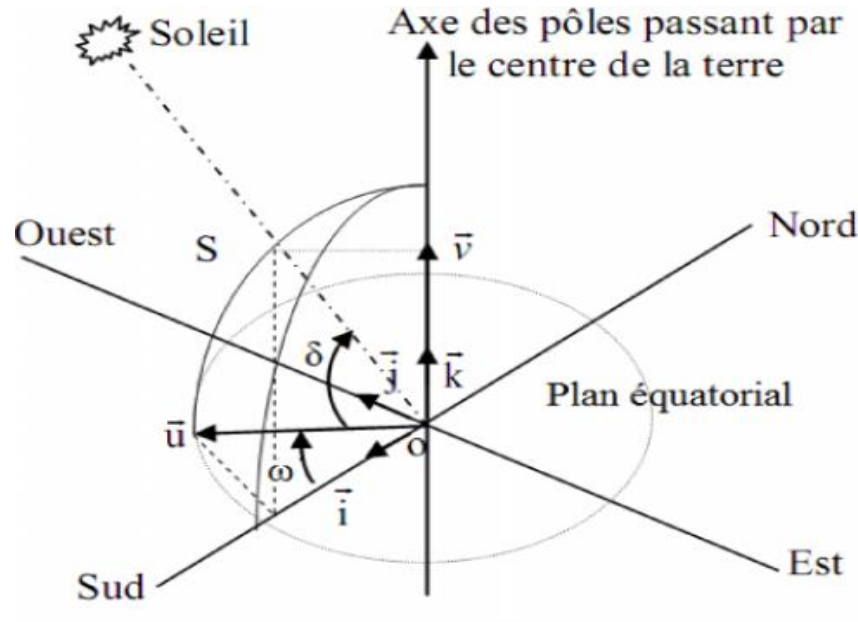


Figure 1.4: Repère équatorial

1.3.1.1.1. Déclinaison du soleil

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

$$\delta = 23.45 \sin(0.98(284 + j)) \quad (1.1)$$

Avec δ : la déclinaison mesurée en degrés.

j : le numéro du jour dans l'année, à partir du premier janvier

1.3.1.1.2. Angle horaire du soleil

C'est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui passant par la direction du soleil, correspond au déplacement angulaire du soleil vers l'est ou vers l'ouest de plan méridien local, il définit le vrai temps solaire

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

L'angle horaire se mesure à partir du midi solaire, il est positif s'il est avant midi et négatif s'il est après midi (ω vaut 0° à midi, -90° à 18 heures et 90° à 6 heures, en temps solaire vrai, chaque heure le décale de 15° , positifs le matin et négatifs l'après-midi).

1.3.1.2. Coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu. Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur du soleil, 'h' et l'azimut 'a'.

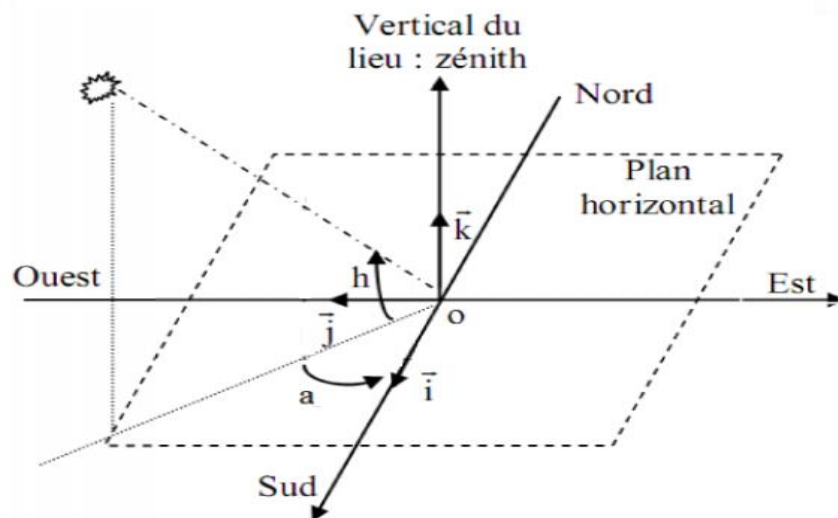


Figure 1.5: Repère horizontal

1.3.1.2.1. Hauteur du soleil

La hauteur du soleil est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Il est particulièrement égal à 0° au lever et au coucher du soleil, sa valeur est maximale à midi, en temps solaire vrai. L'expression de la hauteur du soleil est donnée par :

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

$$h = \arcsin[\sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega)] \quad (1.3)$$

φ : la latitude du lieu,

δ : la déclinaison du soleil et ω : l'angle horaire

1.3.1.2.2. Azimut du soleil

L'azimut du soleil est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud.

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

$$a = \arcsin \frac{\sin(\omega) * \cos(\delta)}{\cos(h)} \quad (1.4)$$

Avec δ : déclinaison du soleil, ω : l'angle horaire, h : la hauteur du soleil

1.3.2. Les temps solaires

Pour les applications de l'énergie solaire, il faut faire intervenir le temps solaire vrai, qui est calculé en tenant compte de l'écart entre le temps solaire moyen et le temps local.

1.3.2.1. Le temps solaire moyen

La rotation de la terre autour d'elle-même introduit la notion du temps solaire moyen ou TSM. On le définit comme étant le temps qui sépare en moyenne deux passages successifs par le méridien du lieu, une rotation complète de la terre autour d'elle-même prend 24 heures.

1.3.2.2. Le temps universel

Le temps universel TU est défini par l'heure du passage du soleil au méridien origine. Le méridien retenu comme origine et celui de Greenwich et le TSM correspond au temps universel (c'est le TSM à la longitude 0°). La différence entre le temps solaire moyen et le temps universel est appelée correction de longitude, le temps universel est lié au temps solaire moyen (local) par la relation:

$$TU = TSM \pm \frac{L}{15} \quad (1.5)$$

L: longitude du lieu, (+) pour longitude Est, (-) pour longitude Ouest.

1.3.2.3. Le temps légal

Le temps légal (ou local) est le temps officiel de l'Etat, il diffère par rapport au temps mondial de Greenwich par un décalage exprimé en heures.

$$TL = TU + C \quad (1.6)$$

C étant le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

(C=1 heure pour l'Algérie).

1.3.2.4. Le temps solaire vrai

C'est le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud). Le temps solaire vrai et le temps solaire moyen diffèrent. Cette différence est appelée équation du temps, elle varie en fonction du jour:

$$TSV = TSM + E_t \quad (1.7)$$

1.3.2.5. L'équation du temps

C'est une équation qui tient compte de la variation de la vitesse de rotation de la Terre, elle est donnée par :

$$E_t = 0.0002 - 0.4797 \cos(\omega'j) + 3.224 \cos(2\omega'j) - 0.0903 \cos(3\omega'j) - 7.3509 \sin(\omega'j) + 9.3912 \sin(2\omega'j) + 0.3361 (3\omega'j). \quad (1.8)$$

Avec : j est le numéro du jour dans l'année, à partir du premier janvier

$$\omega' = 0.98$$

E_t est en minute

1.3.3. Angle d'incidence des rayons solaires

L'angle d'incidence du faisceau solaire avec un plan d'inclinaison et d'orientation quelconque est l'angle formé par le vecteur directionnel du faisceau solaire et la normale sortante au plan

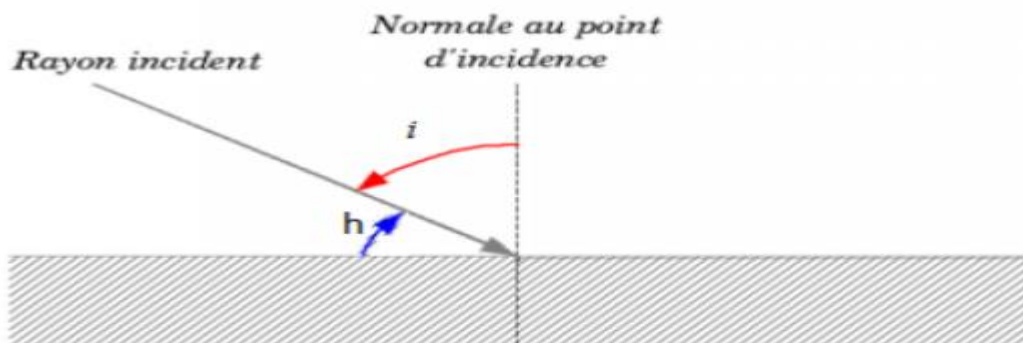


Figure 1.6: Angle d'incidence sur un plan horizontal

1.4. LE RAYONNEMENT SOLAIRE

Le rayonnement solaire est un rayonnement thermique qui se propage sous la forme d'ondes électromagnétiques. En dehors de l'atmosphère terrestre, il donne un éclairement énergétique à peu près constant et égale à 1367 W/m^2 , appelé de ce fait constante solaire.

1.4.1 Type d'éclairage

1.4.1.1. L'éclairage direct

L'éclairage solaire direct se définit comme étant l'éclairage provenant du seul disque solaire. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages.

1.4.1.2. L'éclairage diffus

Dans sa traversée de l'atmosphère, l'éclairage solaire est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension. L'éclairage solaire diffus n'est donc nul que la nuit.

1.4.1.3 L'éclairage global

C'est la somme des deux types d'éclairages direct et diffus.

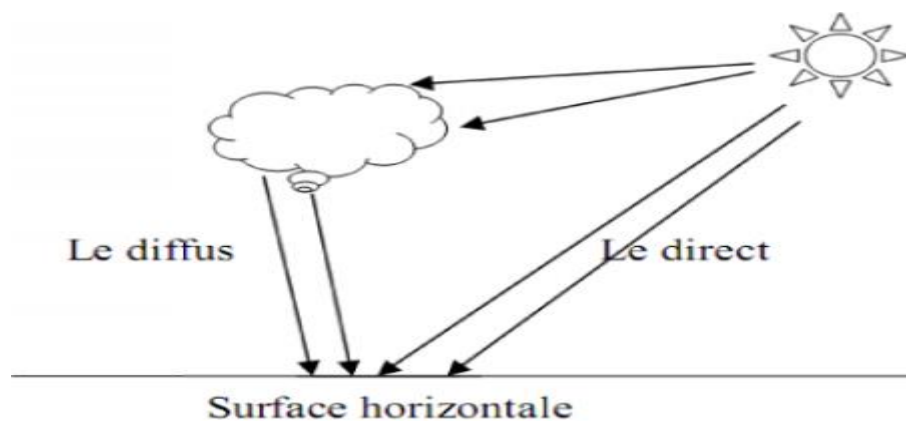


Figure 1.7: Les différentes composantes du rayonnement solaire sur un plan horizontal

1.5. ETUDE DE GISEMENT SOLAIRE

L'étude du gisement solaire revient essentiellement à évaluer le rayonnement solaire reçu au sol. En pratique, il existe deux sources de données solaires : la première est constituée de données solaires mesurées au sol disponibles au sein de réseaux météorologiques et dans les stations radiométriques. L'autre se compose d'images numériques fournies par les satellites météorologiques.

Il y a plusieurs modèles donnent le rayonnement solaire en fonction de paramètres atmosphériques et astronomiques. Généralement exprimés par des approches semi empiriques, les plus fréquemment connus et utilisés dans la

pratique on citera principalement le modèle de PERRIN DE BRICHAMBAUT et celui de LIU et JORDAN.

1.6. CONVERSION DE L'ENERGIE SOLAIRE

Il existe de nombreuses technologies permettant de produire de la chaleur et/ou de l'électricité en utilisant directement l'énergie solaire. (Figure 1.8)

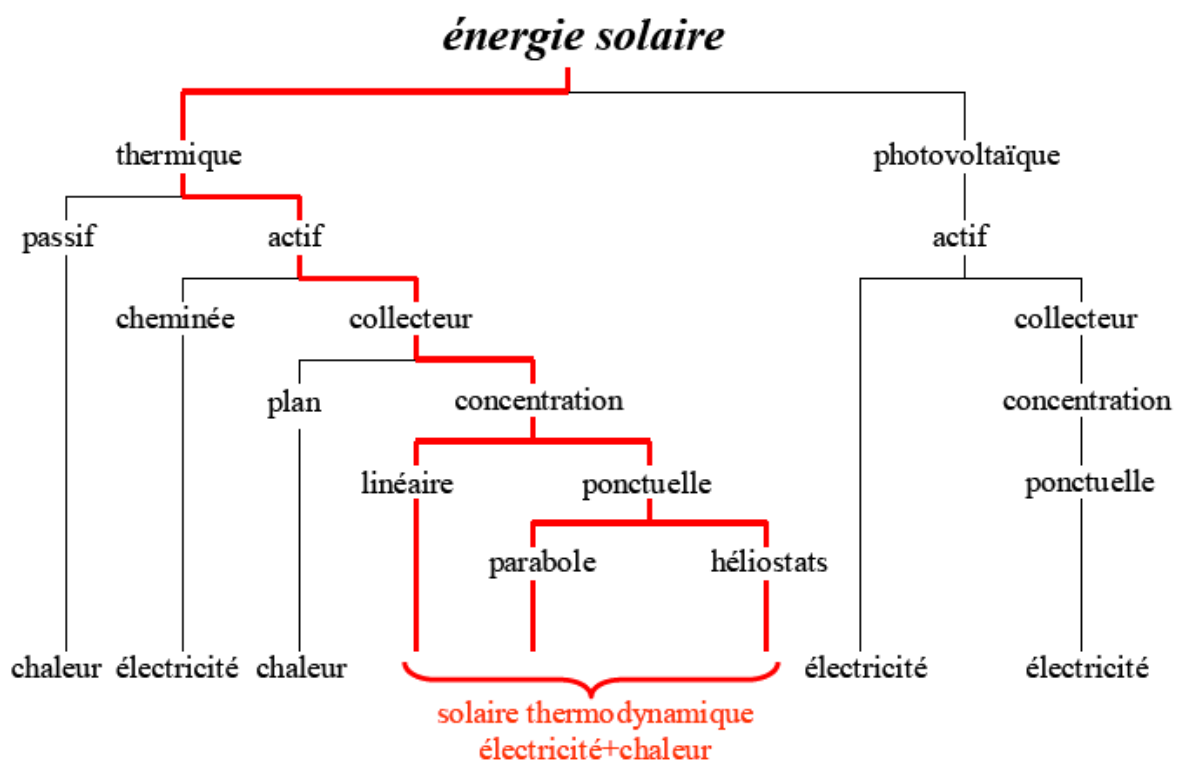


Figure 1.8: Différentes formes de conversion de l'énergie solaire [2]

La première distinction à faire entre ces différentes technologies réside entre le solaire thermique et le solaire photovoltaïque.

1.6.1. Solaire photovoltaïque

La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque) capable de convertir le rayonnement solaire en électricité. Les électrons sont alors mis en mouvement, donnant naissance à un courant électrique.

1.6.2. Solaire thermique

Le solaire thermique consiste à transformer le rayonnement solaire en chaleur, et à la récupérer principalement par chauffage de l'eau. Son utilisation se fait principalement pour produire l'eau chaude sanitaire, mais elle peut être utilisée comme complément pour le chauffage de l'habitat. Si la température est assez élevée, on peut alors actionner un cycle thermodynamique pour produire de l'électricité (et de la chaleur). Cette filière est celle des centrales solaires thermodynamiques, ou systèmes solaires à concentration.

1.6.2.1. Les technologies de concentrations solaires

Le solaire thermodynamique est l'une des valorisations du rayonnement solaire direct. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température et produire ainsi de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels. Pour produire de l'électricité, la technologie de concentration exploite le rayonnement solaire direct, et puisque l'énergie solaire est peu dense, il est nécessaire de la concentrer pour obtenir des hautes températures (obtention de la vapeur). Au fait, grâce à des surfaces réfléchissantes (miroirs) paraboliques ou cylindro-paraboliques ou plats, les rayons sont concentrés dans le foyer ponctuel ou dans le foyer linéaire où se trouvent les récepteurs (absorbeur) qui captent la chaleur solaire concentrée.

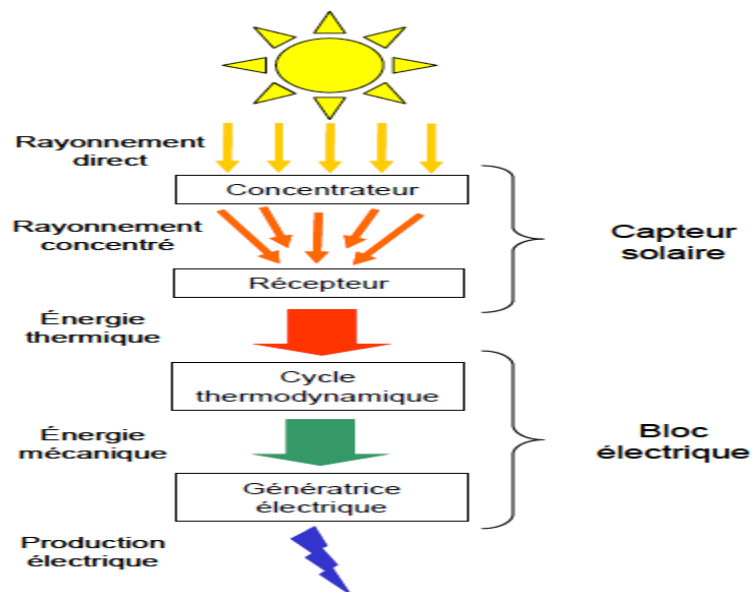


Figure 1.9: Principe des centrales solaires thermodynamiques [3]

1.6.2.2. Les ressources solaires

Pour faire fonctionner les concentrateurs, on a besoin d'un potentiel de ressource très important dans les régions à ensoleillement intense. Les zones les plus favorables sont celles où l'ensoleillement direct est supérieur à 1900 kWh/m²/an.

Les régions les plus prometteuses pour l'implantation des centrales sont très nombreuses, elles se situent principalement en Afrique du Nord, dans les pays méditerranéens, au Proche et Moyen Orient, en Australie, dans le Sud-ouest des Etats-Unis, en Inde ou encore en Asie centrale. En France, seul l'ensoleillement direct du pourtour méditerranéen permet d'envisager des projets sur son territoire.

1.6.3. Les différents types des capteurs à concentrations

D'une superficie pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, les centrales solaires thermodynamiques recouvrent l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis à convertir cette chaleur en énergie électrique. Selon le mode de concentration du rayonnement solaire, une grande variété de configurations différentes est possible. Il existe différents systèmes de capteurs avec effet de concentration du rayonnement solaire :

- Réflecteur cylindro-parabolique
- Réflecteur parabolique
- Centrale à tour
- Concentrateur solaire à miroirs de Fresnel.

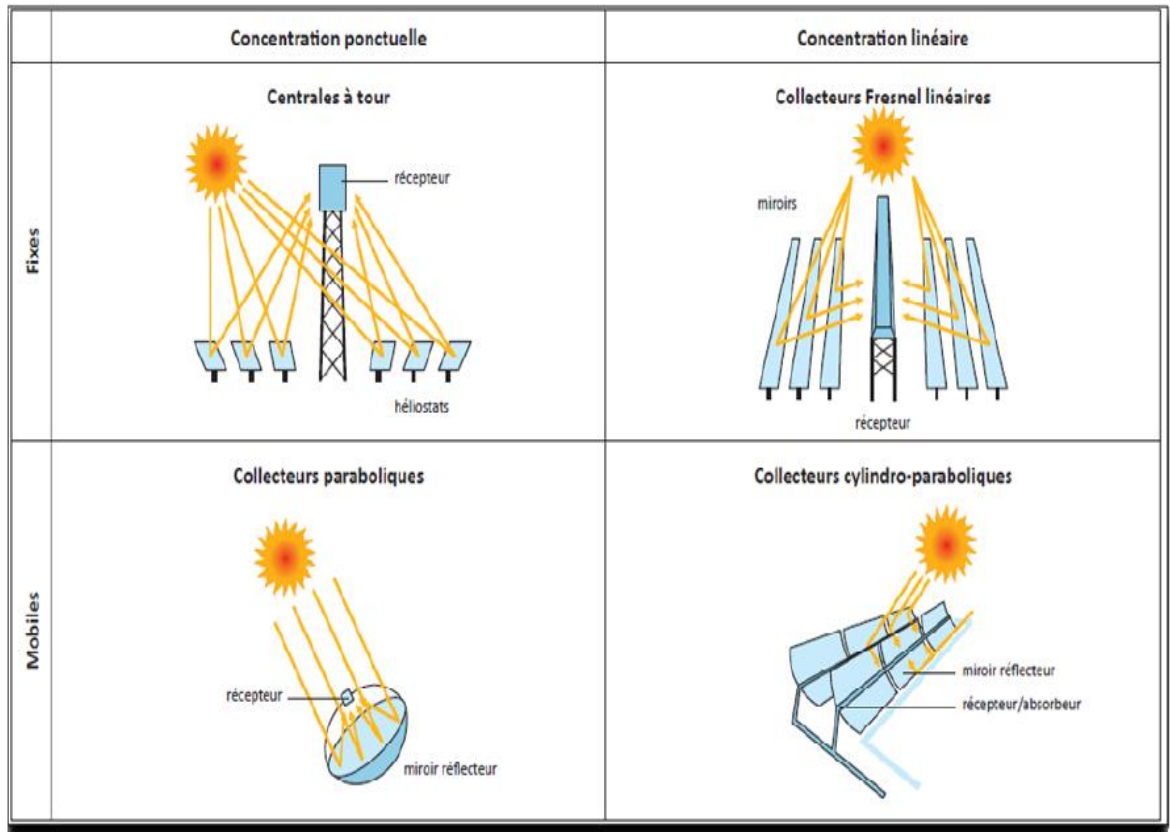


Figure 1.10: systèmes à concentration solaire.

1.6.3.1. Réflecteur cylindro-parabolique

Cette technologie est la plus fréquente dans les centrales solaires surtout celles les plus puissantes, telles que la centrale du Sud-ouest des Etats-Unis et celle du Sud de l'Espagne. Ce type de capteur utilise un tube horizontal qui concentre les rayons solaires réfléchis par de longs miroirs hémicylindriques qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil. Avec une température du fluide (huile thermique) contenant dans le tube, qui peut monter jusqu'à 400°C, on produit grâce à des échangeurs de la vapeur surchauffée pour actionner une turbine et produire de l'électricité.

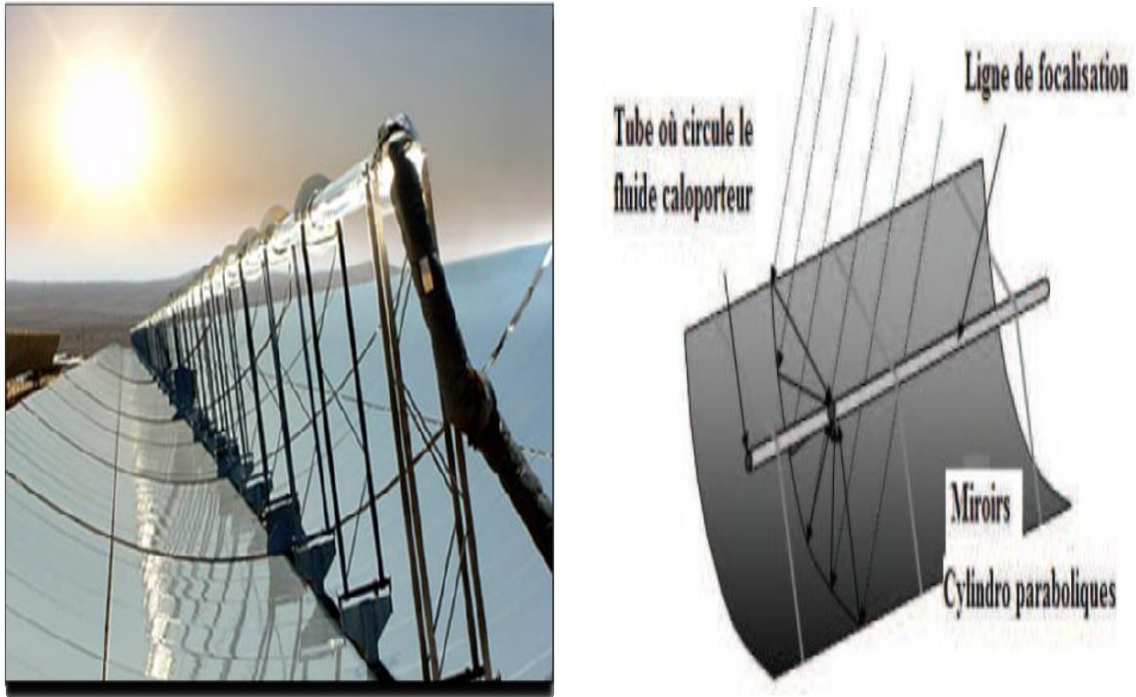


Figure 1.11: Capteurs cylindro-paraboliques de la centrale Nevada Solar. [4]

1.6.3.2. Réflecteur parabolique

Ce capteur utilise un réflecteur en forme de parabole de révolution qui concentre les rayons solaires dans un point de convergence (foyer ponctuel), ainsi le rayonnement solaire est concentré sur le récepteur, ce dernier étant un moteur Stirling qui fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée et qui convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique et ensuite en électricité.

La température dans le récepteur peut atteindre les 1000°C ce qui permet d'avoir des rendements optimaux de conversion de l'énergie solaire en électricité en utilisant une faible quantité d'énergie. Notons de plus que la performance du système dépend de la qualité de la parabole et au rendement du moteur Stirling.

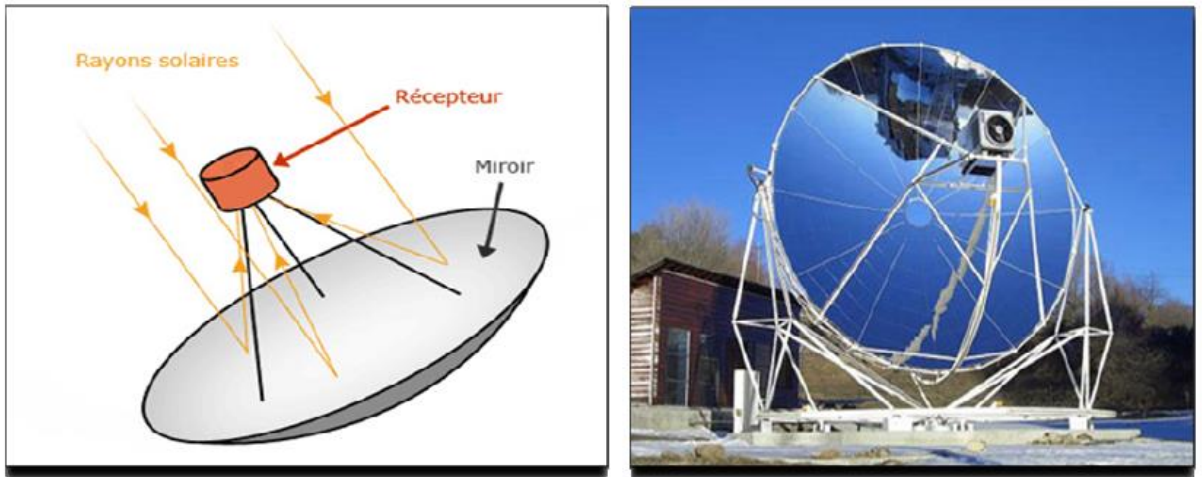


Figure 1.12 : Principe de fonctionnement d'un capteur à miroirs paraboliques [5]

1.6.3.3. Centrale à tour

Cette technologie exploite plusieurs centaines ou milliers de miroirs (héliostats) qui sont positionnés et bien orientés de manière à concentrer les rayons du soleil vers une tour où circule un fluide caloporteur (des sels fondus). Chauffé par les rayons, celui-ci transfère son énergie à un circuit d'eau. La vapeur alors produite actionne une turbine, comme dans une centrale thermique.

A la différence des deux technologies précédentes, les déperditions d'énergie dans le transfert de chaleur sont minimisées. Cependant, les centrales à tour doivent être très grandes pour trouver une rentabilité.

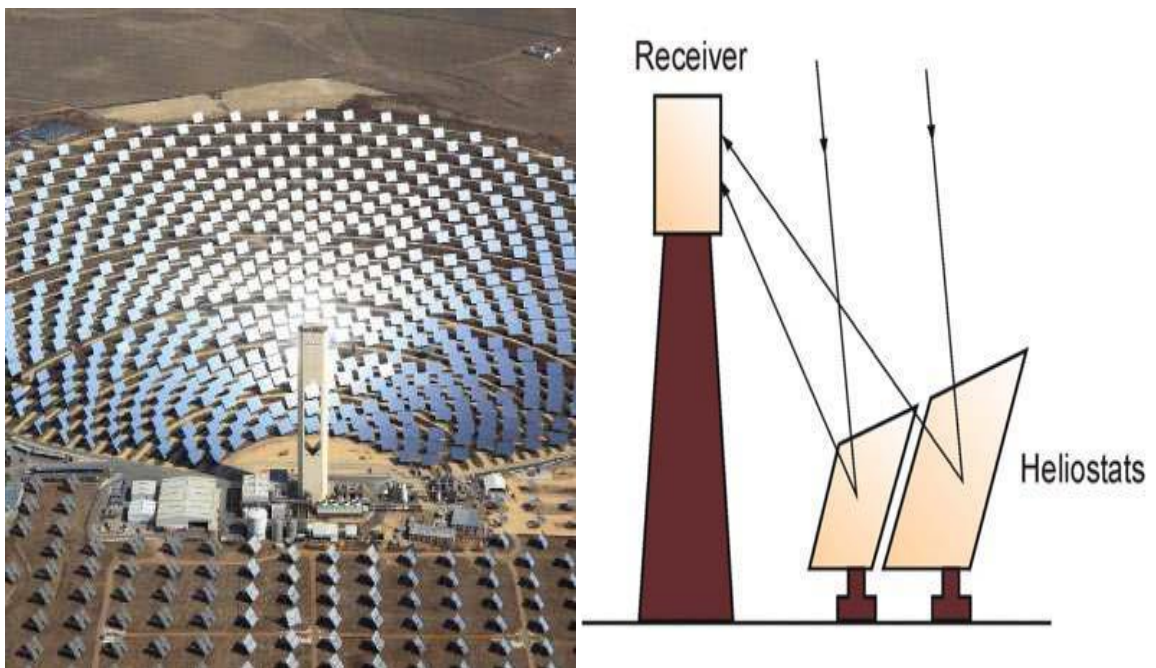


Figure 1.13 : La centrale SOLAR2(Californie). [5]

1.6.3.4. Les centrales solaires à miroirs de Fresnel

Un facteur de coût important dans la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques repose sur la mise en forme du verre pour obtenir sa forme parabolique. Une alternative possible consiste à approximer la forme parabolique du collecteur par une succession de miroirs plans. C'est le principe du concentrateur de Fresnel. Chacun des miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube ou un ensemble de tubes récepteurs linéaires fixes.

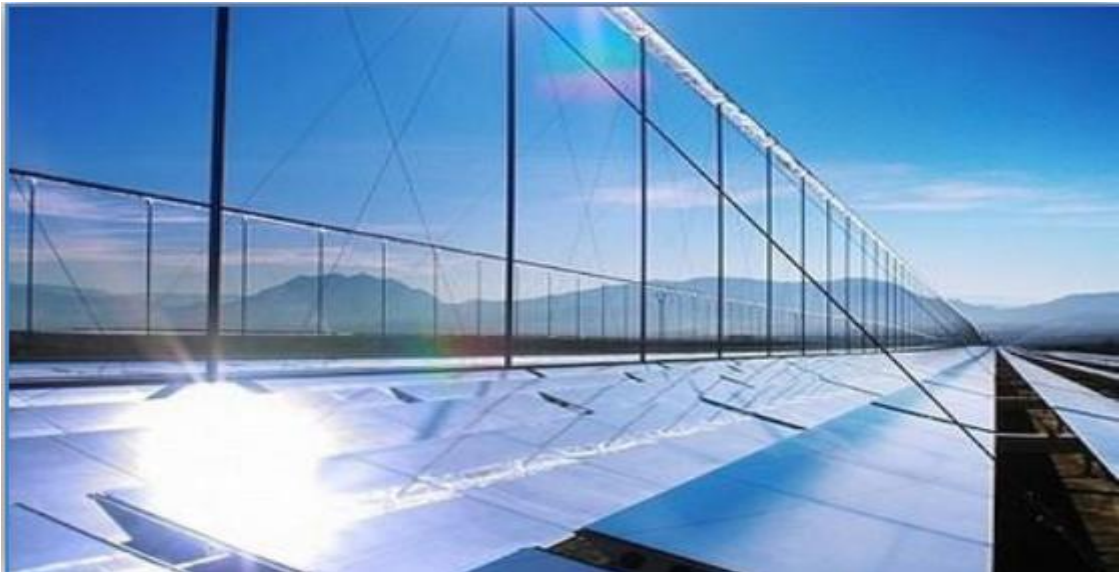


Figure 1.14 : Centrales solaires à miroir de Fresnel

Malheureusement, les performances optiques, d'une telle centrale, sont inférieures d'environ 30% par rapport aux réflecteurs paraboliques et cylindro-parabolique. Néanmoins ses avantages sont très bénéfiques vu que cette technologie utilise des miroirs plans qui sont plus simples à fabriquer et moins coûteux que ceux des autres types. Sans oublier que son infrastructure est moins compliquée (éléments de supports moins lourds et nombre de moteurs d'alignement réduit) et qu'il y a moins de prise au vent et donc des fondations légères sans béton suffisent. La technologie Fresnel est également respectueuse de l'environnement : Utilisation de l'eau comme fluide au lieu d'huile thermique dans le cylindro-parabolique (risque évité de pollution, incendie, dégradation du fluide).

Dans ce travail de thèse nous allons nous intéresser à l'étude des concentrateurs linéaires de Fresnel, dans ce qui suit nous allons présenter un état de l'art, et un état des lieux détaillés de cette technologie.

1.7. CONCLUSION

Ce chapitre nous a permis d'introduire les notions de base nécessaires pour l'étude du gisement Solaire. Nous y avons abordé les différents paramètres astronomiques et géographiques ainsi que les caractéristiques du rayonnement solaire. Il nous a permis aussi de définir les divers applications de l'énergie solaire, et un peu en détaille le solaire thermique à concentration (CSP), avec les différentes technologies existantes.

CHAPITRE 2

ETAT DE L'ART DES CONCENTRATEURS LINEAIRE DE FRESNEL

2.1. INTRODUCTION

Les collecteurs linéaires de Fresnel ont été utilisés ou développés pour la génération de chaleur à basse ou moyenne température. La chaleur générée par le collecteur linéaire de Fresnel a de larges applications dans la climatisation et le chauffage des constructions, l'approvisionnement en chaleur dans les procédés industriels, traitement d'eau, et divers d'autres applications.

Les collecteurs linéaires de Fresnel sont plus souvent conçus pour produire de la chaleur à moyenne température pour les processus de chaleur industrielle à grande échelle ou la production d'énergie électrique à l'échelle commerciale. Dans ce qui suit, nous allons présenter l'état de l'art et l'état des lieux des concentrateurs linéaires de Fresnel, les domaines d'applications, l'historique de leur développement, et des indications éventuelles de la technologie linéaire de Fresnel à haute température pour la production d'électricité.

2.2. DEFINITIONS DES CAPTEURS LINEAIRES DE FRESNEL

Leur concept est simple et facile par rapport aux autres capteurs solaires à concentration, ils sont formés de miroirs plans ou légèrement incurvés, ils sont moins chers que les autres types de capteurs à concentration.

Ils mettent en œuvre des miroirs plans, ou très légèrement incurvés, disposés en lames parallèles qui s'inclinent par rotation de manière à éclairer un récepteur tubulaire fixe placé au foyer. Leur performance optique est inférieure de 30 à 40% par rapport aux capteurs solaires cylindro-paraboliques.

2.3. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

Le principe de fonctionnement de ce type de capteur à concentration repose sur un système de miroirs plan RLC "réflecteurs linéaires compacts", dont l'orientation de chacun de ces miroirs tourne autour d'un pivot en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer le rayon solaire direct vers un ou deux tubes absorbeurs fixes ou mobiles, (figure 2.1)

L'énergie solaire concentrée sert à chauffer un fluide caloporteur circulant dans un tube horizontal où la température de travail peut atteindre les 500°C, ensuite grâce à un cycle de thermodynamique classique, ils sont utilisés soit pour produire de l'électricité. Ils sont aussi utilisés pour la production directe de vapeur ou du froid.

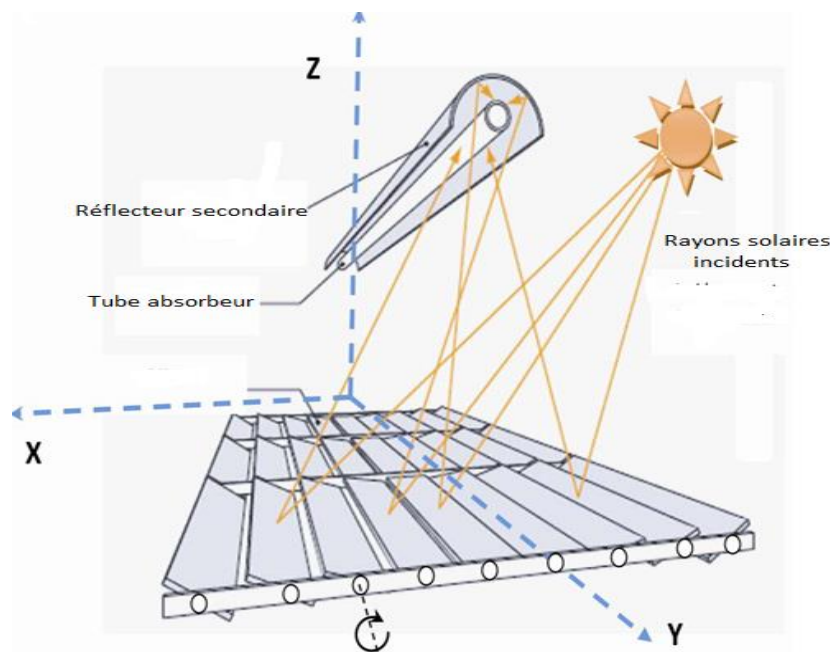


Figure 2.1 : schéma de principe d'un concentrateur solaire de type Fresnel

2.4. HISTORIQUE ET DEVELOPPEMENT DE LA TECHNOLOGIE DES COLLECTEURS LINEAIRES DE FRESNEL

Les travaux les plus significatifs ont été réalisés par Giovanni Francia (1911-1980), il s'intéressa à l'énergie solaire. Au début des années 1960, il développa un système concentrateur linéaire de Fresnel à réflexion (LFR). Il a conçu et monté un premier

prototype à Gènes en 1963. L'année suivante, il a construit et testé un prototype de LFR à Marseille. Francia était persuadé que l'énergie solaire ne pouvait se développer qu'avec une rentabilité économique et une technique simple. Ainsi les miroirs plans étaient un point clé décisif pour la percée de cette technologie à grande échelle.

Depuis les années 1990, David Mills, en Australie, développe un LFR. Il introduit le concept de réflecteur compact linéaire de Fresnel (CLFR). Il s'agit de disposer plusieurs lignes focales en parallèle.

D. Mills a montré l'intérêt de disposer de plusieurs lignes focales en parallèle. En effet, le rayonnement peut être réfléchi sur plusieurs lignes focales alternativement. La collecte et la répartition de l'éclairement sur les récepteurs peut ainsi être optimisée. Aujourd'hui le développement de cette technologie a bien avancé. Plusieurs entreprises proposent un système LFR: Novatec Solar (anciennement Novatec-Biosol), Solar Power Group (SPG), Areva Solar (anciennement Ausra) et Industrial Solar (anciennement PSE, puis Mirroxx). Il y a de nouveaux acteurs qui émergent, notamment en France : la CNIM s'est dotée d'un prototype de sa conception en 2010, SolarEuromed développe aussi son prototype de concentrateur LFR. ALSOLEN, du groupe ALCEN, est un nouvel acteur français, annoncé en octobre 2011, qui vient encore renforcer le secteur du LFR.

Ces premières centrales LFR sont très importantes, car elles fournissent les premiers résultats expérimentaux. On peut ainsi confronter ces résultats aux prédictions des simulations. L'expérience concrète du fonctionnement des centrales est aussi très précieuse. Cela permet d'optimiser les stratégies de contrôle du système. Ces résultats permettent également de comparer les différentes voies technologiques. En particulier, on peut analyser les performances relatives des concentrateurs linéaires de Fresnel par rapport au Cylindro-Parabolique (PT).

2.5. ETAT DE L'ART DES COLLECTEURS LINEAIRES DE FRESNEL

Dans cette partie on va présenter un état de l'art et un état des lieux détaillés de la technologie des concentrateurs linéaires de Fresnel

Un rapport remarquable financé par le ministère de l'Énergie des Etats-Unis dans les années 1970 a mené à une étude approfondie et détaillée sur la technologie

linéaire de Fresnel, tout en indiquant qu'il s'agit d'une technologie commercialement durable (Di Canio et al.,1979 [6]). Par la suite, la technologie a éveillée l'intérêt du monde entier.

Un certain nombre de concepts ont été analysées et proposées, et certains d'eux ont procédé à l'ingénierie de conception de ce type de capteur. Cependant, par rapport aux réflecteurs cylindro-paraboliques et récepteurs centraux, la technologie linéaire de Fresnel a de nombreux aspects techniques et économiques qui n'ont pas encore été pleinement comprises et explorées.

Le développement de la technologie linéaire de Fresnel retrace plusieurs décennies. Le premier collecteur linéaire de Fresnel significatif a été construit par Francia en Italie en 1964 (Silvi, 2009[7]), tel que montré dans la figure 2.2.

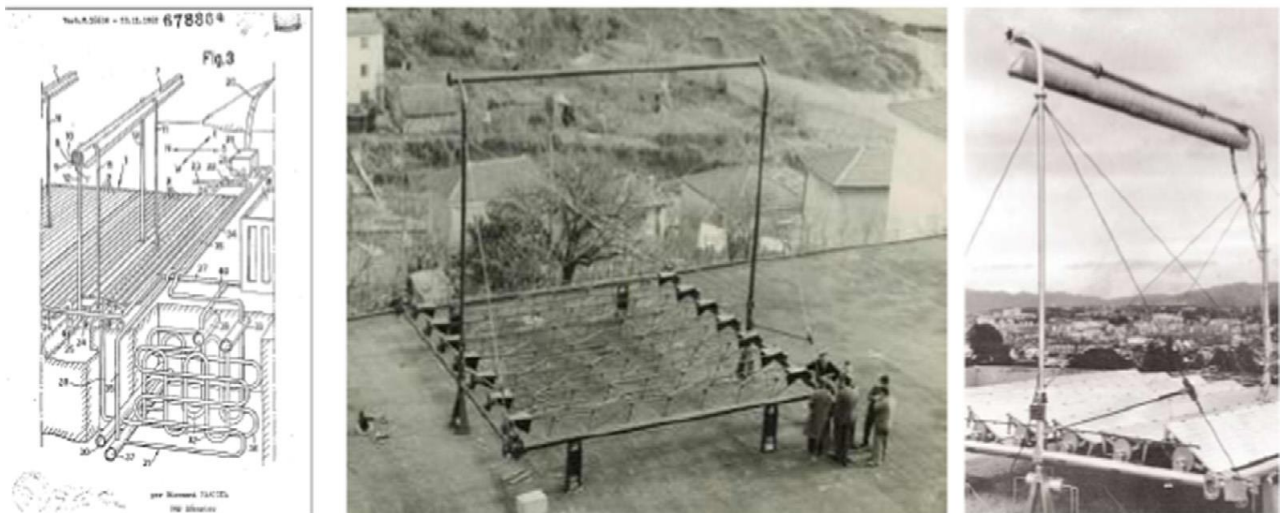


Figure 2.2 : Premier prototype de collecteur linéaire de Fresnel de Francia en Italie en 1964

Depuis cela, en raison de sa structure simple, un certain nombre de collecteurs linéaires de Fresnel ont été conçus et testés. Parmi plusieurs, le premier était un collecteur linéaire de Fresnel dont le cadre est fabriqué en bois (Negi et al. 1989[8]), tel que représenté dans la figure 2.3, avec une conception mini-structure où la température de sortie atteint les 120 °C. Un autre prototype innovant commercial basé sur la technologie CLFR a été fabriqué par Solar Heat and Power Company (Mills et al. 2006 [9]).

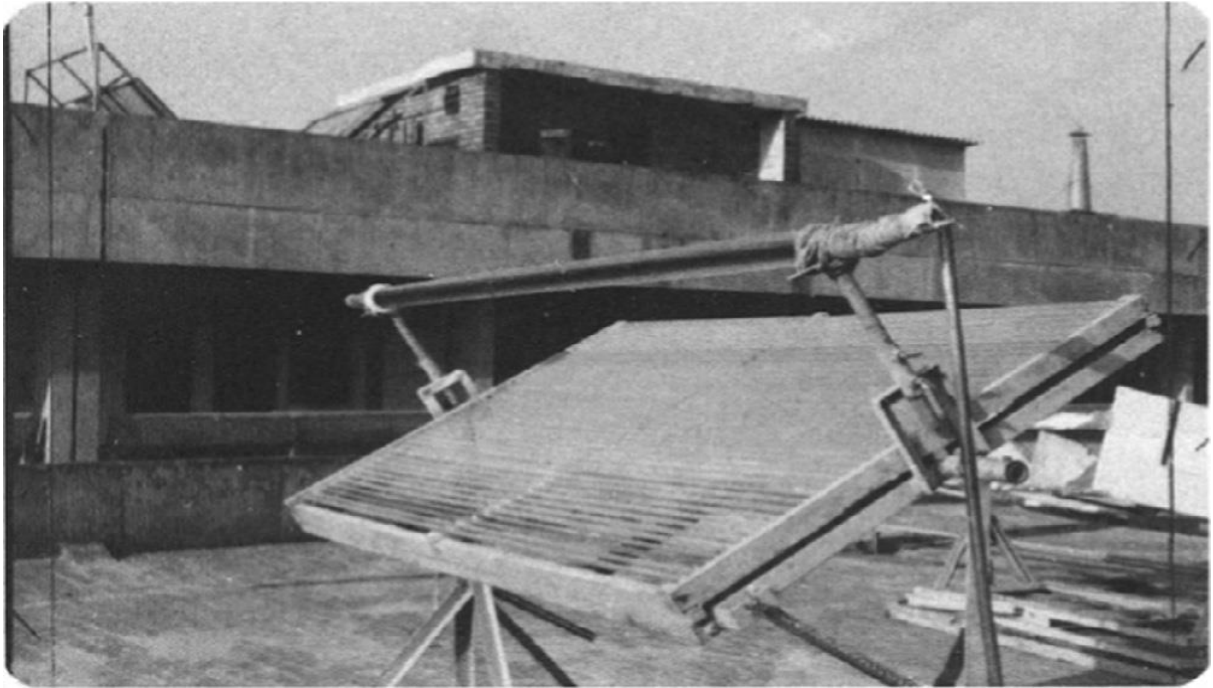


Figure 2.3 : Un collecteur linéaire de Fresnel dont le cadre est fabriqué en bois, (50-120°C)

Le CLFR a utilisé une tour multi- linéaire comme une partie d'un seul collecteur et a été conçu pour des applications commerciales à grande échelle. Ausra, qui est devenue Areva Solar en 2010, a adopté les CLFR comme sa technologie principale linéaire de Fresnel (figure 2.4).



Figure 2.4 : Prototype d'un collecteur linéaire de Fresnel en Australie

Les collecteurs linéaires de Fresnel les plus développés comprennent une série de réflecteurs au profil bas et un ensemble récepteur unique, ce qui simplifie largement le mécanisme de suivi par rapport aux CLFR. Tel que montré dans les figures 2.5-2.8, on peut citer des exemples des prototypes de collecteur linéaire de Fresnel par Solarmundo en Belgique (Morin et al, 2006[10]), la démonstration du projet FRESDEMO sur le collecteur linéaire de Fresnel à Plataforma Solar de Almeria (PSA) en Espagne (Bernhard et al) , 2008a[11] et Bernhard et al. , 2008b [12], un prototype de collecteur linéaire de Fresnel en Italie (Barale et al., 2010)[13] , et un collecteur linéaire de Fresnel en Espagne (Spoladore et al, 2011[14] et Pino et al 2012 [15]).

Parmi ces projets, le collecteur linéaire de Fresnel représenté dans la figure 2.8, sa température de fonctionnement a été limitée à 200 °C, et il était destiné au refroidissement des constructions (Spoladore et al. 2011) [14]. Ce dernier a été développé pour produire la vapeur, et la chaleur industrielle jusqu'à 400 °C par l'Industrial Solar (auparavant Mirroxx) (Industrial Solar, 2013)[16].

Les autres projets peuvent atteindre des températures relativement élevées (300 °C jusqu'à 426°C) en permettant l'écoulement diphasique d'eau/ vapeur qui traverse le récepteur.



Figure 2.5 : Prototype de collecteur linéaire de Fresnel par Solarmundo, Belgique

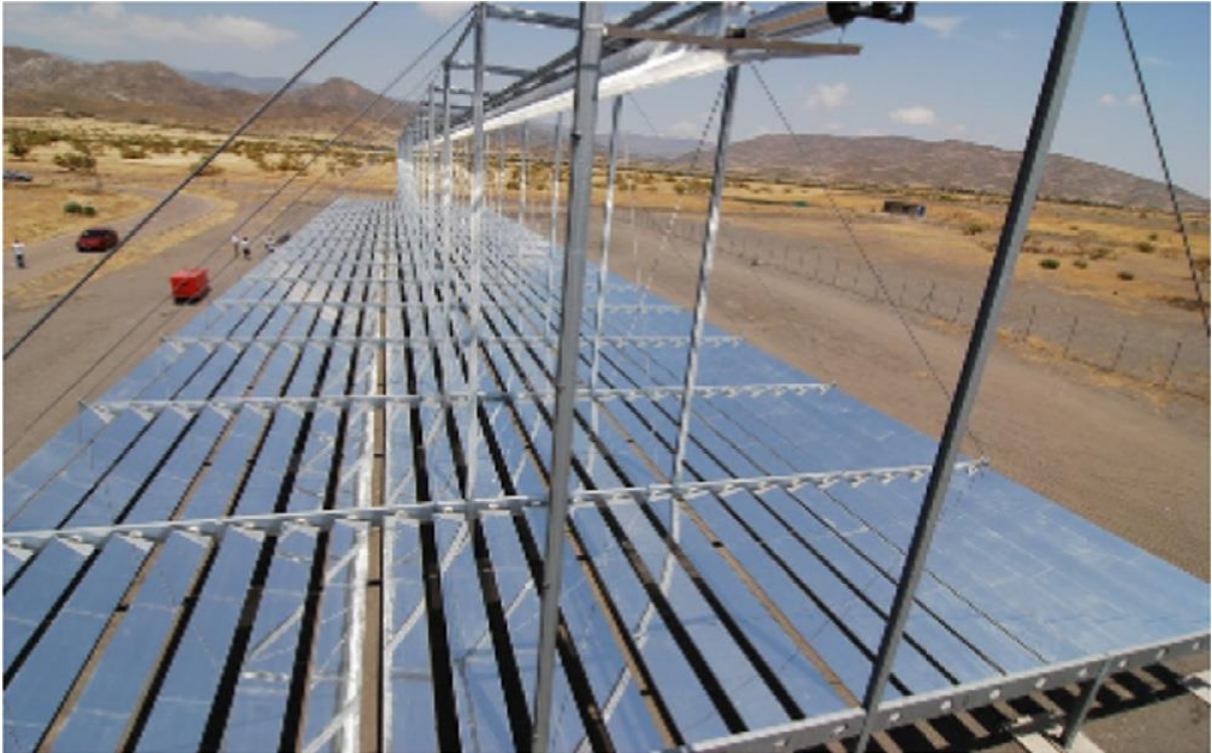


Figure 2.6 : Projet de démonstration d'un collecteur de Fresnel (FresDemo, par MAN et SPG)



Figure 2.7 : Prototype de collecteur linéaire de Fresnel en Sicile, Italie



Figure 2.8 : Un collecteur linéaire de Fresnel pour le bâtiment et les applications du froid en Séville, Espagne, en 2011

La température de sortie du collecteur peut varier considérablement à cause du choix du concepteur, de la stratégie de fonctionnement, fluide du transfert thermique (HTF), et de la géométrie du récepteur (Lin et al. 2013) [17].

L'eau / vapeur est le HTF le plus utilisé généralement, on le trouve dans les collecteurs linéaires de Fresnel à température moyenne. La technologie linéaire de Fresnel est bien adaptée pour produire la vapeur chaude à travers une configuration à passage unique ou d'une configuration à recirculation (génération directe et indirecte de vapeur). Le premier produit la vapeur de l'eau d'alimentation à travers un tube d'écoulement unidirectionnel alors que la deuxième remet en circulation l'eau dans la section d'ébullition des récepteurs, ensuite dirige la vapeur saturée vers la section surchauffée.

Actuellement, Novatec Solar et Areva Solar et CNIM sont des leaders dans le développement des collecteurs linéaires de Fresnel à haute température. SkyFuel(Brost et Zhu , 2009 [18]) a également déployé des efforts énormes pour développer la technologie linéaire de Fresnel.

Les centrales solaires à concentrateur de Fresnel PE1 et PE2 construites par Novatec Solar (Morin et al. 2011[19]) sont illustrées dans la figure 2.9.

La centrale de Novatec Solar fonctionne avec un système de génération directe de vapeur qui ne dispose pas encore de stockage thermique à grande échelle. La dernière boucle de collecteurs conçus par Super Nova utilise des tubes récepteurs sous vides avec un réflecteur secondaire ainsi qu'elle a généré de la vapeur à des températures allant jusqu'à 520°C. Que les collecteurs Novatec peuvent arriver à des températures encore plus élevées ou non, cela dépend de la performance optique et de la fiabilité du récepteur.

Areva Solar (précédemment Ausra) ont construit leur centrale solaire Kimberlina en Californie en utilisant leur technologie de Réflecteurs à Miroir Linéaires de Fresnel (CLFR), (Areva Solar, 2013a [20]), tel que montré dans la figure 2.10.



Figure 2.9 : PE1(Noval) et PE2 (SuperNova) par Novatec solaire en Espagne



Figure 2.10 : Areva solaire en Californie

Le collecteur CLFR d'Areva Solar utilise un récepteur qui contient plusieurs tubes absorbeurs en acier non-vidés. La centrale solaire Kimberlina a également un système de génération directe de vapeur et a été conçue pour être en mesure de générer de la vapeur à des températures allant jusqu'à 482 °C (Conlon, 2011[21]). Areva Solar a procédé au développement des projets de réalisation des centrales à grande échelle dans le monde entier (Areva Solar, 2013a[20]).

Actuellement, deux concepts de centrale à réflecteurs linéaire de Fresnel, commercialement disponibles, sont produits par Novatec Solar (2013[22]) et Areva Solar (2013a[20]).

Les deux produits de concentrateurs linéaires de Fresnel sont utilisés pour la génération directe de vapeur (DSG). Une configuration typique de centrale solaire pour la DSG est représentée dans la figure 2.11.

Un système DSG produit et fournit directement de la vapeur à haute température à la turbine pour la production d'électricité, tel que indiqué par (Conlon, 2011 et Novatec solaire, 2013[21],[22]).

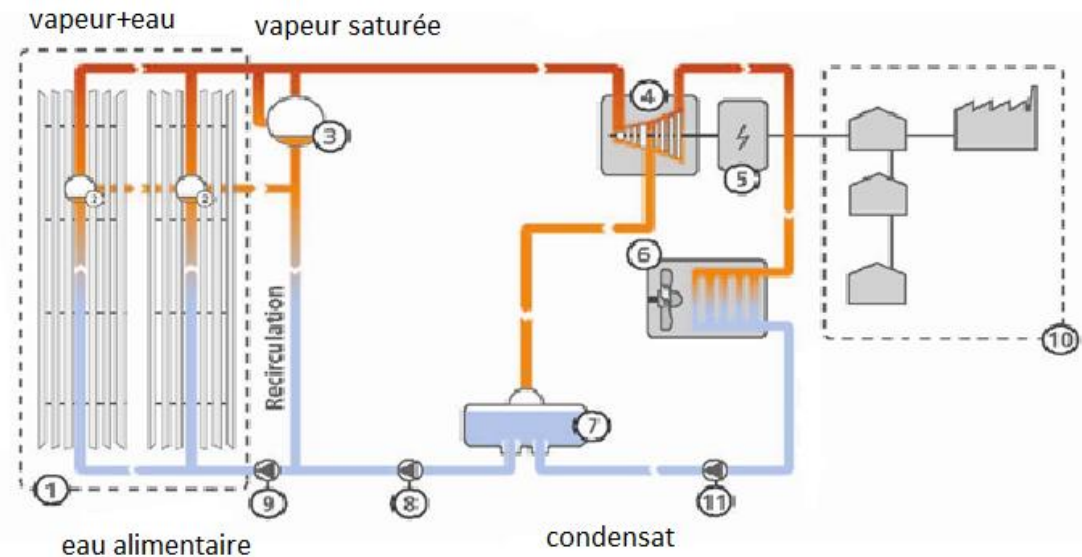


Figure 2.11 : Schéma de principe de la centrale PE1 de Novatec-Biosol

- 1 : Champ solaire (champ de collecteurs) ;
- 2 : Séparateur de vapeur ;
- 3 : Stockage de vapeur ;
- 4 : Turbine à vapeur ;
- 5 : Générateur ;
- 6 : Condenseur ;
- 7 : Réservoir d'eau ;
- 8 : Pompe à eau alimentaire ;
- 9 : Pompe de recirculation ;
- 10 : Réseau électrique public ;
- 11 : Pompe de condensat.

Le principal avantage d'un système DSG est l'absence de l'échangeur de chaleur qui est généralement coûteux. En outre, l'utilisation de l'eau comme HTF dans le champ solaire simplifie considérablement le fonctionnement et l'entretien des boucles de capteurs solaires et réduit les risques opérationnels. Cependant, bien qu'il est faisable d'ajouter un système de stockage à court terme aux systèmes DSG, il ne serait pas rentable ou techniquement pratique pour un système DSG, de développer un système de stockage à grande échelle pour répondre à l'exigence de la charge de base.

D'autre part, une centrale à réflecteur linéaire de Fresnel utilisant un sel fondu à la fois dans le champ solaire et le stockage et en mesure de fournir une option de charge

de base pour le réseau électrique avec des avantages économiques importants. Un exemple de configuration de centrale est montré dans la figure 2.12.

Une variation importante du système DSG est l'addition d'un échangeur de chaleur entre le champ solaire à sel fondu et le fluide de travail de la turbine. Un système de stockage qui utilise directement le sel fondu peut être aisément incorporé dans le système. Il est à noter que la conception spécifique des collecteurs linéaires de Fresnel dépend de nombreux facteurs tels que la température d'entrée de turbine, elle peut varier considérablement d'une centrale à une autre. Le système linéaire de Fresnel à sel fondu a été représenté pour être conceptuellement réalisable et peut avoir de grands avantages économiques (Brost et Zhu, 2009 [23]).

L'industrie poursuit aujourd'hui cette technologie comme un chemin vers la compétitivité des coûts (Areva solaire, 2013b [24]).

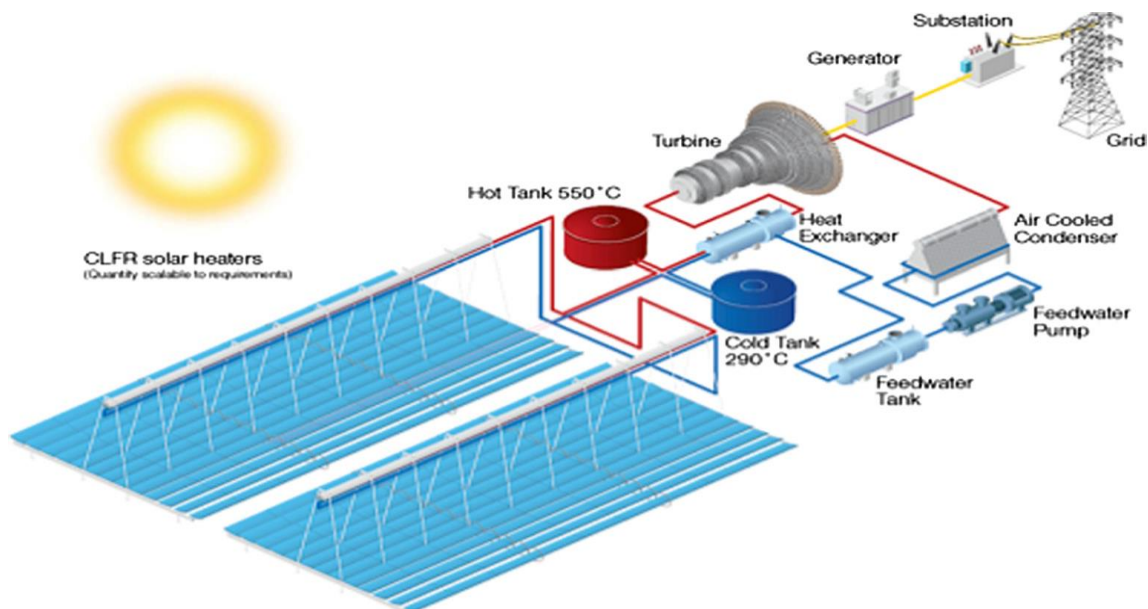


Figure 2.12 : Configuration d'une centrale de Fresnel avec un échangeur de chaleur par Areva Solaire

Dans le passé, comme les collecteurs linéaires de Fresnel sont souvent supposés être uniquement appropriés pour les applications à basse température, et en raison de la difficulté et de la complexité de la conception d'un système linéaire de Fresnel optimisé avec un grand nombre de paramètres de conception, des efforts limités et des ressources ont été investis dans la technologie linéaire de Fresnel à haute température. Le Laboratoire National d'Énergie Renouvelable (NREL) a intégré les collecteurs linéaires de Fresnel à DSG dans son System Advisor Model (SAM) [25]. Le modèle

SAM des collecteurs linéaires de Fresnel à DSG a été validé par l'industrie (Wagner et Zhu, 2012 [26]).

2.6. ASPECTS TECHNIQUES DES COLLECTEURS LINEAIRES DE FRESNEL

Un collecteur linéaire de Fresnel comprend généralement une série de miroirs, de sorte que sa conception peut varier en fonction des dimensions de miroirs individuels et la disposition globale. En outre, le caractère fixe de l'assemblage de récepteurs offre une liberté considérable de conception. D'une autre part, les collecteurs linéaires de Fresnel ont un rendement optique et thermique inférieur à celui des collecteurs cylindro-paraboliques.

2.6.1. Types de configurations de Capteurs Linéaires de Fresnel

Le concept de collecteur linéaire de Fresnel a été largement analysé à l'époque, et il existe de nombreux types de conceptions des collecteurs. Certains d'entre eux ont procédé aux étapes de conception et d'ingénierie tandis que d'autres étaient soit uniquement pour l'exploration théorique ou sont encore en cours d'évaluation conceptuelle.

En général, les conceptions linéaires de Fresnel diffèrent dans la conception de l'ensemble récepteur et de la disposition des séries de miroirs. L'ensemble récepteur peut être horizontale, verticale, ou triangulaire dans la configuration (Negi et al., 1990[27], Negi et al., 1989[28], Gordon et Ries, 1993[29], Abbas et al., 2012a[30] et Abbas et al., 2012b[31]), tel que présenté dans la figure 2.13.

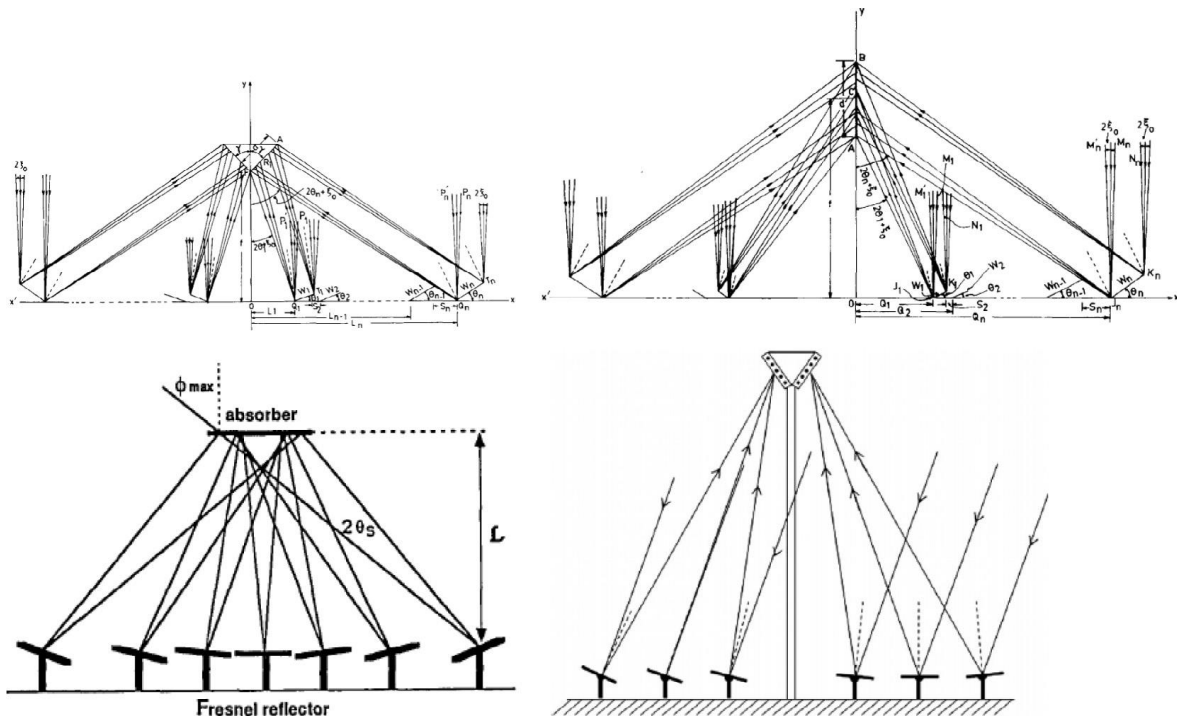


Figure 2.13 : Collecteurs linéaires de Fresnel avec différentes configurations d'absorbeurs

En particulier, le concept de réflecteurs de Fresnel à miroirs Linéaires (CLFR) peut utiliser deux tours aux récepteurs séparés, tel que montré dans la figure 2.14 (Mills et Morrison, 2000[32]). Un miroir dans le CLFR peut suivre soit le récepteur à un moment donné de la journée, dépendant du choix de suivi qui fournit moins de pertes par ombrage et blocage, ce qui peut offrir un meilleur rendement optique, mais il augmente la complexité de conception du mécanisme de poursuite solaire.

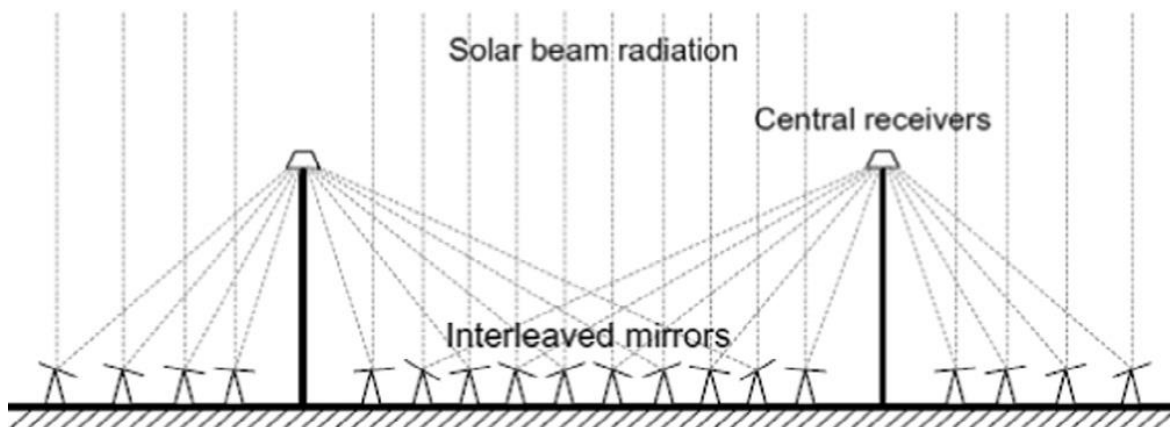


Figure 2.14: Collecteurs linéaires de Fresnel avec récepteur séparé (Cavité trapézoïdale)

Le problème major de la technologie LFR est principalement lié aux effets d'ombrage et de blocage entre les miroirs réfléchissants, ce dernier peut être réduit en augmentant la hauteur des absorbeurs mais cela se répercute sur le coût de réalisation.

Une génération de capteur de type Fresnel a été développée par l'université Australienne de Sydney nommée "Compact linéaire Fresnel reflector"(CLFR), une nouvelle conception des réflecteurs linéaires adjacents qui peuvent être intercalés pour éviter l'ombrage.

Le système classique LFR a seulement un récepteur, dans ce cas il n'y a aucun choix pour la direction et l'orientation des réflecteurs.

Cependant, si on suppose que la taille de champs solaire sera grande, car il doit être conçu pour la production de l'électricité à l'échelle de MW, il est raisonnablement supposé qu'il y aura beaucoup de tours pour supporter les absorbeurs, s'ils sont assez courts en terme de quelque miroirs pour avoir la possibilité de réfléchir le rayonnement solaire directs au moins vers deux tubes absorbeurs sans blocage et ombrage, la figure 2.15 montre la distribution des miroirs entre deux tubes absorbants.

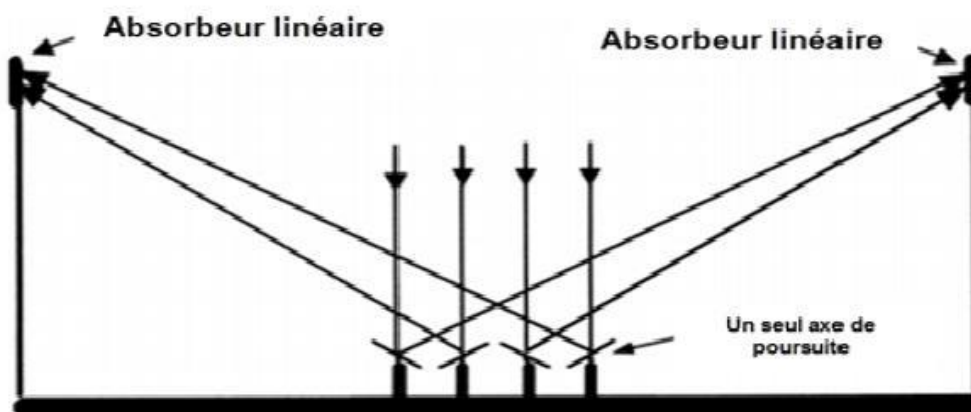


Figure 2.15 : Distribution des miroirs entre deux tubes d'absorbeurs

Cet arrangement minimise le blocage du rayonnement solaire entre les réflecteurs adjacents, et augmente par conséquent leur nombre, et au même temps avec moins d'absorbeurs.

L'espace étroit entre les réflecteurs réduit l'espace du champ solaire occupé, il s'agit du coût de préparation de sol, de la structure métallique des tours d'absorbeur et des conduites d'acheminement du fluide en circulation [33]

2.6.2. Les différentes techniques utilisées dans le récepteur

Un grand effort a été déployé pour la conception de récepteurs afin d'augmenter le rendement optique du capteur, tel que montré dans les figures 2.16 e 2.17, une série de tubes récepteurs, au lieu d'un seul tube, est utilisée pour augmenter la surface réceptrice, ce qui conduit à une augmentation du facteur d'interception du collecteur.

Les récepteurs de la cavité trapézoïdale (Pye et al, 2003[34], Reynolds et al, 2004[35], Singh et al , 1999[36], Singh et al , 2010[37] et Dey , 2004[38]) utilisent des tubes absorbeurs sous vide et une isolation de la paroi latérale est ajoutée pour réduire les pertes thermiques .

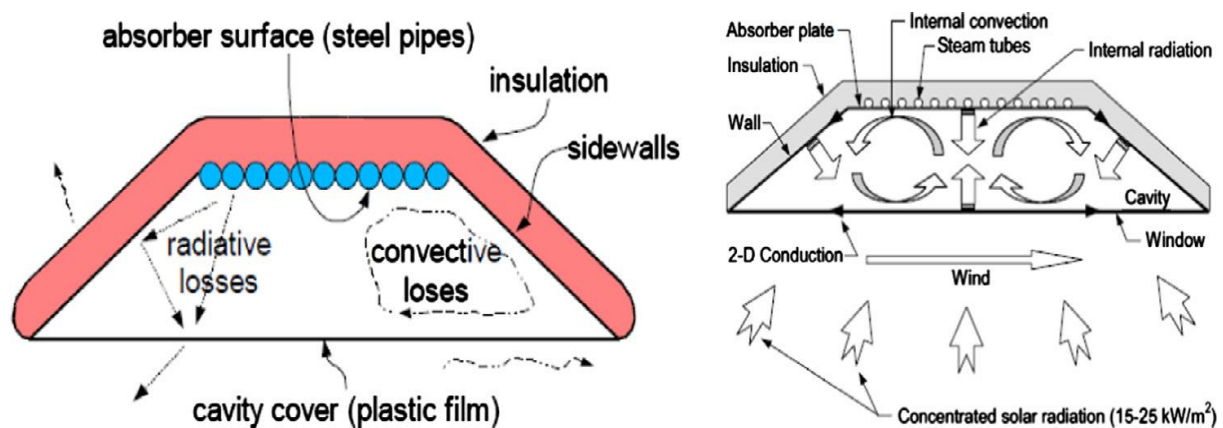


Figure 2.16 : Récepteur sous forme de cavité trapézoïdale avec des tubes jointifs

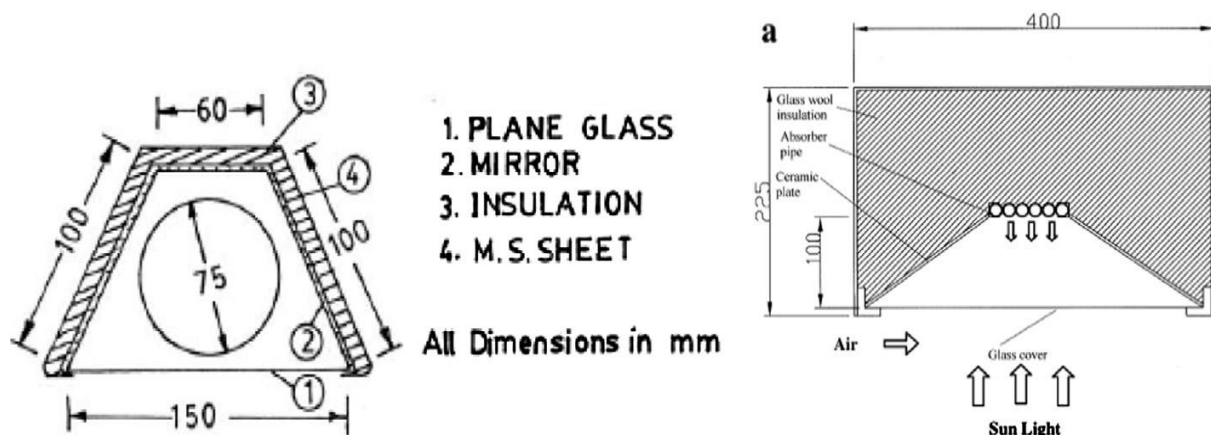


Figure 2.17 : Récepteurs avec cavité trapézoïdale munis des tubes jointifs

D'autre part, lors de l'utilisation des récepteurs sous vides, les Collecteurs Linéaires de Fresnel peuvent être plus appropriées pour une application à température relativement basse (telle que 180 à 300°C), en raison de leurs coefficients de pertes

thermiques relativement élevées (Sahoo et al. 2013[39], Xie et al. 2013[40] et Larsen et al, 2012[41]).

La perte thermique pourrait être très importante pour une température supérieure à 400 °C. Dans la plupart des conceptions de récepteurs, la perte par rayonnement domine souvent la perte par convection et conduction, en raison de la température élevée de la surface du tube récepteur (Sahoo et al. 2012[42]).

La conception du récepteur sous forme de trapèze avec des tubes jointifs dans la figure 2.16 est le concept de base sur lequel la configuration des récepteurs de CLFR d'Areva Solar a été développée (Conlon, 2011[11], et Areva Solar, 2013a [20]). Un réflecteur secondaire est souvent utilisé pour augmenter la performance optique du collecteur, et cela pour éliminer les pertes par débordement, et cela en récupérant les rayons qui n'atteint pas le tube absorbeur.

La conception optimale des réflecteurs secondaires est un processus très compliqué et peut également dépendre du reste de la conception du collecteur.

Des différentes hypothèses simplificatrices sont adoptées dans l'analyse optique qui peut mener à des conceptions différentes, et il n'y a pas de consensus sur la forme optimale de réflecteurs secondaires. Quelques exemples de conceptions des réflecteurs secondaires sont représentés dans les figures 2.18- 2.20.

Des conceptions des réflecteurs secondaires traditionnels ont tendance à suivre ou s'évoluer à partir des formes de concentrateurs paraboliques composés (CPC) (Hinterberger et Winston, 1966[43], Winston et Minano, 2005[44] et Baranov et Melnikov, 1966[45]). Dans les conceptions de CPC, la surface du réflecteur peut être une parabole (Winston et Hinterberger ,1975[46]) ou une développante (Rabl, 1976[47]), en fonction de l'utilisation des formes des récepteurs.

Dans l'architecture linéaire de Fresnel, un ou plusieurs tubes absorbeurs circulaires sont utilisés en général, et, dans le cas de FRESDEMO (Figure 2.18), Bernhard et al, 2008a[13] et Bernhard et al, 2008b [12] et Novatec (Figure 2.19) et Selig Mertins 2010[48], le réflecteur secondaire a adopté une forme similaire à une développante utilisée dans le CPC, au moyen d'un tube comme son récepteur. Dans le même temps, une autre étude montre que la surface du réflecteur secondaire à forme plate peut fonctionner mieux (Grena et Tarquini, 2011[49]), tel qu'illustré dans la figure 2.20.

Il existe également des arguments qu'un réflecteur secondaire ne peut être nécessaire en raison de sa complexité de fabrication supplémentaire et l'exigence de

sa maintenance supplémentaire, en particulier lorsque un tube récepteur de grande dimension est utilisé (Brost et Zhu, 2009[23])

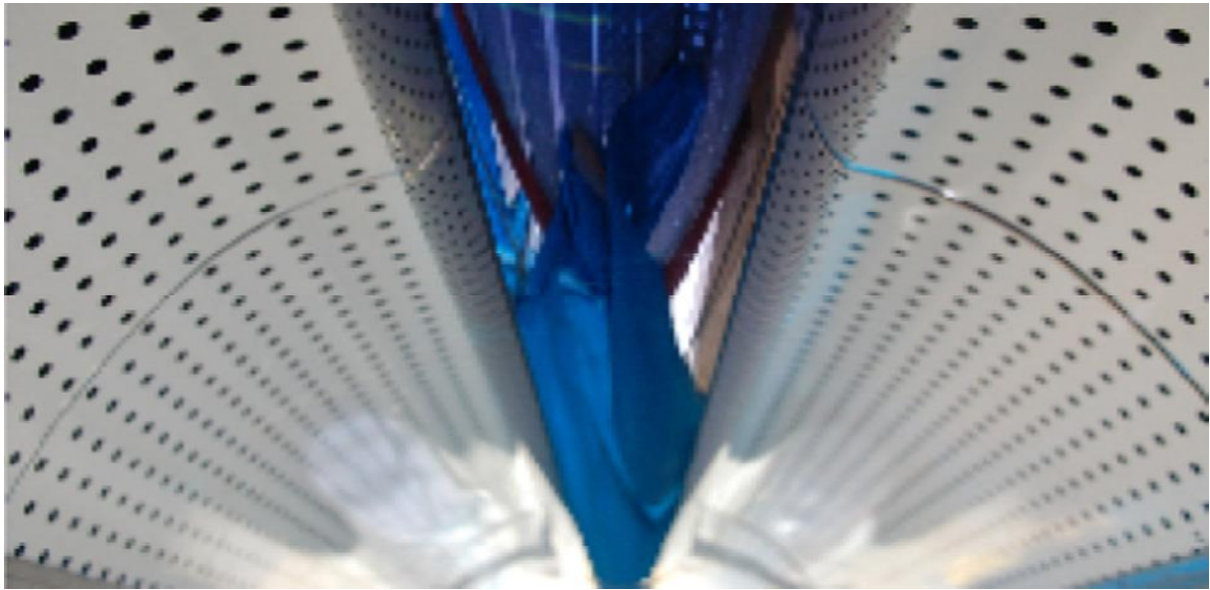


Figure 2.18 : Récepteur utilisé dans le projet de FRESDEMO à la PSA.

Le concentrateur secondaire est équipé d'une acquisition de mesure

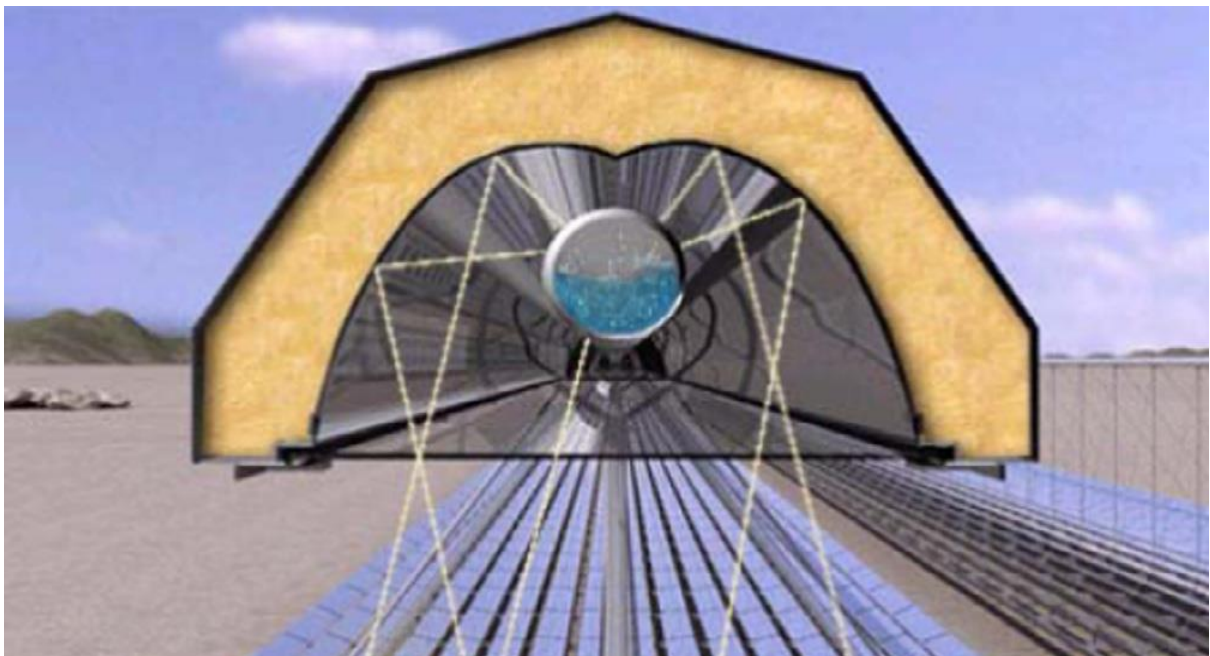


Figure 2.19 : le récepteur utilisé dans Novatec Solaire

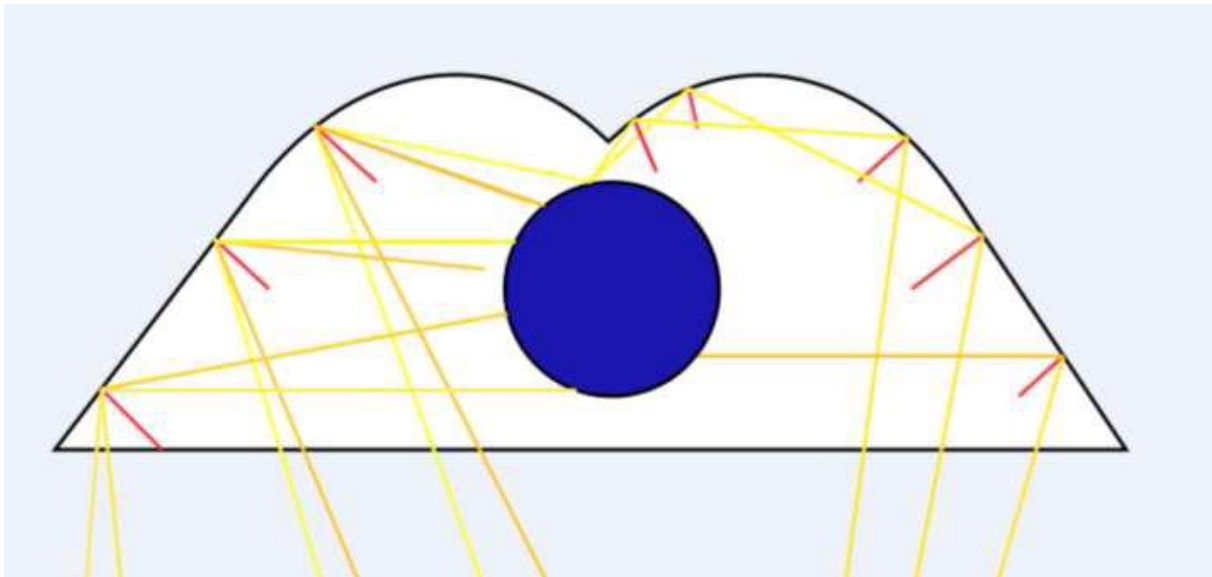


Figure 2.20 : Réflecteur secondaire CPC

2.7. QUELQUES CENTRALES LINEAIRES DE FRESNEL DANS LE MONDE

Dans ce qui suit nous allons présenter et décrire quelques centrales commercialisées existantes dans le monde

2.7.1. Areva Solar (anciennement Ausra) (Australie-USA)

Né en Australie, Ausra est pionnier en matière de LFR. Sous l'impulsion de D. Mills et de son équipe, le concept CLFR a ainsi pu être développé, depuis les années 90.

Solar Heat and Power GmbH (SHP), créée en 2003, développe la technologie. En 2006, SHP diversifie ses activités et le développement de la technologie continue sous le nom d'Ausra. En 2010, Areva Solar rachète Ausra et sa technologie LFR.

En 2004, un premier prototype (1MWe) a été construit à Liddel, en Australie, à des fins de recherche. Il est couplé à une centrale électrique au charbon (2000 MWe).

Il s'agit donc d'une centrale hybride. Le système solaire préchauffe l'eau, qui est ensuite portée à la température opératoire par la combustion. En 2008, la puissance d'origine solaire est portée à 9MWth thermique, soit 3MWe électrique (Figure 2.21).

Aujourd'hui, la technologie Areva Solar produit de la vapeur en génération directe à 400°C et 106 bars. Le système reste opérationnel avec un vent allant jusqu'à 145 km/h.

L'occupation au sol est de 1,3 ha par MWe de puissance électrique. Areva Solar vise des applications de 10MWe ou plus, avec un ensoleillement moyen annuel supérieur à 2000 kWh/m²/an. [20]



Figure 2.21 : Centrale de Kimberlina, par Ausra

L'entreprise se développe aujourd'hui principalement aux Etats-Unis d'Amérique. Ausra a construit la première centrale avec la technologie CLFR aux USA depuis une vingtaine d'années. Cette centrale de démonstration a été mise en service en octobre 2008, à Kimberlina, Californie. D'une puissance de 5 MW électriques, le collecteur occupe 26 000m² au sol. Il est composé de 3 lignes de 385 m de longueur, avec chacune 10 miroirs de 2 m de largeur. Le récepteur n'est pas sous vide et le fluide utilisé est de l'eau à 40 bars.

Areva Solar vient d'obtenir un contrat pour l'hybridation de la centrale thermique au charbon à Kogan Creek (750MWe). L'unité solaire fournira une puissance équivalente à 44 MWe. [20]

2.7.2. Novatec Solar (Allemagne)

En avril 2009, Novatec Solar a connecté au réseau la première centrale solaire LFR commerciale du monde. La centrale Puerto Errado 1 (PE1), de 1,4MWe en puissance nominale, est implantée à Calasparra, Espagne (Figure 2.22). PE1 utilise de l'eau en génération directe de vapeur à 55 bars et 270°C. La vapeur surchauffée est séparée de l'eau, recirculée dans le récepteur. La turbine est alimentée en vapeur saturée. [22]



Figure 2.22 : Puerto Errado 1, par Novatec-Biosol

2.7.3. Solar Power Group, Allemagne

Solar Power Group (SPG) est né suite à l'expérience SolarMundo avec le prototype monté en 2001 à Liège, en Belgique. Depuis 2005, SPG poursuit le développement d'une technologie à LFR. Un consortium, monté par l'industriel allemand MAN Ferrostall, a en particulier mené le projet FresDemo .Le projet Fresdemo avait pour objectif d'obtenir des résultats expérimentaux sur la technologie de concentration par miroirs linéaires de Fresnel. Il a permis d'évaluer expérimentalement le potentiel des LFR, montré par les simulations. Ce projet regroupe Solar Power Group (SPG) fabricant de la centrale solaire, avec MAN-Ferrostall, les instituts de recherche DLR (Allemagne), CIEMAT (Espagne) et FHG-ISE (Allemagne). Un concentrateur linéaire de Fresnel a été construit à Almeria en Andalousie Figure (2.23). Le champ solaire mesure 100 m de longueur sur 21 m de largeur, soit une surface de miroirs de 1433m² et une puissance de 800 kWth. Le concentrateur est composé de 25 miroirs légèrement incurvés. Un réflecteur secondaire concentre le rayonnement sur le récepteur tubulaire fixe. Le fluide caloporteur et de travail est l'eau liquide et la vapeur. Les conditions opératoires maximales sont 110 bars et 450°C.



Figure 2.23 : FresDemo, par MAN et SPG

2.7.4. CNIM (France)

Dans ce travail de thèse une grande parties et des résultats (simulations et expérimentation), vont être sur le prototype de Fresnel développé par la CNIM, pour cette raison dans ce qui suit nous allons un peu décrire tous d’abord la société CNIM, et la divisions énergie solaire de cette dernière.

2.7.4.1. Présentation de la société CNIM (Constructions Industrielles de la Méditerranée)

La CNIM est l’entreprise de Construction Navale et Industrielle de la Méditerranée spécialisée dans les équipements mécaniques pour des applications civiles ou militaires ainsi que dans des centrales à valorisation énergétique des déchets.

Le groupe CNIM est organisé en trois secteurs d’activités :

- L’environnement (conception, réalisation de centre de valorisation énergétique des déchets, épuration des fumées)
- L’innovation et systèmes (recherche, développement, réalisation, installation dans le domaine de la défense et l’industrie, de l’énergie, de l’environnement, et de la santé.
- L’énergie : (Production d’énergie à base de combustibles fossiles, centrales solaires à Concentration, énergie nucléaire).

La CNIM en chiffre : la CNIM possède :

- 2800 collaborateurs dont 1100 hors de France.
- 665 millions d’euros de chiffre d’affaires en 2011.

2.7.4.2. CNIM et énergie solaire

La CNIM a décidé de développer une activité dans le domaine de l'énergie solaire concentrée. Ceci s'est traduit par la création d'une division énergie solaire qui bénéficie du support et des ressources du reste du groupe. La stratégie de ce dernier est de proposer, à terme, des centrales solaires à concentration clés en main.

La Division Energie Solaire développe des projets de centrales solaires à concentration et s'appuie sur toutes les compétences du groupe pour proposer des technologies innovantes. CNIM intervient comme ensembleur, fournissant clés en main la centrale solaire à concentration.

À ce titre, CNIM assure :

- la conception générale du projet, sa réalisation et sa mise en service, et peut assister techniquement l'exploitant.
- la conception détaillée des éléments essentiels de l'usine selon ses propres procédés, en particulier pour :
 - ✓ le champ solaire ;
 - ✓ le récepteur;
 - ✓ la valorisation énergétique (cycles thermiques).

En 2009, la division énergie solaire a commencé à déployer son activité dans la recherche, le développement et la réalisation de la première centrale solaire à miroirs de Fresnel en France (Figure 2.24). Le prototype, inauguré en juillet 2010 par le Ministre de l'Industrie, est installé sur le site industriel de Lagoubran à la Seyne sur-mer près de Toulon. Ce site, propriété de CNIM, a pour particularité de disposer d'un ensoleillement suffisant pour réaliser les différentes phases de test. Pour les mettre au point, CNIM a noué divers partenariats en particulier avec le CNRS PROMES et l'École des Mines d'Albi.

La division énergie solaire fait accueillir des stagiaires de différents niveaux (ingénieurs, et doctorants), et dans ce cadre j'ai eu l'opportunité d'effectuer un stage dans cette dernière en Avril 2015. Le stage est effectué sur le prototype solaire de Fresnel, portait sur les performances de ce dernier, avec une partie performance théorique, et une vérification avec les performances effectuées en réel



Figure 2.24 : Prototype de la CNIM à La Seyne-sur-Mer (source CNIM)

Toutes les centrales, les prototypes de la technologie de Fresnel en service dans le monde, et qui sont en cours de construction, sont présentés en appendice A.

2.8. TRAVAUX DE RECHERCHES DANS LES COLLECTEURS DE FRESNEL

Parmi les travaux de recherche rencontrés, nous pouvons citer deux publications qui se sont intéressés à l'optimisation des performances et la simulation des échanges thermiques dans les capteurs solaires avec l'effet de concentration de types Fresnel, la première est l'étude d'un four trapézoïdal muni de tubes circulaire dans un cas et dans un autre par un tube rectangulaire pour voir la différence entre les deux, ces derniers ont utilisé comme un absorbeur. Dans cette étude expérimentale des différents facteurs de concentration et revêtements sélectifs ont été considérés, les résultats trouvés ont montré que l'efficacité thermique est plus grande presque de 8% pour le tube circulaire en comparaison avec le tube rectangulaire [50], et un rendement qui varié entre 16 et 59,6% et 25 et 71,2% respectivement pour le tube circulaire avec une peinture noir ordinaire et revêtement de surface sélective et un rendement de 15,6 et 56,3% et 25 et 64% pour les mêmes propriétés de surface mais avec un tube rectangulaire pour

différents facteur de concentration entre 9,4 et 19,8 [50]. La deuxième étude [51] concerne une simulation numérique d'un capteur de Fresnel, les auteurs se sont intéressés spécialement aux effets des paramètres de conception sur les performances thermiques telles que l'orientation des miroirs et la qualité des échanges thermiques dans les tubes, une étude d'analyse des bilans thermique a été entamée dans le concentrateur, des modèles théoriques ont été développés puis validés ensuite par des résultats expérimentaux.

Jacques Bezain et Al [51] ont mis au point un procédé innovant permettant de capter et de concentrer l'énergie solaire à un niveau de température suffisant jusqu'à 300°C destiné pour des procédés de rafraîchissement solaire, avec des efficacités énergétiques faibles, pour une journée .Autrement, le prix de revient est modique pour une technologie récente et une conception simplifiée intégrable dans les toitures des bâtiments.

D'autres travaux ont montré que ces systèmes de conversion de l'énergie solaire peuvent atteindre des températures considérables, comme Riaz [52] qui a développé une théorie associée aux systèmes à deux axes de poursuites, accompagné ensuite par des travaux additionnels de Vant-Hull et Hildedra [53], Lipps et Vant-Hull [54], et Igel et Hughes [55].

Le travail de Riaz peut être adapté aux systèmes linéaires, qui se sont affectés par l'effet d'ombrage d'une manière générale.

Baral et Al [56] ont mené une analyse optique d'un prototype solaire d'un concentrateur linéaire de Fresnel, ce dernier rentre dans le projet FREeSUN, les auteurs ont traité tous les phénomènes optiques, ainsi que les différentes pertes et erreurs (pertes par ombrage et blocage, erreurs de poursuite, erreur de pointage, de positionnement et de surfaces). Ils ont constaté que si le récepteur est éloigné du miroir primaire les erreurs optiques vont être réduite, et aussi l'utilisation d'un rayon de courbure uniforme pour tous les miroirs cela ne permet pas une focalisation de toutes les rangés des miroirs.

Marco Spoladore et Al [57] ont effectué une validation expérimentale d'un modèle dynamique d'un champ solaire à concentrateur de Fresnel destiné à la climatisation solaire, ce dernier concentre les rayons du soleil sur un tube, qui chauffe de l'eau afin d'alimenter une machine à absorption pour la production du froid.

Francisco et al. [58] ont mené une validation expérimentale d'un modèle optique et thermique d'un collecteur linéaire de Fresnel.

2.9. CONCLUSIONS

Ce chapitre nous a permis de faire une étude bibliographique détaillée, dans laquelle nous avons présenté un état de l'art et un état des lieux détaillés sur les concentrateurs linéaire de Fresnel, nous avons présenté l'historique et l'évolution de la technologie, nous avons aussi présenté l'aspect technique de la technologie, enfin quelques travaux de recherches qui nous intéresse pour notre travail ont été cités.

CHAPITRE 3

MODELISATION OPTIQUE ET THERMIQUE

3.1. MODELISATION OPTIQUE

3.1.1. Introduction

Le but de cette étude est de déterminer le pourcentage de rayonnement incident qui est absorbé par le tube récepteur, autrement dit c'est de déterminer la puissance captée par le tube, afin de déterminer l'efficacité optique. Cette efficacité de la concentration du rayonnement solaire dépend à la fois :

- De la géométrie de module de Fresnel (miroirs, courbure des miroirs, section d'entrée du récepteur, forme du réflecteur secondaire...)
- Des propriétés optiques des matériaux utilisés (absorptivité de tube récepteur, réflectivité des miroirs, transmittivité de la vitre, défauts optiques)
- De la position du soleil (localisation et orientation de l'installation, heure et jour de l'année...)

3.1.2. Outil de modélisation

Pour modéliser une installation solaire, nous avons besoin de données suivantes :

-Le soleil : position, distribution de la luminance.

-Le système optique : coefficient de réflexion des miroirs, nombre et dimensions des miroirs, erreurs spéculaire, distance entre deux miroirs, courbure, distance focale...

Afin de mener cette étude optique, on s'est basé sur un logiciel de tracés de rayons « FAST » développé par l'école des mines d'Albi (France) dans le cadre d'une prestation sous-traitée entre cette dernière et la division énergie solaire de la société CNIM en France. Ce logiciel permet de calculer le productible solaire journalier et annuel du prototype développé par la CNIM (décrit et définie dans la

partie état de l'art). Les données d'entrées concernent les propriétés géométriques du champ ainsi que les caractéristiques thermiques et optiques des différents matériaux. L'heure et la journée de l'année pour lesquelles nous cherchons à réaliser le calcul permet de définir la position du soleil. Avec ces informations, le logiciel calcule par la méthode de Monte-Carlo la puissance captée par le tube.

3.1.3. Description du logiciel FAST

Fast « Fresnel Armines Simulation Tool » est un outil de simulation dédié aux concentrateurs linéaires de Fresnel, son objectif principal est de permettre une évaluation détaillée de l'impact de choix technologique sur les performances globales (optiques et thermiques), basé principalement sur l'algorithme de Monte Carlo.

La figure 3.1 représente un organigramme de la structure de logiciel :

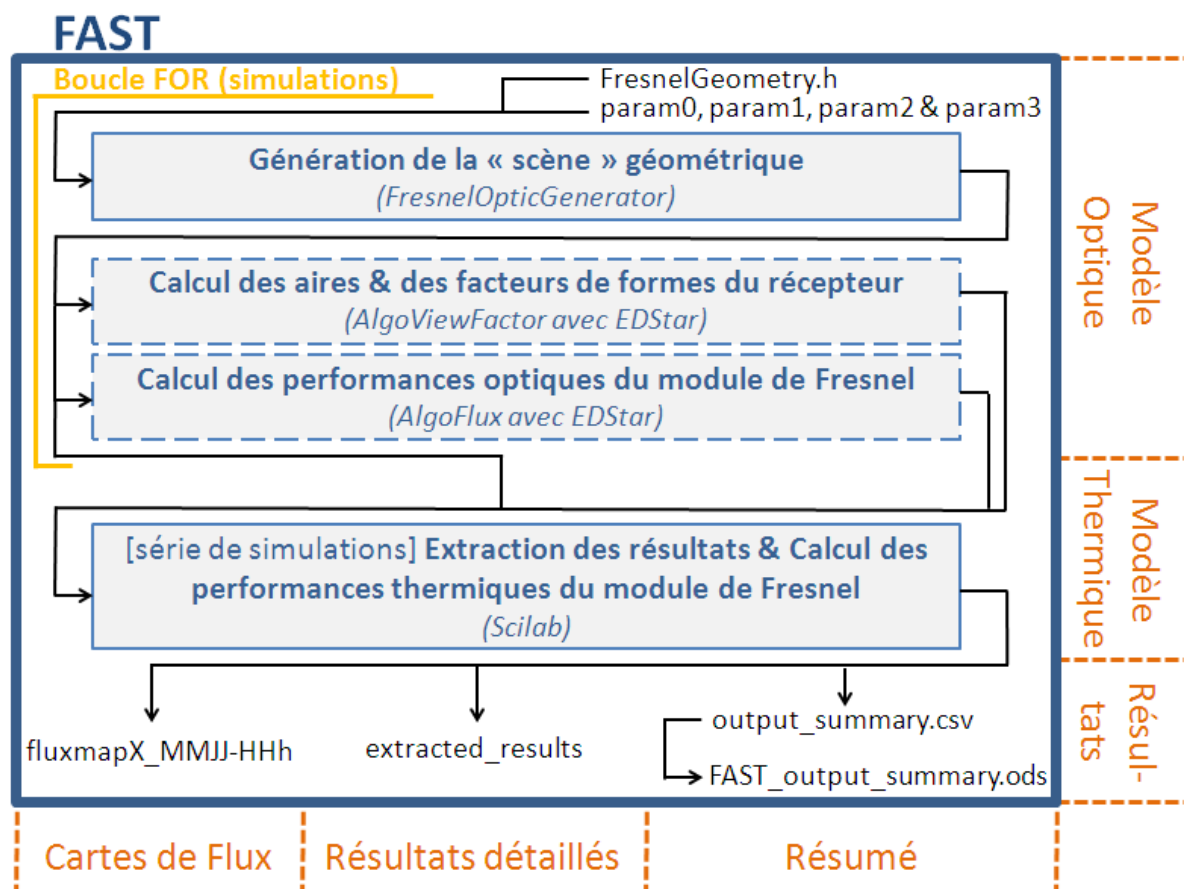


Figure 3.1: la structure du logiciel FAST (source CNIM)

3.1.4. Modèle Monte Carlo pour le transport radiatif

Le modèle optique que nous avons utilisé, pour la simulation des phénomènes radiatifs dans les concentrateurs solaires, est basé sur la méthode de lancer de rayon ou ray-tracing [59]. Elle consiste à suivre le chemin optique des photons dans le système optique. Cette méthode, qualifiée de statistique, connue aussi par la méthode de Monte Carlo, prend bien en compte la modélisation des phénomènes radiatifs. Elle est utilisée par la plus part des codes de simulation destinés à une étude détaillée des concentrateurs solaires [60].

3.1.4.1. Description physique de la méthode

Pour notre étude nous considérons, une géométrie classique schématisée sur la figure 3.2. Le miroir de Fresnel, constitué de bandes de miroirs alignées au niveau du sol, réfléchit la lumière sur le récepteur. Le récepteur est lui-même formé de plusieurs éléments :

- un tube absorbeur, dans lequel circule le fluide caloporteur,
- un réflecteur secondaire placé au-dessus, afin de sur-concentrer le rayonnement incident et de mieux le répartir sur le pourtour du tube,
- une vitre, qui limite les pertes thermiques du tube par rayonnement dans l'infra- rouge

La figure 3.2 représente la configuration de base pour modéliser un champ solaire de type Fresnel, elle est constituée d'un miroir réfléchissant et d'un récepteur. Le miroir est orienté Nord-Sud, cela coïncide avec l'axe y selon lequel le suivi du soleil est effectué.

La densité de flux élémentaire générée sur un point donné du récepteur par un miroir réfléchissant s'exprime en faisant une double intégrale sur le disque solaire et sur la surface réfléchissante:

La figure 3.2 montre la configuration modélisée, elle représente un seul miroir avec tous les paramètres principaux nécessaires pour effectuer les calculs sur le modèle. En se référant à cette figure, le miroir est orientée Nord-Sud, qui coïncide avec l'axe y selon lequel le suivi du soleil est fait. Z est orienté vers le Zénith et X est orienté Est-Ouest.

Dans ce qui suit, nous donnons l'algorithme de Monte-Carlo utilisé pour décrire le chemin optique du rayonnement incident à travers les composants du champ solaire comme illustré dans figure 3.2 ci-dessous :

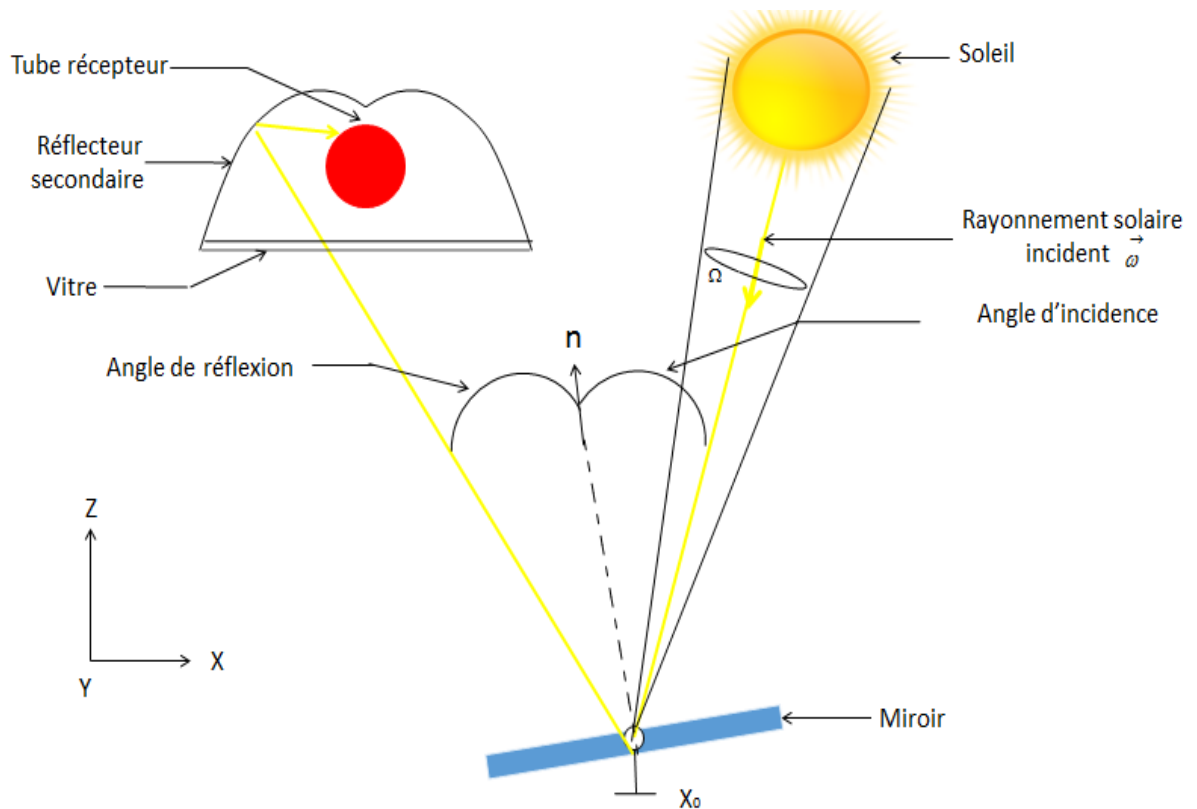


Figure 3.2 : La configuration géométrique modélisée

L'algorithme donne la description du parcours d'un rayon dans le système optique. La grandeur principale recherchée est la puissance absorbée par le tube absorbeur. Mais on peut calculer d'autres grandeurs avec le même algorithme.

Le chemin optique, décrit sur la figure 2, est construit comme suit :

- une position sur le miroir primaire est choisie,
- une direction en provenance du disque solaire est tirée,
- Si le rayon touche une surface avant d'atteindre le miroir, alors aucun rayon venant dans cette direction ne peut arriver sur le miroir :
 - il y a ombrage
- sinon, si le rayon peut atteindre le miroir, il est réfléchi avec un certain facteur d'atténuation : la réflectivité. Le rayon réfléchi peut soit :
 - Ne rencontrer aucune surface : il y a débordement
 - Atteint la vitre, et après il va être réfracté et transmis, après soit :

- ✓ intersecter le réflecteur secondaire, après il va être réfléchi soit:
 - Vers la vitre, dans ce cas le rayon est perdu vers l'environnement, l'algorithme s'arrête
 - intersecter le tube absorbeur
- ✓ Vers le tube absorbeur, et il va être absorbé, dans ce cas aussi l'algorithme s'arrête

La figure 3.3 montre l'organigramme général de la méthode de Monté Carlo

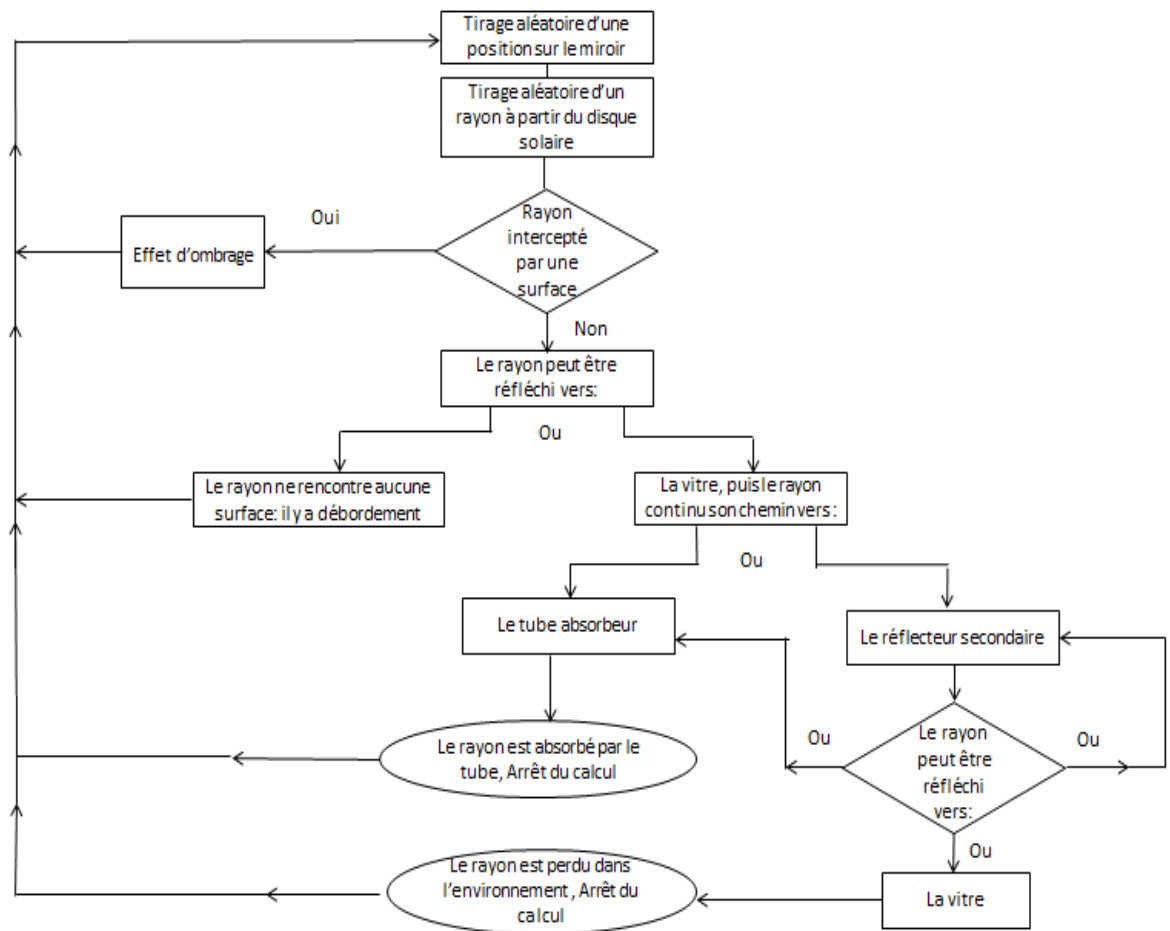


Figure 3.3 : l'organigramme représentant l'algorithme de Monte-Carlo

3.1.4.2. Modèle mathématique de l'algorithme de Monte Carlo

Le code de calcul utilisé est basé sur les hypothèses suivantes :

- Les propriétés optiques comme la réflectivité, l'absorptivité, la transmittivité de toutes les composantes du champ solaire sont indépendantes de la longueur d'onde.
- Seul le rayonnement direct est pris en compte

La densité de flux élémentaire générée sur un point donné du récepteur par un miroir peut être exprimée en double intégrale sur le disque solaire et sur la surface réfléchissante.

La formulation intégrale de l'algorithme de Monte-Carlo permet de traduire de façon synthétique l'algorithme. La formulation intégrale ci-dessous correspond à la puissance solaire totale notée Φ (en W), absorbée sur le tube récepteur. En utilisant la méthode de Monte-Carlo sous la forme récursive avec échantillonnage par importance, cette intégrale peut être écrite de la façon suivante [61] :

$$\Phi = \int_C \int_H \left[I(\theta) \vec{\omega}_{in} \cdot \vec{n} \right] \tau \prod_I^K \rho_K dS_H d\Omega \quad (3.1)$$

Avec :

C : représente le disque solaire caractérisé par l'angle solide Ω

H est la surface réfléchissante totale des miroirs.

$\vec{\omega}$ est la direction du rayon tiré à partir du soleil

$I(\theta)$ est l'intensité du rayonnement solaire correspond à l'angle d'incidence θ .

Le terme $\prod_I^K \rho_K$ tient compte des propriétés optiques tel que la réflectivité ρ , la transmittivité τ des composants du champ solaire. L'indice k représente le nombre total des réflexions

Pour résoudre cette équation, le code de calcul utilise une formulation intégrale Monte-Carlo pour prédire les différentes variables d'intérêt. De plus, l'algorithme détermine facilement des pertes optiques par ombrage, blocage et débordement

L'algorithme de Monte Carlo prend en compte l'effet d'ombrage entre les miroirs, le principe se base sur le suivi du rayon solaire, l'algorithme vérifie par des différents tests si ce dernier est intercepté par un obstacle avant d'atteindre la cible [61].

Le principal paramètre recherché est la puissance captée par le tube absorbeur en Watts (équation 3.1)

$$\Phi = \int_C p_\Omega(\vec{\omega}) \int_H p_X(X_0) dX \quad X \begin{cases} \Psi_{out} & \text{Si } X_0 \text{ est à l'ombre} \\ \zeta_1 & \text{Si } X_0 \text{ est éclairé} \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\zeta_1 = \begin{cases} \Psi_{out} & \text{Si le rayon n'intercepte pas la vitre} \\ \zeta_1 & \text{Si le rayon intercepte la vitre} \end{cases}$$

$$\zeta_j = \begin{cases} \Psi_{in,j} & \text{Si le rayon intercepte le tube récepteur} \\ \zeta_{j+1} & \text{Si le rayon intercepte le réflecteur} \quad , \quad j \geq 2 \\ \Psi_{out} & \text{Si le rayon intercepte la vitre} \end{cases}$$

$$\zeta_{j+1} = \zeta_j$$

Avec :

X_0 est le point tiré aléatoirement sur la surface du miroir à partir du disque solaire

$\vec{\omega}$ est la direction du rayon tirée à partir du soleil

$p_x(X)$ représente la fonction densité de probabilité de la variable aléatoire X , associée à la position sur le miroir. Cette fonction densité de probabilité correspond à une loi de tirage uniforme où tous les points sur le miroir sont équiprobables. Ce qui permet d'écrire :

$$p_x(X) = \frac{1}{S_H}$$

Avec : S_H est la surface du miroir

De la même manière $p_\Omega(\vec{\omega})$ est la fonction densité de probabilité de la variable aléatoire $\vec{\omega}$ associée à la direction du rayon contenu dans le cône solaire. Nous considérons que toutes les directions en prévenance du soleil sont équiprobables, cela revient à écrire :

$$p_\Omega(\vec{\omega}) = \frac{1}{2\pi \cdot (1 - \cos \theta_s)}$$

Ψ représente le poids de Monte Carlo, on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Psi_{out} = 0 \\ \Psi_{in,j} = \frac{I(\vec{\omega})(\vec{\omega} \cdot \vec{n}) \rho_H \tau_V}{p_x(X) p_\Omega(\vec{\omega})} \\ \Psi_{in,j} = \Psi_{in,j} \prod_2^{j-2} \rho_k, J > 2 \end{array} \right.$$

$I(\vec{\omega})$ est l'intensité de l'éclairement contenue dans la direction $(\vec{\omega})$ en (W/m²),

ρ_H est la réflectivité des miroirs

τ_v est la transmittivité de la vitre

Finalement, l'estimation de la puissance finale Φ_N absorbé par le tube est donnée par :

$$\Phi_N = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \Psi_{in,j} \quad (3.3)$$

L'écart-type peut être calculé par:

$$\sigma = \frac{1}{\sqrt{N-1}} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^N [(\Psi_{in,j}^i)^2 - \phi_N^2]} \quad (3.4)$$

Ces équations ont été résolues moyennant le langage de programmation C++, il est à noter que plusieurs paramètres peuvent être calculé avec le même algorithme par exemple : la puissance perdue par ombrage, par blocage, par débordement, etc...

3.1.5. Modèles élaborés pour les collecteurs linéaires à miroirs de Fresnel

3.1.5.1. Géométrie de l'optique

Le système optique est caractérisé par sa géométrie, le comportement de l'optique dépend de la position du soleil, donc de la date, de l'heure et du lieu où est l'installation.

3.1.5.2. Champ de miroir

La figure 3.4 illustre les paramètres du champ de miroirs. Le champ de miroirs est défini par un nombre de miroirs, leur largeur et la distance qui les séparent. Les miroirs peuvent être plans ou légèrement incurvés, avec une courbure cylindrique.

On fixe également la longueur du champ de miroir, qui doit être suffisante pour observer sur le récepteur la tache focale d'une section au milieu du champ, sans les effets de bords : quelques mètres suffisent. Le récepteur est positionné en hauteur, parallèle à l'axe des miroirs. Pour limiter sa longueur, il est décalé sur son axe, de manière à intercepter la tache focale.

Par défaut, l'orientation de l'axe des miroirs est Nord-Sud ; le champ de miroirs est horizontal. Le champ de miroir doit être équipé d'un système de suivi sur un axe. L'angle d'inclinaison des miroirs sur leur axe varie donc constamment avec la position du soleil. Cet angle est ajusté en conséquence pour chaque configuration simulée.

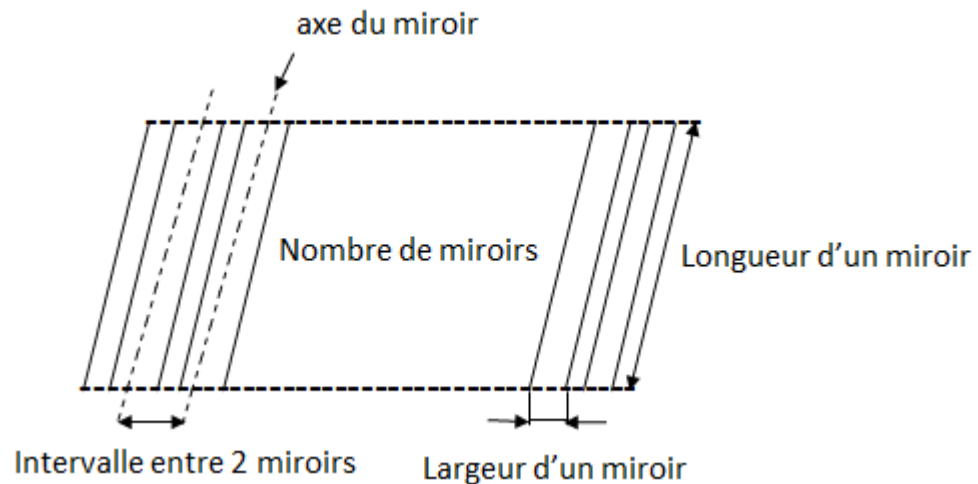


Figure 3.4 : Définition du champ de miroirs

Le tableau 3.1 rassemble les principaux paramètres de définition de la géométrie.

Tableau 3.1 : principaux paramètres de la géométrie du champ de miroirs

Désignation du paramètre	Valeur
Nombre de miroirs par rangée	14
Intervalle entre deux miroirs	0.35 m
Longueur d'un miroir	6.42m
Largeur d'un miroir	1m
Longueur du champ	51m
Rangés de miroirs par module	8
Hauteur récepteur/miroirs	8.03m

3.1.5.3. Le récepteur

La géométrie du récepteur est définie précisément, avec ses éléments :

- le tube absorbeur,
- le réflecteur secondaire,
- la vitre.

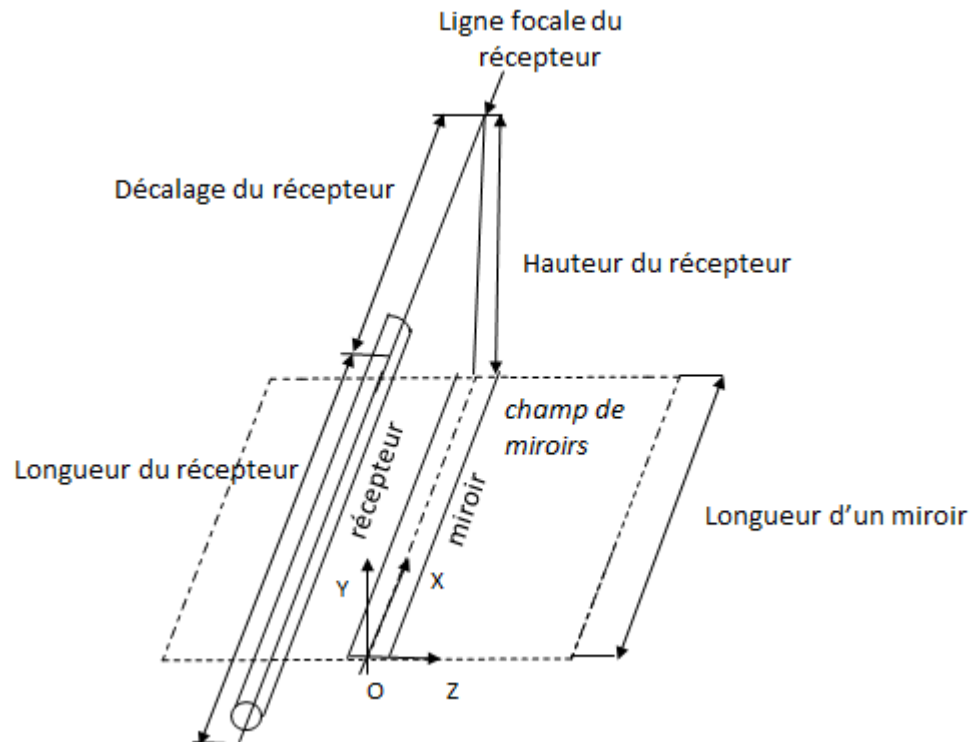


Figure 3.5 : position du récepteur

Le tableau 3.2 rassemble les principaux paramètres de la géométrie du récepteur :

Tableau 3.2 : principaux paramètres de la géométrie du récepteur

Désignation du paramètre	Valeur
Longueur du récepteur	51.36m
Diamètre du récepteur	0.089m
Largeur du réflecteur secondaire	0.34cm
Épaisseur de la vitre	0.005m

- **Tube absorbeur** : Il est défini par son diamètre.
- **Réflecteur secondaire** : On fait souvent appel à un réflecteur secondaire au-dessus du tube, afin de réduire l'effet de débordement. On fixe alors sa largeur et sa forme. Dans la configuration modélisée, le réflecteur est de type Concentrateur Parabolique Composé (CPC).
- **Vitre** : Une paroi en verre est indispensable pour limiter les pertes radiatives infrarouges. On définit l'épaisseur et la forme de la vitre :

cylindrique dans le cas d'un tube sous vide, ou plane pour fermer une cavité formée par le réflecteur secondaire.

- **Propriétés optiques** : elles concernent:

- la réflectivité des miroirs : ρ_{miroir}
- la réflectivité du réflecteur secondaire : ρ_{RS}
- l'absorptivité du tube absorbeur : α_{tube}
- pour la vitre :
 - la réflectivité : ρ_{RS} définie pour une incidence normale
 - la transmittivité : τ définie pour une incidence normale

Les différentes propriétés sont définies dans le tableau 3.3:

Tableau 3.3 : Paramètre de l'optique

Désignation du paramètre	Valeur
Réflectivité des miroirs	0.94
Réflectivité du réflecteur secondaire	0.95
Absorptivité du tube absorbeur	0.95
Réflectivité de la vitre	0.05
Transmittivité de la vitre	0.95
Absorption du réflecteur secondaire	0.05

D'autres paramètres sont pris en compte dans la modélisation optique, sont nécessaires pour modéliser un champ solaire à concentrateur de Fresnel ils concernent :

- La distance entre le tube absorbeur et la ligne focale du récepteur : le centre du tube est situé par défaut sur la ligne focale visée par tous les miroirs. Ce paramètre permet de modifier la position du tube en hauteur.
- La distance entre le réflecteur secondaire et la ligne focale : le point (ou ligne) origine du réflecteur secondaire est souvent situé au-dessus de la ligne focale du récepteur. On fixe ainsi la position du réflecteur secondaire en hauteur, par rapport à cette ligne focale.
- Ecartement du réflecteur secondaire : c'est la distance entre les deux points focaux de la parabole

- Distance focale du réflecteur secondaire : les deux portions de paraboles sont de part et d'autre de la ligne origine du récepteur. Ce paramètre définit la position des sommets des paraboles, par leur décalage horizontal par rapport à la ligne origine du réflecteur secondaire

Tous les paramètres qui définissent le récepteur sont illustrés dans les figures 3.6, 3.7 ci-dessous :

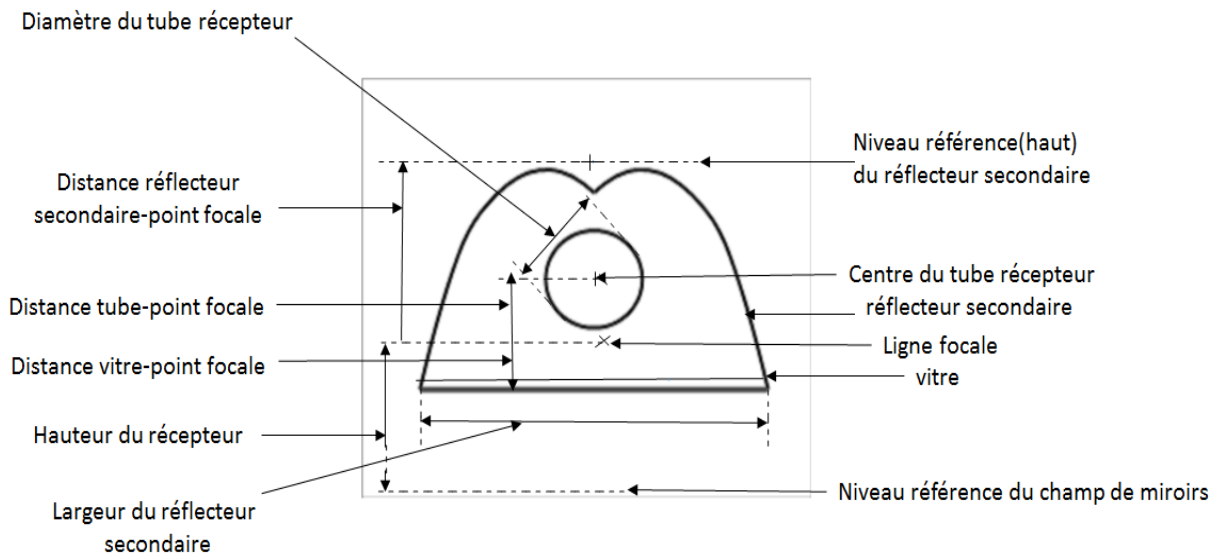


Figure 3.6 : Les paramètres qui définissent le récepteur

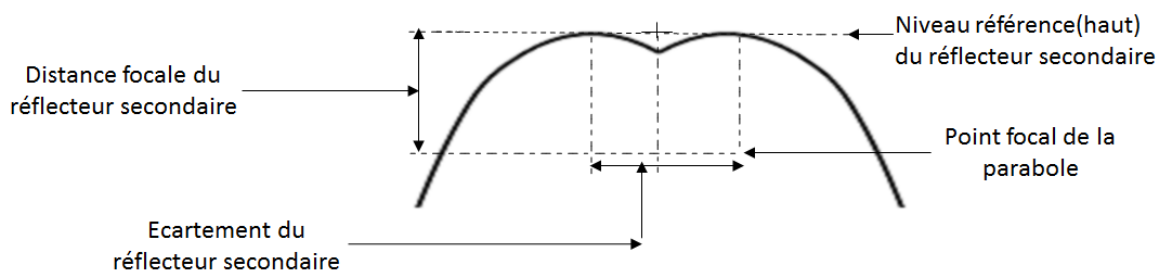


Figure 3.7 : Les paramètres qui définissent le réflecteur secondaire (CPC)

3.1.6. Modèle du soleil

Le modèle utilisé est le pill-box (luminance homogène sur l'ensemble du cône solaire), qui est suffisant pour notre étude. La luminance du rayonnement solaire incident est alors constante sur l'ensemble du disque solaire. Nous définissons l'angle solide du soleil par le demi angle d'ouverture du cône solaire exprimé par l'angle $\Theta = 4.65\text{mrad} = 16'$.

La position du soleil est déterminée en fonction du lieu (latitude, longitude) et de la date (date, heure). On parlera en heure solaire : le midi solaire (12h solaire) correspond au passage du soleil au Sud. C'est aussi le moment où il est le plus haut au-dessus de l'horizon.

3.1.7. Paramètres pour le Modèle Optique

Mois : Le mois est compté de 1 à 12, pour Janvier à Décembre.

Jour : Le jour du mois va de 1 à 28, 29, 30 ou 31 suivant les mois.

Heure : C'est l'heure du jour (0 à 24).

Profil de DNI : Ce paramètre permet de choisir le profil de DNI (Direct Normal Irradiance) utilisé lors de la simulation optique. Ces profils d'ensoleillement sont propres à chaque lieu et à chaque heure. Les données proviennent de la base de données SoDa, réalisée par Mines ParisTech et disponible en ligne : [62]

(www.sodais.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php).

Les profils de DNI suivants sont disponibles :

- 21/03 : Equinoxe de printemps (21 Mars) à la Seyne-sur-Mer, (Sud de la France)
- 21/06 : Solstice d'été (21 Juin) à la Seyne-sur-Mer.
- 21/09 : Equinoxe d'automne (21 Septembre) à la Seyne-sur-Mer.
- 21/12 : Solstice d'hiver (21 Décembre) à la Seyne-sur-Mer.

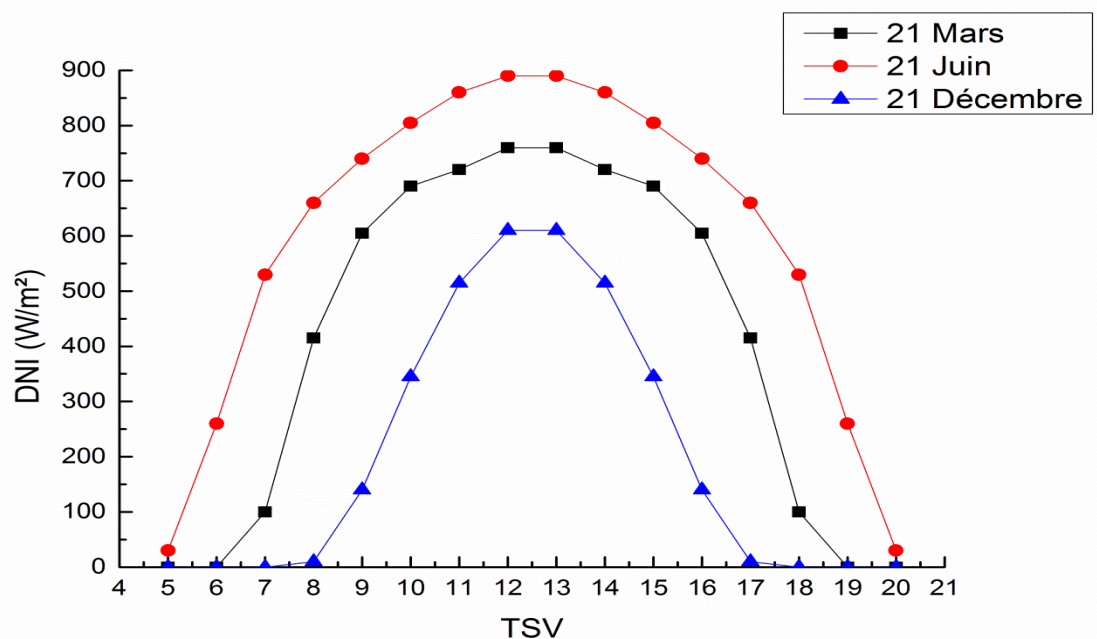


Figure 3.8 : Exemples de profils d'ensoleillement direct à la Seyne-sur-Mer (sud de la France)

3.1.8. Hypothèse prise en compte pendant la simulation

- Défauts de surface des éléments sont modélisés par une distribution gaussienne de normales de réflexion effective.
- Soleil :
 - Angle d'ouverture d'angle solaire : 4.65 mrad
 - De type « Pyll-Box », la puissance est homogène sur l'ensemble du cône solaire
 - Centrale solaire dans l'hémisphère Nord (coordonnées du soleil uniquement valable pour cet hémisphère.

- **Entrés pour le code**

Les résultats de calculs obtenus concernent des simulations journalières (de 6h à 18h) pendant une année pour chacune des configurations étudiés, Ainsi, les simulations sont effectuées durant 4 journées typiques de chacune des 4 saisons d'une année. Il s'agit de : 21/03, 21/06, 21/09, 21/12, les entrés alors concernes :

- Profils des DNI
- Nombre de photons envoyés qui est fixé à 1000000 de rayons
- Les paramètres géométriques du module qui sont définis ci-dessus (champ solaire, récepteur, propriété optiques des matériaux...)
- La position du soleil (localisation et orientation de l'installation, heure et jour de l'année...)

3.1.9. Les erreurs optiques

L'optique n'est en pratique pas parfaite. Pour que le modèle représente mieux la réalité, on prend en compte les erreurs optiques. Elles sont de plusieurs natures:

- erreur de position : la position du miroir peut souffrir d'un pointage inexact du système de suivi, ou d'un jeu dans les éléments mécaniques. Les éléments du système optique peuvent être décalés à cause d'un problème de la structure de support de champ, désorientation de l'axe de rotation du miroir, récepteur mal positionné en hauteur ou désaligné...).
- erreur de courbure : la forme des miroirs n'est pas parfaite. Il peut y avoir des erreurs de déformation (torsion) dues au mouvement système mécanique, ou dans la fabrication du verre.

- erreur de specularité : des imperfections de surfaces (fabrication, rayures...) peuvent dévier les rayons dans des directions imprévues. De même la poussière apporte une composante de réflexion diffuse dans le comportement spéculaire du miroir.
- Les erreurs de pointage : elles prennent en compte les erreurs du système mécanique des miroirs assurant le suivi du soleil

3.2. MODELISATION THERMIQUE

3.2.1. Introduction

Le but de cette étude est de déterminer le modèle thermique décrivant le transfert thermique au sein du récepteur. À partir de données solaires et climatiques réelles, ce modèle permet de déterminer la température sur les différentes surfaces du récepteur, la température du fluide caloporteur et les différents paramètres caractérisant la performance thermique du champ solaire.

3.2.2. Outil de calcul

Nous utilisons le même outil « Fast » (décrit et définit dans la partie optique). La puissance collectée par le tub est générée par le modèle optique et va être introduite dans les entrées du modèle thermique avec la température d'entrée de fluide ainsi que le débit.

3.2.3. Description du récepteur

Le modèle thermique proposé dans cette partie est basé sur une géométrie classique des récepteurs pour réflecteur linéaire de Fresnel. La configuration considérée est un absorbeur tubulaire, surmonté d'un réflecteur secondaire, formant une cavité fermée par une vitre en partie inférieure.

On distingue donc, comme le montre la figure 3.9 les trois éléments :

- le tube cylindrique, dans lequel circule le fluide caloporteur. Sa paroi externe est absorbante.

On choisit un matériau sélectif : très absorbant pour le rayonnement solaire et peu émissif dans l'infrarouge, afin de limiter les pertes thermiques.

- le réflecteur secondaire, placé au-dessus du tube. Il réfléchit sur le tube, le rayonnement solaire qui entre dans la cavité. Il augmente ainsi le facteur de concentration de l'optique. L'autre avantage est de mieux répartir la puissance incidente sur le pourtour du tube.
- la vitre, qui ferme la cavité au-dessous. Elle laisse passer le rayonnement solaire, mais bloque le rayonnement infrarouge. Les pertes thermiques sont ainsi réduites.

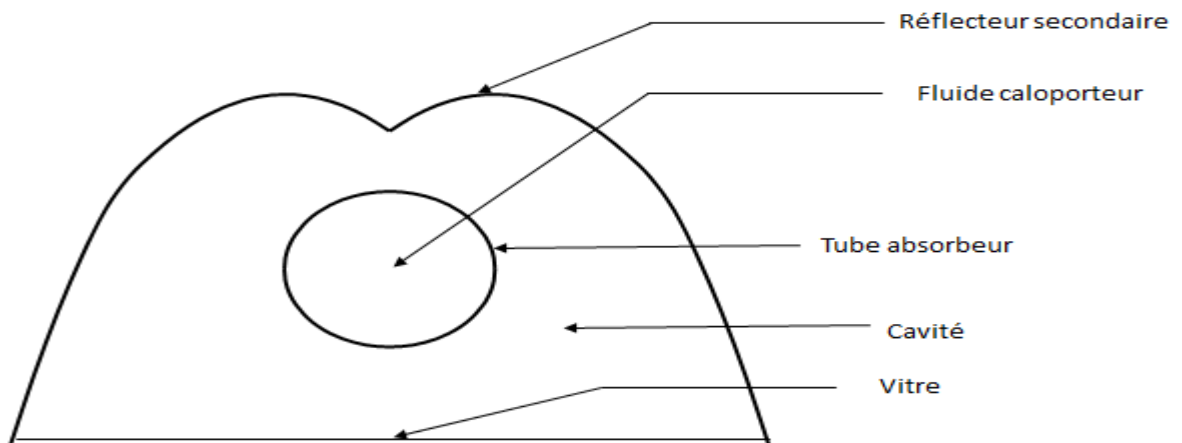


Figure 3.9 : schéma du récepteur modélisé

Le tableau 3.4 résume quelques propriétés géométriques du récepteur modélisé :

Tableau 3.4 : paramètres géométriques du récepteur modélisé

Paramètres	Valeur (m)
Longueur du récepteur	51.36
Diamètre du tube absorbant	0.089
Largeur totale du récepteur	0.42
Épaisseur de la vitre	0.005
Hauteur du récepteur	8.03

3.2.4. Modélisation des échanges thermiques dans le récepteur

Le modèle thermique développé dans cette étude est basé sur le bilan thermique à travers chaque surface du récepteur ; et en tenant compte des différentes modes de transferts de chaleur qui se produisent à l'intérieur et à l'extérieur du récepteur. Le modèle thermique simplifié permet d'évaluer la température sur chaque surface du récepteur. Cela conduit à évaluer le

rendement thermique du récepteur en tenant compte des puissances thermiques radiatives et convectives perdues.

3.2.4.1. Hypothèses du modèle

Le modèle mathématique régissant le transfert de chaleur dans le récepteur, est basé sur les lois de conservation d'énergie et de masse à travers les différentes surfaces constituant le récepteur. Il est basé sur les hypothèses simplificatrices suivantes:

- Toutes les températures, le flux solaire incident et les propriétés thermodynamiques sont uniformes, homogène dans chaque surfaces du récepteur.
- La surface externe du réflecteur secondaire est thermiquement isolée et le transfert thermique par conduction vers l'extérieur est négligeable.
- Les propriétés optiques des surfaces du récepteur sont constantes dans tout le spectre du rayonnement solaire
- La vitre est totalement transparente au rayonnement visible, cela revient au faible épaisseur de la vitre ainsi que son faible absorptivité (< 0.02)

3.2.4.2. Formulation mathématique du modèle

La figure 3.10 représente les cinq surfaces à travers lesquelles le bilan énergétique global est établi. Il s'agit de:

- La surface extérieure de la vitre (S_{VE}) sur laquelle nous calculons la température moyenne T_{VE} ,
- La surface intérieure de la vitre (S_{VI}) sur laquelle nous calculons la température moyenne T_{VI} ,
- La surface du réflecteur secondaire (S_{RS}) sur laquelle nous calculons la température moyenne T_{RS} ,
- La surface intérieure du tube absorbeur (S_{RI}) sur lequel nous calculons la température moyenne T_{RI} ,
- La surface extérieure du tube absorbeur (S_{RE}) sur lequel nous calculons la température moyenne T_{RE} .

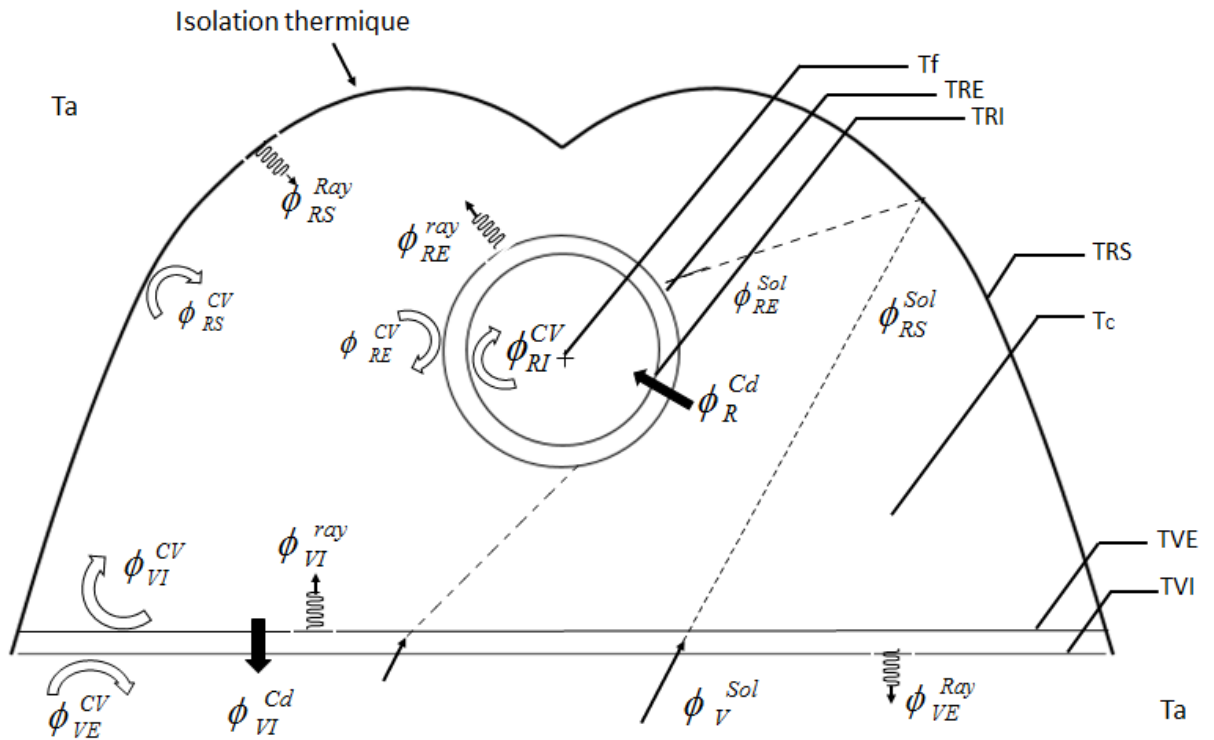


Figure 3.10 : Bilan thermique au niveau du récepteur

La puissance totale absorbée par le tube Φ_{RE}^{SOL} est générée par le code optique (décrit dans la partie précédente), ensuite cette puissance est transférée par conduction vers la surface interne de tube Φ_R^{Cd} et elle transférée au fluide caloporteur par convection Φ_{RI}^{Cv} à travers la surface interne du tube absorbant, l'énergie restante est transmise à la vitre et au réflecteur secondaire par convection avec l'air de la cavité Φ_{RE}^{Cv} , et par rayonnement infrarouge $\Phi_{RE}^{ray(net)}$.

L'énergie provenant du rayonnement infrarouge (rayonnée par le tube absorbant et le réflecteur secondaire), et la convection à l'intérieur de la cavité traverse la vitre vers l'extérieur Φ_V^{Cd} , puis un échange par convection entre la vitre et l'air ambiant Φ_{VE}^{Cv} , et par rayonnement infrarouge Φ_{VE}^{ray} à travers la surface externe de la vitre.

Les équations du bilan énergétique en régime permanent sont déterminées par la conservation de l'énergie dans chaque surface du récepteur.

3.2.4.3. Equations du bilan

- Au niveau de la surface extérieure de la vitre :

La surface extérieure de la vitre (que l'on note S_{VE}) reçoit un flux de conduction provenant de la surface intérieure de la vitre. D'autre part, elle échange par rayonnement avec le milieu environnant le flux net $\Phi_{VE \rightarrow amb}^{ray}$:

$$\Phi_V^{Cd} - \Phi_{VE}^{Cv} - \Phi_{VE \rightarrow amb}^{ray} = 0 \quad (3.5)$$

- Au niveau de la surface intérieure de la vitre :

La surface intérieure de la vitre (que l'on note S_{VI}) reçoit un flux de rayonnement provenant de la surface extérieure du récepteur (S_{RE}) et la surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}), soit $\Phi_{RS \rightarrow VI}^{ray}$ et $\Phi_{RE \rightarrow VI}^{ray}$. D'autre part, elle émet aussi par rayonnement vers (S_{RS}) et (S_{RE}) $\Phi_{\substack{VI \rightarrow RS \\ VI \rightarrow RE}}^{ray}$, perd par conduction à l'intérieure de la vitre le flux Φ_V^{Cd} et aussi par convection avec l'air de la cavité le flux Φ_{VI}^{Cv} :

$$\Phi_{RS \rightarrow VI}^{ray} + \Phi_{RE \rightarrow VI}^{ray} - \Phi_{\substack{VI \rightarrow RS \\ VI \rightarrow RE}}^{ray} - \Phi_{VI}^{Cv} - \Phi_V^{Cd} = 0$$

Soit $\Phi_{VI(net)}^{ray}$ le flux net échangé ou perdu par la surface SVI par rayonnement tel que :

$$\Phi_{VI(net)}^{ray} = \Phi_{\substack{VI \rightarrow RS \\ VI \rightarrow RE}}^{ray} - \Phi_{RS \rightarrow VI}^{ray} - \Phi_{RE \rightarrow VI}^{ray}$$

Donc l'équation du bilan final sur la surface intérieure de la vitre s'écrit :

$$\Phi_{VI(net)}^{ray} + \Phi_{VI}^{Cv} + \Phi_V^{Cd} = 0 \quad (3.6)$$

- **Pour l'air de la cavité :**

Le milieu, rempli d'air dans la cavité, échange par convection avec la surface extérieure du tube absorbeur (S_{RE}) Φ_{RE}^{Cv} , la surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}) Φ_{RS}^{Cv} ainsi que la surface intérieure de la vitre (S_{VI}) Φ_{VI}^{Cv} :

$$\Phi_{RE}^{Cv} + \Phi_{VI}^{Cv} + \Phi_{RS}^{Cv} = 0 \quad (3.7)$$

- **Au niveau de la surface extérieure du tube récepteur :**

La surface extérieure du tube absorbeur (S_{RE}) reçoit un flux radiatif solaire Φ_{RE}^{SOL} , un flux de rayonnement provenant de la surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}) et de la surface intérieure de la vitre (S_{VI}), soit $\Phi_{RS \rightarrow RE}^{ray}$ et $\Phi_{VI \rightarrow RE}^{ray}$. D'autre part, elle émet aussi par rayonnement vers (S_{RS}) et (S_{VI}) $\Phi_{\begin{matrix} RE \rightarrow RS \\ RE \rightarrow VI \end{matrix}}^{ray}$, perd par conduction à l'intérieure du tube (dans le gap entre le rayon interne RI et le rayon externe RE du tube) le flux Φ_R^{Cd} et aussi par convection avec l'air de la cavité le flux Φ_{RE}^{Cv} :

$$\Phi_{RE}^{SOL} + \Phi_{VI \rightarrow RE}^{ray} + \Phi_{RS \rightarrow RE}^{ray} - \Phi_{\begin{matrix} RE \rightarrow RS \\ RE \rightarrow VI \end{matrix}}^{ray} - \Phi_{RE}^{Cv} - \Phi_R^{Cd} = 0$$

Soit $\Phi_{RE(net)}^{ray}$ le flux net échangé ou perdu par la surface S_{RE} par rayonnement tel que :

$$\Phi_{RE(net)}^{ray} + \Phi_{RE}^{Cv} + \Phi_R^{Cd} = 0$$

Donc l'équation du bilan final sur la surface extérieure du tube s'écrit :

$$\Phi_{RE}^{SOL} - \Phi_{RE}^{Cv} - \Phi_R^{Cd} - \Phi_{RE(net)}^{ray} = 0 \quad (3.8)$$

- **Au niveau de la surface intérieure du réflecteur secondaire:**

La surface intérieure du réflecteur secondaire (S_{RS}) reçoit un flux de rayonnement provenant de la surface extérieure du tube absorbeur (S_{RE}) et de la surface intérieure de la vitre (S_{VI}), soit $\Phi_{RE \rightarrow RS}^{ray}$ et $\Phi_{VI \rightarrow RS}^{ray}$. D'autre part, elle émet aussi par rayonnement vers (S_{RE}) et (S_{VI}) $\Phi_{\begin{smallmatrix} RS \rightarrow RE \\ RS \rightarrow VI \end{smallmatrix}}^{ray}$, et perd par convection avec l'air de la cavité le flux Φ_{RS}^{Cv} (les pertes par conduction sont négligées à l'intérieur du réflecteur secondaire) :

$$\Phi_{RE \rightarrow RS}^{ray} + \Phi_{VI \rightarrow RS}^{ray} - \Phi_{\begin{smallmatrix} RS \rightarrow RE \\ RS \rightarrow VI \end{smallmatrix}}^{ray} - \Phi_{RS}^{Cv} = 0$$

Soit $\Phi_{RS(net)}^{ray}$ le flux net échangé ou perdu par la surface S_{SR} par rayonnement tel que :

$$\Phi_{RS(net)}^{ray} = \Phi_{\begin{smallmatrix} RS \rightarrow RE \\ RS \rightarrow VI \end{smallmatrix}}^{ray} - \Phi_{RE \rightarrow RS}^{ray} - \Phi_{VI \rightarrow RS}^{ray}$$

L'équation du bilan final sur la surface intérieure du réflecteur secondaire s'écrit :

$$\Phi_{RS(net)}^{ray} + \Phi_{RS}^{Cv} = 0 \quad (3.9)$$

- **Au niveau de la surface intérieure du tube récepteur :**

La surface intérieure du tube absorbeur (S_{RI}) reçoit un flux de conduction en provenance de la surface extérieure du tube (S_{RE}) Φ_R^{Cd} et échange par convection avec le fluide caloporteur le flux Φ_{RI}^{Cv}

$$\Phi_R^{Cd} - \Phi_{RI}^{Cv} = 0 \quad (3.10)$$

Nous disposons de 6 équations avec 7 inconnues : T_{VE} , T_{VI} , T_C , T_{RS} , T_{RE} , T_{RI} et T_f . Une autre équation est nécessaire pour résoudre le problème. Il s'agit de l'équation d'énergie dans le fluide caloporteur. Le flux de chaleur reçu par le fluide de la part du tube absorbeur est défini par :

$$\Phi_{RI}^{Cv} = \dot{m}_f C_P (T_f - T_{f,i}) \quad (3.11)$$

Finalement le système d'équations à résoudre est :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_V^{Cd} - \Phi_{VE}^{Cv} - \Phi_{VE \rightarrow amb}^{ray} = 0 \\ \Phi_{VI(net)}^{ray} + \Phi_{VI}^{Cv} + \Phi_V^{Cd} = 0 \\ \Phi_{RE}^{Cv} + \Phi_{VI}^{Cv} + \Phi_{RS}^{Cv} = 0 \\ \Phi_{RE}^{SOL} - \Phi_{RE}^{Cv} - \Phi_R^{Cd} - \Phi_{RE(net)}^{ray} = 0 \\ \Phi_{RS(net)}^{ray} + \Phi_{RS}^{Cv} = 0 \\ \Phi_R^{Cd} - \Phi_{RI}^{Cv} = 0 \end{array} \right.$$

Avec

Φ^{Cd} : Puissance thermique transférée par conduction

Φ^{ray} : Puissance thermique transférée par rayonnement infrarouge

Φ_V^{Cd} : Puissance thermique transférée par convection

Φ_{RE}^{SOL} : Puissance thermique transférée par rayonnement solaire, générée par le code optique (décrit et définie dans la partie précédente)

Les entrées du modèle sont : la température ambiante (T_a), la température du fluide à l'entrée $T_{f,i}$, le débit massique \dot{m}_f , et la puissance solaire absorbée par le tube Φ_{RE}^{SOL} , et on aura comme sortie les différentes températures aux surfaces de l'absorbeur, et la température de sortie de fluide

Dans le modèle, le transfert de chaleur par convection se produit à l'intérieur et à l'extérieur de la cavité. Pour déterminer les coefficients de transfert radiatif nous considérons le tube absorbeur et le réflecteur secondaire comme étant deux cylindres concentriques, et nous supposons que la convection à l'intérieur de la cavité est libre, tandis que dans l'extérieur de la cavité sera naturelle ou forcée, selon l'existence du vent.

Pour évaluer les flux radiatifs, on considère que toutes les surfaces du récepteur sont des corps gris diffusés.

Les flux radiatifs entre les surfaces du récepteur sont évalués par la méthode des radiosités, nous supposons que :

- Toutes les surfaces traités sont opaque, pour que $\varepsilon = \alpha$ et $\rho = 1 - \varepsilon$
- Les températures et le flux de chaleur sont uniformes pour chaque surface du récepteur

La perte de chaleur de chaque surface i (VI, RS, RE) est déterminée par la méthode des radiosités J_{RS} , et l'émittance de la surface grise M_i^0 :

L'échange radiatif entre la vitre et l'air ambiant, causé par la différence de température entre la surface de la vitre et l'air ambiant est donné par :

$$\Phi_{VI \rightarrow amb}^{ray} = \varepsilon_{VE} S_{VE} (M_{VE} - M_a) \quad (3.12)$$

Avec : M_a est l'emittance de l'environnement

La loi de Fourier pour la conduction à travers un cylindre creux Φ_R^{cd} est donné par :

$$\Phi_{RI}^{cd} = \frac{1}{R_R^{th}} (T_{RE} - T_{RI}) \quad (3.13)$$

Avec R_R^{th} est la résistance thermique de tube absorbeur

Le transfert par conduction à travers la surface de la vitre Φ_V^{cd} est donné par :

$$\Phi_{VI}^{cd} = \frac{1}{R_V^{th}} (T_{VE} - T_{VI}) \quad (3.16)$$

Avec R_V^{th} est la résistance thermique de la vitre

Chaque résistance thermique est déterminée en fonction du coefficient conductif, et cela pour le tube et la vitre.

Après avoir estimé les différents flux conductifs, convectifs, et radiatifs, on aura un système d'équation algébrique non linéaire, ce système a été résolu itérativement, moyennant l'outil de calcul numérique Scilab.

3.3. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les deux modèles optique et thermique utilisés pour déterminer les divers performances, les deux modèles sont couplés de tel sorte que les résultats générés par le modèle optique sont les entrés du modèle thermique. Les résultats détaillés sont présenté dans le chapitre 4 suivant.

CHAPITRE 4

RESULTATS DE LA MODELISATION

4.1. RESULTATS DE LA MODELISATION OPTIQUE

4.1.1. Introduction

Ce chapitre est divisé en deux grandes parties, dans la première nous allons présenter les résultats de la modélisation optique à savoir : les résultats de l'étude paramétrique afin de déterminer l'influence de chaque paramètres sur les performances (impact de la vitre, impact de la géométrie du récepteur, impact de l'orientation du champ solaire, et l'impact de courbures des miroirs). Nous allons présenter aussi les résultats du calcul d'optimisation afin de déterminer la configuration optimale de notre centrale, sur laquelle l'étude expérimentale va se réaliser, ainsi que les résultats de dimensionnement de notre centrale (la hauteur du récepteur...). Dans la deuxième partie nous allons présenter les résultats de la modélisation thermique à savoir : les températures aux surfaces du récepteur, le rendement thermique, l'impact de l'isolation sur le rendement thermique du récepteur.

4.1.2. Les résultats obtenus

Le but de cette étude est de comparer les performances obtenues par les différentes configurations pour le prototype solaire à concentrateur de Fresnel de la CNIM, à savoir : Récepteur mono-tube ou bi-tube, avec ou sans vitre, et ainsi d'en déduire les plus intéressante. Pour pouvoir les évaluer, le comportement de chaque configuration a été simulé pour une série d'instant caractéristiques.

-Au Solstice d'hiver : le 21/12 à 12h, A l'Equinoxe : le 21/03 de 06h à 18h, Au Solstice d'été : le 21/06 à 12h

La diversité de ces dates de simulations permettra d'étudier l'évolution des performances du prototype, aussi bien au cours d'une journée que sur une année entière (en prenant midi comme heure de comparaison). Pour chacune de ces

simulations, plusieurs indicateurs de performances ont été calculés (puissance captée par le tube absorbeur, puissance perdue par ombrage, puissance perdue par blocage, puissance perdue par débordement,...), ainsi que la distribution du flux dans le tube absorbeur (cartes de flux), c'est donc sur l'ensemble de ces informations que se sont basées les comparaisons qui suivent.

- **Rendement optique** : c'est l'indicateur par excellence de la performance optique d'un système à concentration solaire, ce dernier a été calculé en faisant le ratio du flux absorbé par le tube avec la puissance solaire frappant le champ de miroirs, lorsque ces derniers font face au soleil, ce qui s'écrit comme suit :

$$\eta_{optique} = \frac{P_a}{DNI.S}$$

Ce rendement prend en compte les différentes pertes (l'effet cosinus, les propriétés optiques des matériaux et des performances géométriques du système).

Dans le but d'évaluer d'une manière plus pertinente les différentes configurations, on va introduire deux indicateurs dérivé du rendement optique. Tout d'abord «**l'efficacité optique journalière** » qui consiste à calculer l'énergie totale collectée par le module sur la journée divisée par l'énergie totale incidente (somme des DNI horaires). En prenant comme hypothèse une efficacité optique est une densité de flux incident (DNI) constante sur une heure donnée, le calcul de l'énergie collectée revient de faire la somme des efficacités optiques multipliées par leur DNI correspondant. On obtient alors une efficacité optique moyenne pour une journée considérée.

Le deuxième indicateur est «**l'efficacité optique annuelle** », il se base sur le même principe que le précédent, en déterminant cette fois ci l'énergie totale collectée sur l'année divisée par l'énergie totale incidente. L'énergie récupérée est calculé en faisons la somme des efficacités optiques journalières multipliée par leur énergie incidente journalière correspondante. Pour faire l'étude sur toutes les heures de l'année cela prend beaucoup de temps de calcul. C'est pour quoi on fait l'hypothèse que cela revient à faire la somme des énergies collectées

uniquement sur les quatre journées caractéristiques (le solstice d'hiver, les deux équinoxes et le solstice d'été), divisé par la somme de l'énergie incidente sur ces quatre jours.

Les résultats obtenus par exemple pour la journée de 21/03 sont présentés dans le tableau 4.1 :

Tableau 4.1 : les résultats obtenus pour la journée de 21/03

TSV	DNI (W/m ²)	η_{opt} (%)	Puissance captée par le tube(KW)	Puissance perdue par ombrage (KW)	Puissance perdu par Blocage (KW)
6h:00	0	0	0	0	0
7h :00	100	14.16	9.913	31.370	0.394
8h:00	415	30.21	87.778	71.927	2.477
9h:00	605	41.27	174.805	33.511	4.443
10h:00	690	42.68	206.191	6.062	6.587
11h:00	720	40.23	202.783	5.398	6.177
12h:00	760	39.82	211.871	0.116	5.551
13h:00	760	40.29	241.377	5.591	6.601
14h:00	720	42.82	215.854	6.293	6.968
15h:00	690	41.43	200.136	37.881	5.069
16h:00	605	30.28	128.252	104.876	3.594
17h:00	415	14.35	41.713	129.718	1.668
18h:00	100	1.14	0.801	45.322	0.046

$$\eta_{opt \text{ journalier (21/03)}} = \frac{\text{Energie totale collectée}}{\text{Energie totale incidente}} = \frac{\sum(\eta_{opt} * \text{DNI})}{\sum \text{DNI}} = \frac{2247.35}{6590} = \mathbf{35.62 \%}$$

$$\eta_{opt \text{ journalier (21/06)}} = \mathbf{53.28 \%}$$

$\eta_{\text{opt}} \text{ journalier (21/12)} = 13.98 \%$

$$\eta_{\text{opt}} \text{ annuel} = \frac{\text{Energie totale collectée sur l'année}}{\text{Energie totale incidente}} = \frac{\sum(\eta_{\text{opt}} \text{ journalière} * \text{Energie incidente})}{\sum \text{Energie totale incidente}} = 40.49\%$$

4.1.3. Impact de la vitre sur la concentration du rayonnement

Le but de cette première comparaison est de déterminer l'impact de la présence de la vitre sur les performances du module de Fresnel.

Les tableaux 4.2, 4.3 montrent les résultats obtenus pour les deux configurations :

Tableau 4.2 : Impact de la vitre sur le récepteur mono-tube, 21/03 à 12h

	Avec vitre	Sans vitre	Variation
Absorbé :			
Efficacité optique	39.82%	42.85 %	↗ +7.60 %
Flux absorbé	211.871 KW	228.014 KW	↗ +7.61 %
Pertes :			
Par ombrage	0.116 KW	0.138 KW	↗ +18 %
Par blocage	5.551 KW	5.698 KW	↗ +2.6%
Par débordement	66.207	65.076	↘ -1.7 %
Blocage :			
Par miroirs primaires	0 KW	0 KW	=
Par réflecteur secondaire	5.551 KW	5.561 KW	↘ -0.38%
Réflecteur Secondaire :			
Flux réfléchi *	98.198 KW	104.885 KW	↗ +6.8 %

* Représente le flux réfléchi par le réflecteur secondaire, c'est la somme entre le flux absorbé par le tube après réflexion, et le flux perdu par débordement après réflexion

Tableau 4.3 : Impact de la vitre sur l'efficacité optique du récepteur mono-tube

Efficacité optique	Avec vitre	Sans vitre	Variation
21/12-12h	11.55 %	14.15 %	↗+22.51%
21/03-12h	39.82 %	42.85 %	↗+7.60 %
21/06-12h	61.15 %	64.74 %	↗+5.87 %
21/03-06h	0 %	0 %	=
21/03-07h	14.16 %	14.82 %	↗ +4.66 %
21/03-08h	30.21 %	31.85 %	↗ +5.42 %
21/03-09h	41.27 %	43.81 %	↗ +6.15 %
21/03-10h	42.68 %	45.45 %	↗ +6.49 %
21/03-11h	40.23%	43.23 %	↗ +7.45 %
21/03-12h	39.82 %	42.85 %	↗ +7.60 %
21/03-13h	40.29 %	43.26 %	↗ +7.37%
21/03-14h	42.82 %	43.60 %	↗ +6.49%
21/03-15h	41.43 %	43.91 %	↗ +5.98 %
21/03-16h	30.28 %	32.08 %	↗ +5.94 %
21/03-17h	14.35 %	15.08 %	↗ +5.08 %
21/03-18h	1.14 %	1.16 %	↗ +1.75 %

Comme on peut le voir sur les tableaux des résultats, le prototype possède une efficacité optique plus importante en l'absence de la vitre, au 21 Mars à 12h, cela représente une augmentation de 7.6% (de 39.82% à 42.85%). De manière plus globale la suppression de la vitre permet d'obtenir les efficacités optiques suivantes :

➤ Journalière :

-21/03 : 37.06 %

-21/06 : 56.17 %

-21/12 :16.10 %

➤ Annuelle : 42.75%

On observe donc des augmentations de l'efficacité optique journalière respectivement, de +4 %, +5.42 %, +15.16 %. Sur l'année le gain estimé est attendu de l'ordre de +5.6 %.

D'autre part, on remarque que ce gain diminue lorsque le soleil s'éloigne de l'azimut 0° (à 12h) et lorsque son élévation augmente à azimut constante (du solstice d'hiver vers le solstice d'été). Cette plus-value n'est donc pas constante au cours de la journée ou de l'année.

On peut identifier plusieurs origines de cette hausse. Tous d'abord, l'absence des pertes dues à la traversée de la vitre qui a une transmittivité inférieure à 1, de plus la réflectivité de la vitre augmente avec l'augmentation de l'angle d'incidence du rayon, ce qui a tendance à agir comme un filtre. Sans vitre ce filtre n'existe plus, alors les pertes vont être diminuées.

- **Les cartes de Flux**

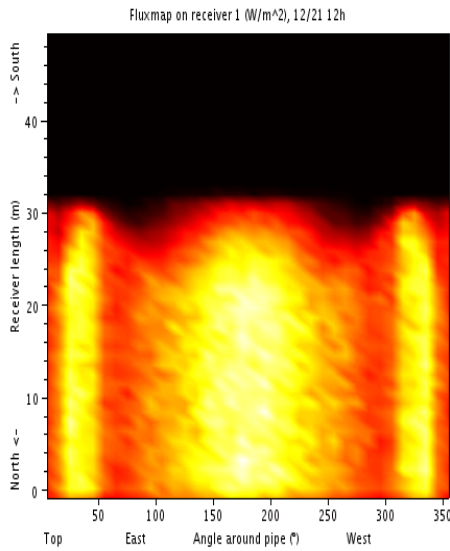
Dans le cas du "Mono-tube", seul le tube numéro 1 existe et ce dernier est placé sur le plan de symétrie du récepteur. Dans le cas du "Bi-tubes", lorsque l'orientation du module selon l'axe Nord-Sud), le tube numéro 1 se trouve alors à l'Ouest du plan de symétrie et le tube numéro 2 à l'Est. Les densités de flux sont exprimées en W/m^2 , l'abscisse représente l'angle [en $^\circ$] parcouru par la génératrice du cylindre et l'ordonnée la longueur [en m] du tube absorbeur.

Il est à noter que les cartes du flux absorbé par un tube ont comme abscisse l'angle qui décrit le périmètre du tube et comme ordonnée la longueur du récepteur. L'abscisse est graduée de 0° à 360° et possède quatre points qui définissent des directions remarquables :

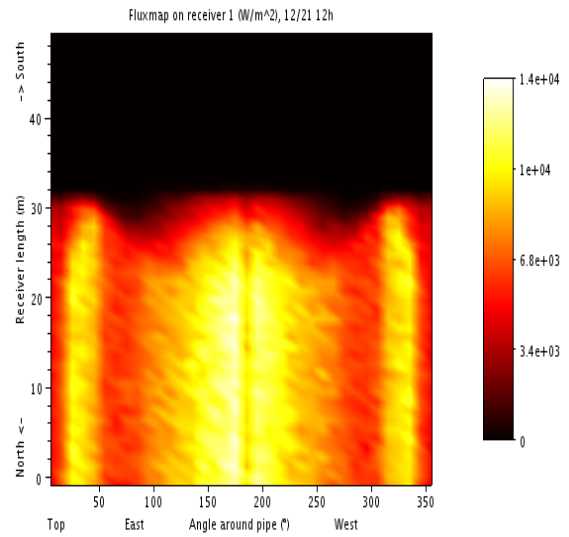
0° vers le haut, 90° vers l'Est, 180° vers le bas, et 270° vers l'Ouest.

L'axe des ordonnées commence avec son origine à l'extrémité Nord du champ de miroir et croît dans le sens positif en direction du Sud

Les figures ci-dessous montrent la distribution des densités de flux pour les journées représentatives (21/12, 21/03, 21/06) pour les configurations mon-tube avec ou sans vitre.

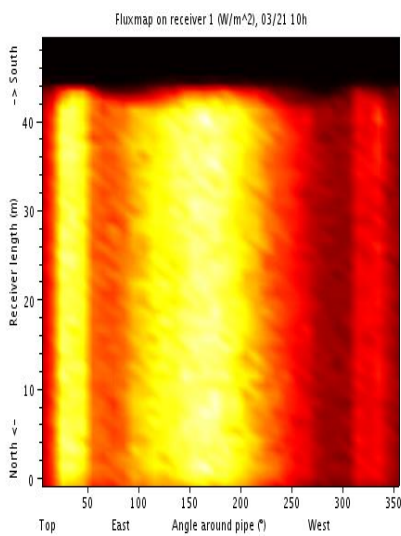


(a) Mono-tube avec vitre

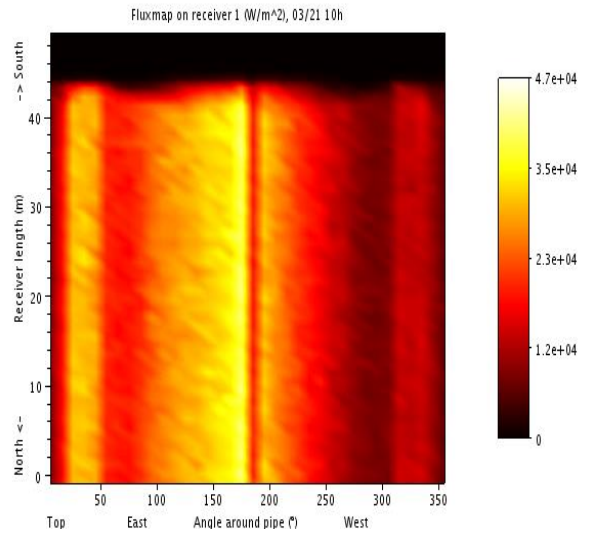


(b) Mono-tube sans vitre

Figure 4.1 : cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/12 à 12h

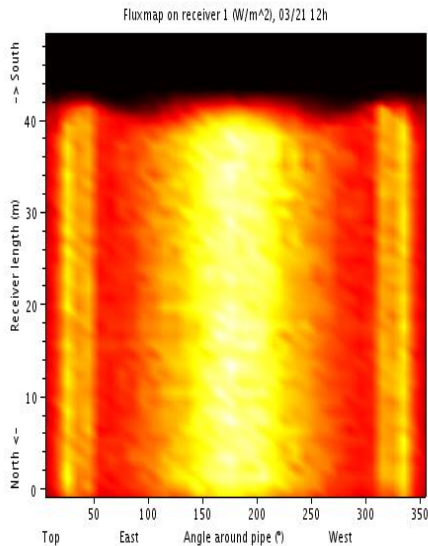


(a) Mon-tube avec vitre

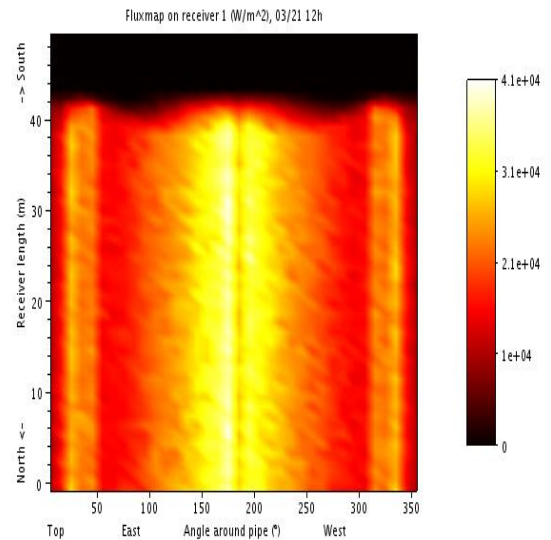


(b) Mono-tube sans vitre

Figure 4.2 : cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/03 à 10h

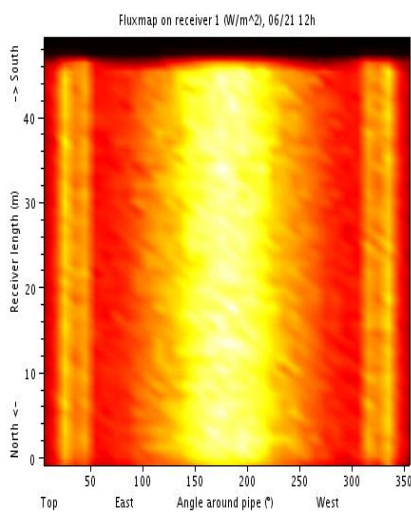


(a) Mono-tube avec vitre

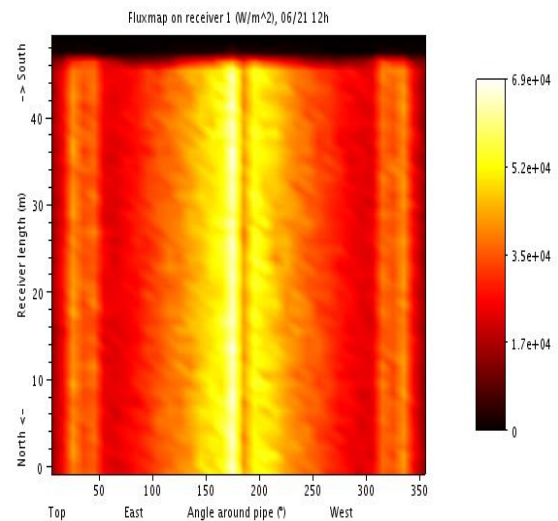


(b) Mono-tube sans vitre

Figure 4.3 : cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/03 à 12h



(a) Mono-tube avec vitre



(b) Mono-tube sans vitre

Figure 4.4 : cartes de flux absorbé par le tube absorbeur (comparaison entre récepteur avec vitre et récepteur sans vitre) pour la journée de 21/06 à 12h

De plus, on remarque sur les cartes de flux que la vitre a un effet d'homogénéisation du flux sur la surface du tube absorbeur. Ce phénomène vient de la réfraction des rayons au sein de la vitre qui a tendance à les disperser en

fonction de leur angle d'incidence. En effet en la supprimant on voit clairement apparaître en bas du tube (170°), une ligne chaude de densité de flux maximale (41 kw/m^2 en hausse de 18 % pour le récepteur mono-tube le 21/03 à 12h). Cette ligne de forte concentration va avoir tendance à augmenter les pertes du récepteur mais aussi certainement à baisser la durée de vie du tube.

Pour les parties non éclairé dans le tube absorbeur sur tout dans les journées du 21/12, 21/03, la partie haute non éclairé dans les cartes du flux revient à la position du soleil (hauteur du soleil), et aussi à l'effet cosinus, par contre les parties qui sont situés à côté (à gauche et à droite s'explique par le fait que les rayons qui sont réfléchis par le réflecteur secondaire ne sont pas absorbés par le tube, revient à la forme du réflecteur secondaire (CPC).

4.1.4. Récepteur mon-tube comparé au récepteur bi-tube

Le but de cette deuxième comparaison est de déterminer si l'élargissement du récepteur et son passage à deux tubes absorbeurs, permet de capter une part plus importante du flux réfléchi par les miroirs.

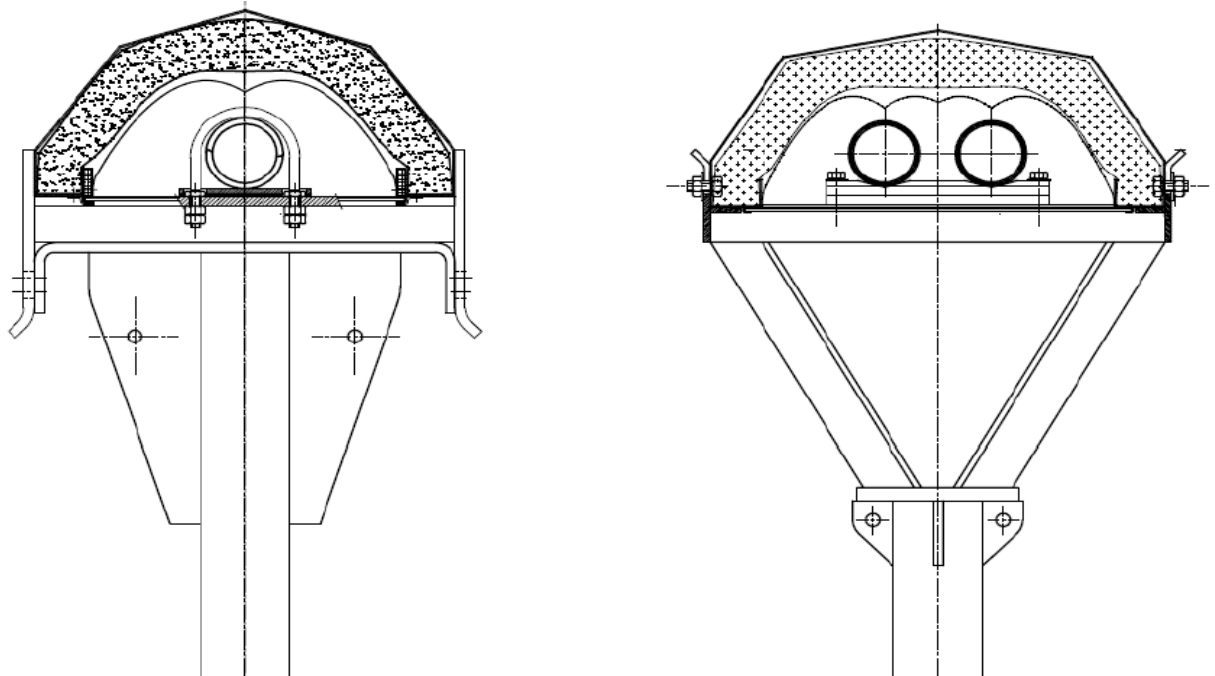


Figure 4.5 : représentation schématique du mono/bi – tube (Source : CNIM)

Les tableaux 4.4, 4.5 montrent les résultats obtenus pour les deux configurations :

Tableau 4.4 : Impact du type de récepteur (avec vitre), 21/03 à 12h

	Mono-tube	Bi-tube	Variation
Absorbé :			
Efficacité optique	39.82 %	45.56%	↗+14.41 %
Flux absorbé total	211.871 KW	242.430 KW	↗ +14.41 %
-par tube1 (Ouest)		49.96 %	
-par tube 2 (Est)		50.03 %	
Pertes :			
Par ombrage	0.116 KW	0.578 KW	↗ + 80 %
Par blocage	5.551 KW	3.858 KW	↘ -30.49 %
Par débordement	66.207	59.605 KW	↘ -10 %
Blocage :			
Par miroirs primaires	0 KW	0 KW	=
Par réflecteur secondaire	5.551 KW	3.858 KW	↘-30.49 %
Réflecteur Secondaire :			
Flux réfléchi*	98.198 KW	70.587 KW	↘ -28.1 %

* Représente le flux réfléchi par le réflecteur secondaire, c'est la somme entre le flux absorbé par le tube après réflexion, et le flux perdu par débordement après réflexion

Tableau 4.5 : Impact du type de récepteur (avec vitre) sur l'efficacité optique

Efficacité optique	Mon-tube	Bi-tubes		Variation
		Tube1(Ouest)	Tube 2 (Est)	
21/12-12h	11.55 %	13.81 % 49.80 %	50.20 %	↗+19.56 %
21/03-12h	39.82 %	46.13 % 49,99%	50,01%	↗+15.84%
21/06-12h	61.15 %	69.34 % 49.99 %	50.01 %	↗+13.4 %
21/03-06h	0 %	0 % 0 %	0%	=
21/03-07h	14.16 %	18.37 % 18.81 %	81.17%	↗+29,73%
21/03-08h	30.21 %	35.58 % 27,86%	72,13%	↗+17.77 %
21/03-09h	41.27 %	47.17 % 32,91%	67,08%	↗ +14.29%
21/03-10h	42.68 %	48.62 % 36,59%	63,40%	↗+13.91%
21/03-11h	40.23%	46.02 % 44,19%	55,80%	↗+14.39%
21/03-12h	39.82 %	45.56 % 49,96%	50,03%	↗+14. 41%
21/03-13h	40.29 %	45.05 % 55,73%	44,26%	↗ +14.29%
21/03-14h	42.82 %	48.70 % 63,31%	36,68%	↗+13.73%
21/03-15h	41.43 %	47.32 % 67,06%	32,93%	↗+14.21%
21/03-16h	30.28 %	35.79 % 72,18%	27,81%	↗+18.19%
21/03-17h	14.35 %	18.54 % 81,24%	18,75%	↗ +29.19%
21/03-18h	1.14 %	1.46 % 56.93 %	43,06 %	↗ +28%

D'après les résultats obtenus, nous remarquons que le passage à un récepteur bi-tubes améliore beaucoup le flux collecté : le 21 Mars à 12h, le rendement optique augmente de 39.82 % à 45.56 %, ce phénomène est dû à une baisse significative du blocage (-30.49 %) et du débordement (-10 %) qui compensent largement l'augmentation d'ombrage que provoque l'élargissement du récepteur (+80 %). D'autre part on observe que le flux absorbé après réflexion par le réflecteur secondaire diminue, car une grande partie du flux incident est absorbé par les deux tubes, ce qui explique aussi par la diminution du débordement avant et après la réflexion par le CPC.

De manière plus globale cette nouvelle configuration permet d'obtenir les efficacités optiques suivantes :

➤ Journalière :

-21/03 : 42.34 %

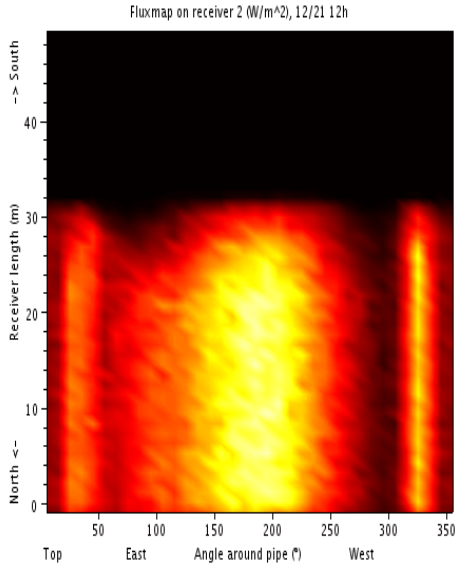
-21/06 : 60.55 %

-21/12 : 16.64 %

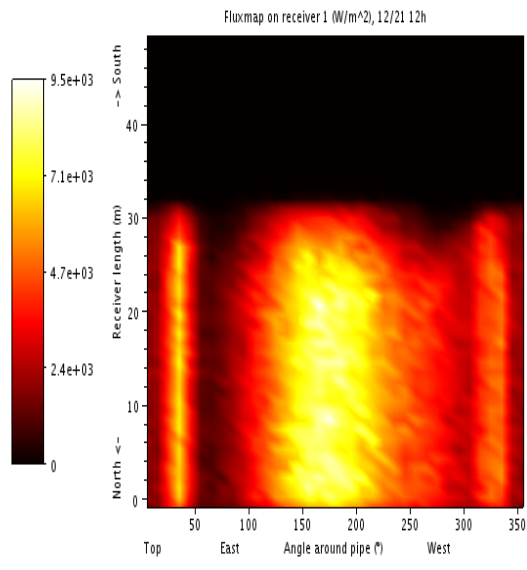
➤ Annuelle : 46.79%

On observe donc des augmentations de l'efficacités optiques journalière respectivement, de +18.8 %, +13.6 %, +19 %. Sur l'année le gain estimé est attendu de l'ordre de +15.5 %, soit environ 3 fois plus important que la suppression précédente de la vitre.

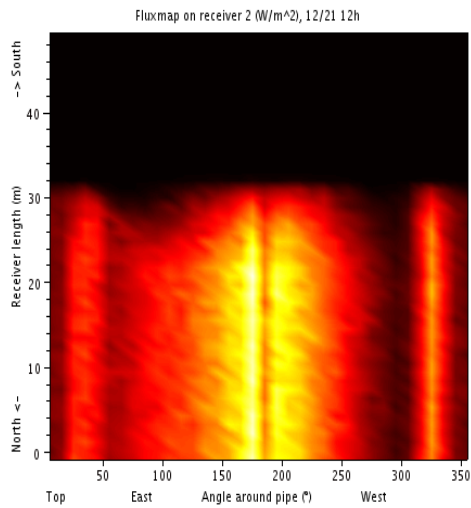
Les figures ci-dessous montrent la distribution des densités de flux pour les journées représentatives (21/12, 21/03, 21/06) pour les configurations bi-tube avec vitre.



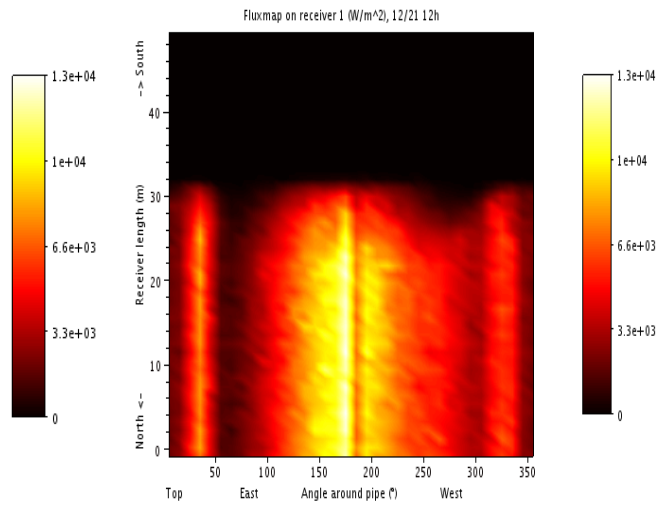
(a) Bi-tube (Est) avec vitre



(b) Bi-tube (Ouest) avec vitre

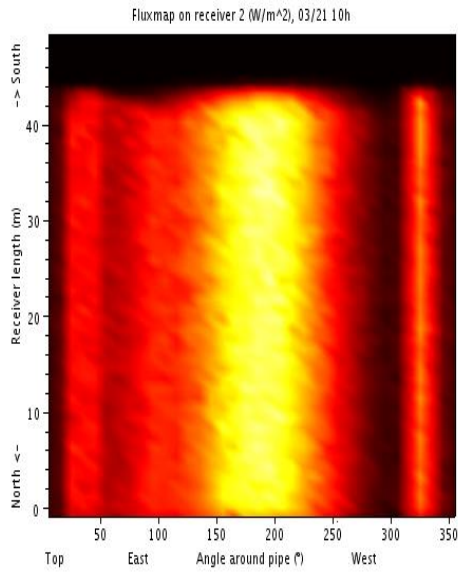


(a) Bi-tube (Est) sans vitre

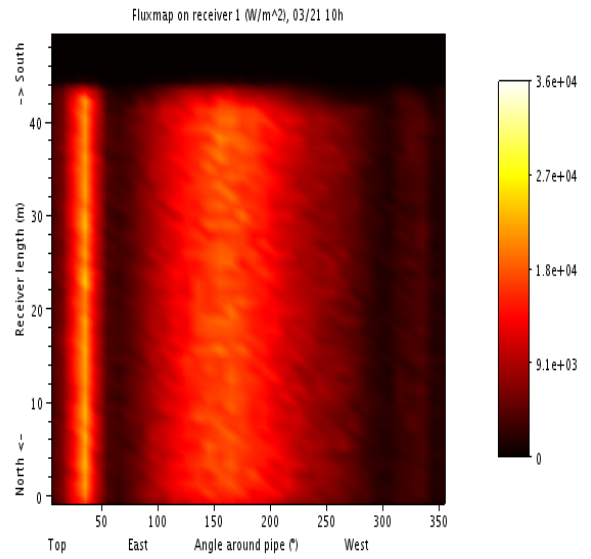


(b) Bi-tube (Ouest) sans vitre

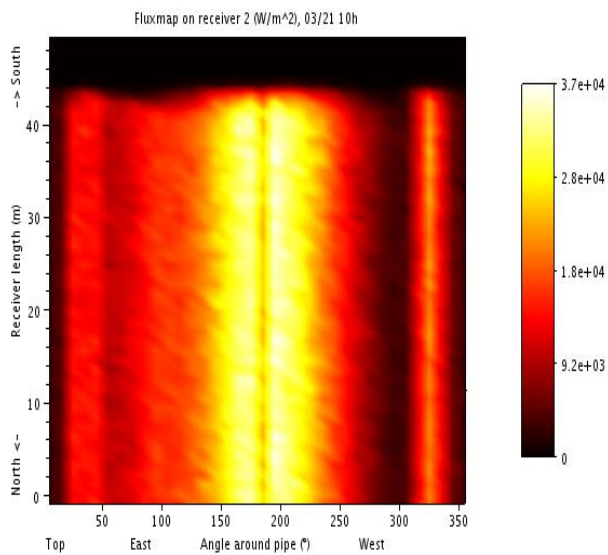
Figure 4.6 : cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/12 à 12h



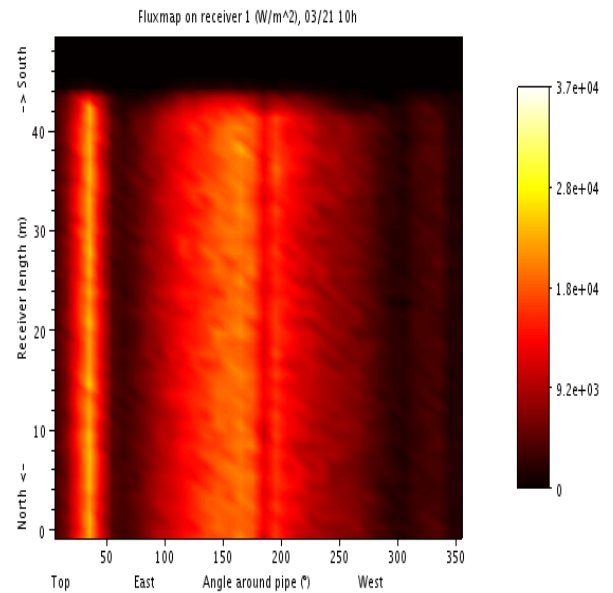
(a) Bi-tube (Est) avec vitre



(b) Bi-tube (Ouest) avec vitre

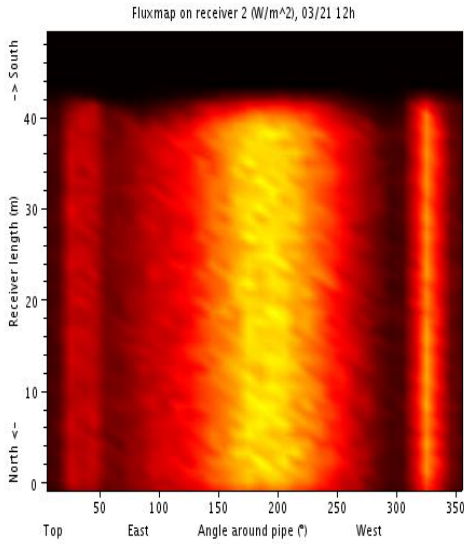


(a) Bi-tube (Est) sans vitre

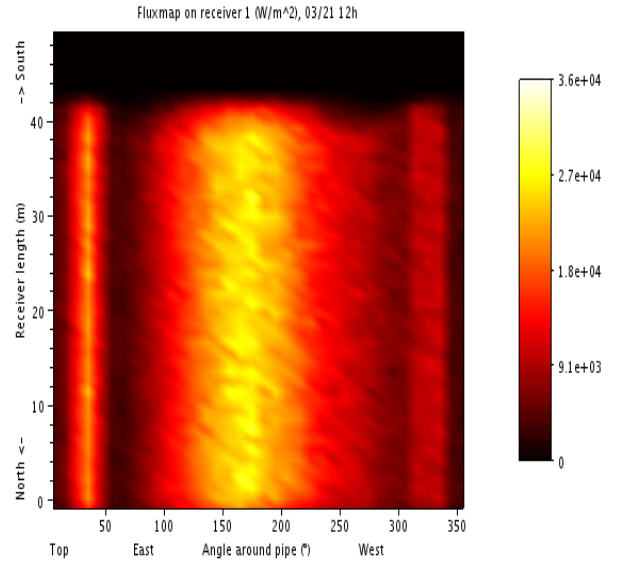


(b) Bi-tube (Ouest) sans vitre

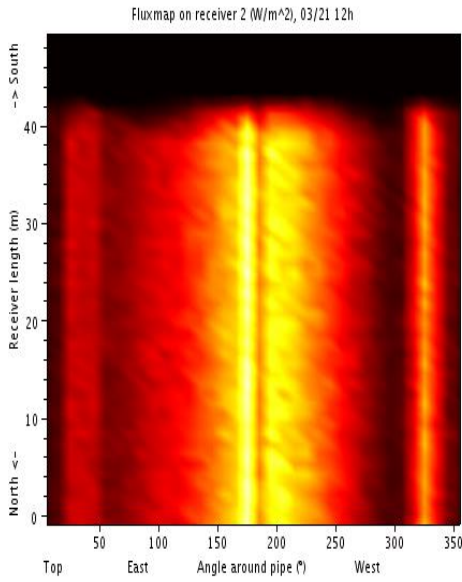
Figure 4.7 : cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/03 à 10h



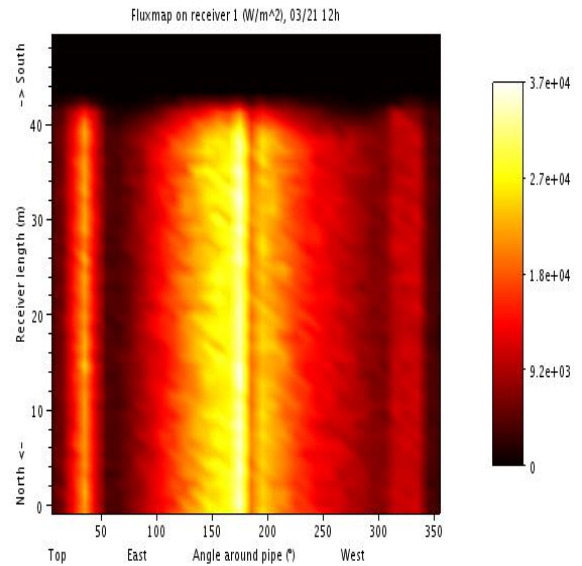
(a) Bi-tube (Est) avec vitre



(b) Bi-tube (Ouest) avec vitre

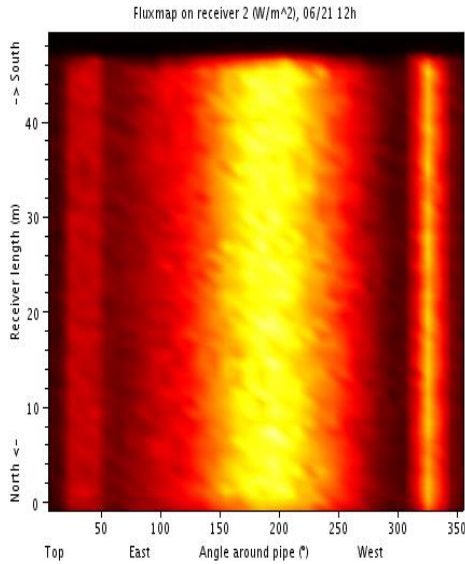


(a) Bi-tube (Est) sans vitre

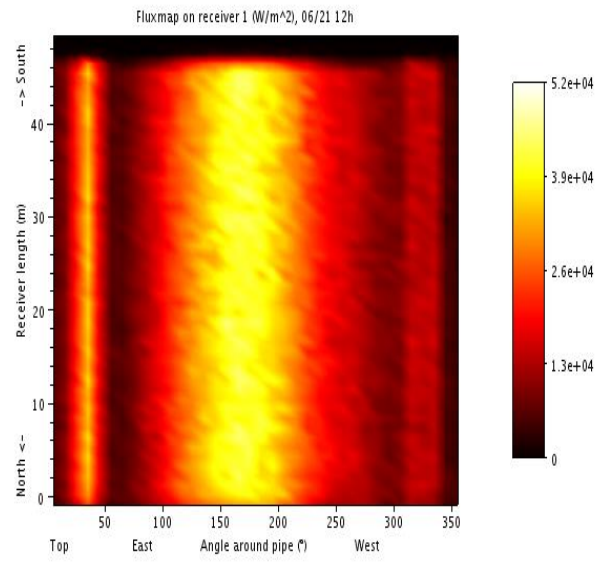


(b) Bi-tube (Ouest) sans vitre

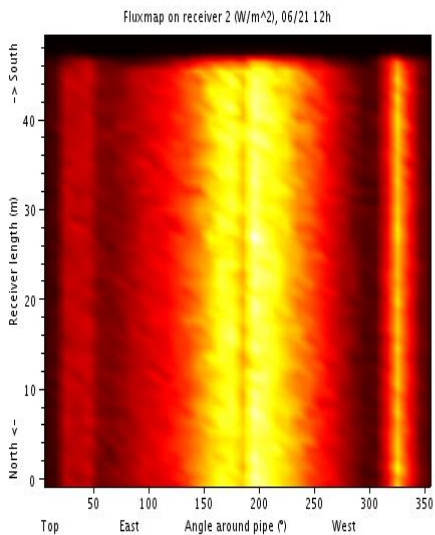
Figure 4.8 : cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/03 à 12h



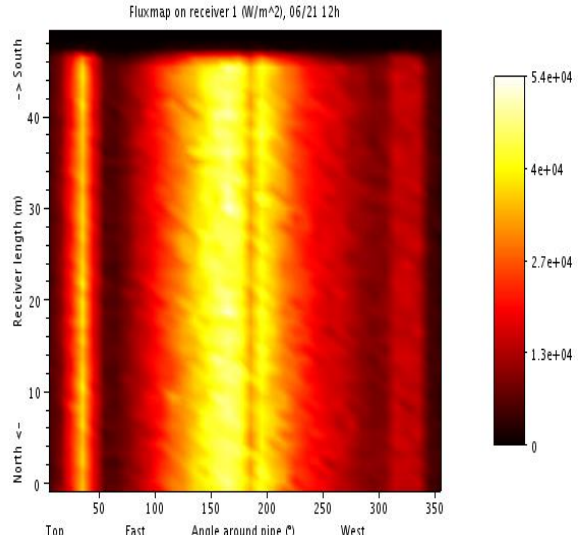
(a) Bi-tube (Est) avec vitre



(b) Bi-tube (Ouest) avec vitre



(a) Bi-tube (Est) sans vitre



(b) Bi-tube (Ouest) sans vitre

Figure 4.9 : cartes de flux absorbé par les tubes absorbeurs (comparaison entre tube Est et Ouest) pour la journée de 21/06 à 12h

D'après les résultats obtenus, on remarque facilement sur les deux tableaux et les cartes de flux qu'à la plus part des heures, hors midi, il y a un fort déséquilibre du flux absorbé entre les deux tubes. Le tube situé du côté du soleil collecte la majorité du flux, essentiellement du fait de l'amélioration de l'effet cosinus de la partie opposée du champ de miroirs, cela est bien apparent en observant la carte du flux du récepteur mono-tube qui présente déjà cette asymétrie ou déséquilibre entre les deux côtés du même tube. De plus il y a une

inversion du tube sur-exposé au cours de la journée, car la course du soleil passe à midi sur le plan de symétrie du module de Fresnel (en orientation Nord-Sud). Ce déséquilibre devrait avoir tendance à augmenter les pertes thermiques du récepteur, et risque aussi de provoquer un problème de dilatation thermique différente entre les deux tubes, ces problèmes nous ont poussés de penser à la partie thermique, et de poser des questions concernant la stratégie de la circulation du fluide caloporteur, en tenant compte de cette différence de flux collecté : aller en parallèle (débits identiques ou différents entre les deux tubes ?), aller-retour (en commençant par le tube sur-exposé ou sous exposé ?)...Alors si on envisagera de garder cette configuration comme étant configuration optimale on devra corriger ce déséquilibre afin d'avoir de meilleurs performances thermiques.



Figure 4.10 : dilatation du tube de la configuration bitube (source : CNIM)

4.1.5. Impact de l'orientation de l'installation sur l'énergie collectée

Le but cette étude comparative est de déterminer, pour un même champ solaire de Fresnel, l'orientation (Nord-Sud ou Est-Ouest) qui donne les meilleures performances annuelles. Pour cette étude, la comparaison a été réalisée sur la meilleure configuration identifiée : le récepteur bi-tube avec une vitre. Les tableaux ci-dessous montrent les résultats obtenus pour les deux configurations : à savoir : le rendement optique pour chaque configuration, la répartition du flux total dans les deux tubes, et cela du 6h à 18h, et aussi les valeurs des énergies reçus, et enfin le rendement optique moyen, pour les journées : 21/12, 21/03, et 21/06.

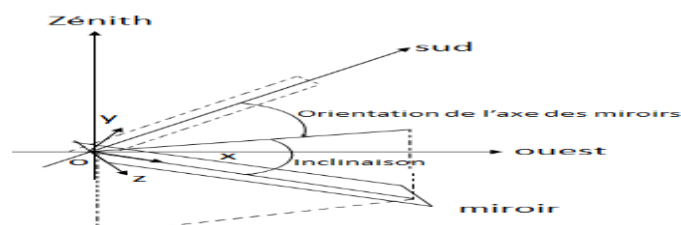


Figure 4.11 : Positionnement et orientation du champ de miroirs

Tableau 4.6 : Impact de l'orientation du récepteur bi-tube (avec vitre) sur l'efficacité optique, le 21/12

DNI (W/m ²)	Efficacité optique	Orientation Nord-Sud		Orientation Est-Ouest		Variation
		Tube1(Ouest)	Tube 2 (Est)	Tube1(Sud)	Tube 2 (Nord)	
0	21/12-6h	0 % 0 %	0 %	0 % 0 %	0 %	=
0	21/12-7h	0 % 0%	0%	0% 0%	0%	=
10	21/12-8h	6 % 21 %	79 %	5.14 % 76.11 %	23.88 %	↘ -14.33%
140	21/12-9h	16.33 % 27.37 %	72.62%	17.45 % 75.24 %	24.75%	↗ +6.91 %
345	21/12-10h	20.80 % 36.31%	63.68%	29.24 % 73.28 %	26.71%	↗ +40.57
515	21/12-11h	16.70 % 41.60 %	58.39 %	37.77 % 72,34%	27,75%	↗ +126.1%
610	21/12-12h	13.81 % 49.80%	50.20%	41.16 % 72.09%	27.90%	↗ +198 %
610	21/12-13h	16.72 % 58.33%	41.66%	37.04 % 72.39%	27.60%	↗ +121%
515	21/12-14h	20.84 % 63.95%	36.04%	28.53 % 73.35%	26.64%	↗ +36.9%
345	21/12-15h	16.30 % 72.34%	27.65%	17.06 % 75.35%	24.64%	↗ +4.66%
140	21/12-16h	6 % 79.11%	20.88%	5.02 % 76.61%	23.38%	↘ -16.3%
10	21/12-17h	0 % 0%	0%	0 % 0%	0%	=
0	21/12-18h	0 % 0%	0%	0 % 0%	0%	=
3.240 kWh/m ²	Energie/m² d'héliostats	0.539 kWh/m ²		1.01 kWh/m ²		↗ +87.3
	Efficacité optique moyenne	16.64 %		31.18 %		↗ +87.3

Tableau 4.7 : Impact de l'orientation du récepteur bi-tube (avec vitre) sur l'efficacité optique, le 21/03

DNI (W/m ²)	Efficacité optique	Orientation Nord-Sud		Orientation Est-Ouest		Variation
		Tube1(Ouest)	Tube 2 (Est)	Tube1(Sud)	Tube 2 (Nord)	
0	21/03-6h	0 % 0 % 0%		0 % 0 % 0 %		=
100	21/03-7h	18.37 % 18.81 % 81.17%		3.16 % 56.46% 43.53%		↘82.79%
415	21/03-8h	35.58 % 27,86% 72,13%		20.54 % 61.92 % 38.07 %		↘ -42.27%
605	21/03-9h	47.17 % 32,91% 67,08%		38.58 % 64.22 % 35.77%		↘ -18.21 %
690	21/03-10h	48.62 % 36,59% 63,40%		53.37 % 65.25 % 34.74%		↗ +9.76%
720	21/03-11h	46.02 % 44,19% 55,80%		63.86 % 65.68% 34.31%		↗+38.76%
760	21/03-12h	45.56 % 49,96% 50,03%		68.13 % 65.66% 34.33%		↗ +49.53 %
760	21/03-13h	45.05 % 55,73% 44,26%		62.45 % 35.68% 34.31%		↗ +35.61%
720	21/03-14h	48.70 % 63,31% 36,68%		52.11 % 65.21% 34.78%		↗ +7 %
690	21/03-15h	47.32 % 67,06% 32,93%		37.53 % 64.23% 35.76%		↘-20.68%
605	21/03-16h	35.79 % 72,18% 27,81%		19.90 % 62.02% 37.98%		↘-44.39%
415	21/03-17h	18.54 % 81,24% 18,75%		2.96 % 56.46% 43.54%		↘-84%
100	21/03-18h	1.46 % 56.93 % 43,06 %		0 % 0% 0%		↘-100 %
6.580 kWh/m ²	Energie/m² d'héliostats	2.786 kWh/m ²		2.909 kWh/m ²		↗ +4.4
	Efficacité optique moyenne	42.34 %		44.21 %		↗ +4.4

Tableau 4.8 : Impact de l'orientation du récepteur bi-tube (avec vitre) sur l'efficacité optique, le 21/06

DNI (W/m ²)	Efficacité optique	Orientation Nord-Sud		Orientation Est-Ouest		Variation
		Tube1(Ouest)	Tube 2 (Est)	Tube1(Sud)	Tube 2 (Nord)	
260	21/06-6h	26.34 % 23.82 %	76.71%	0 % 0 %	0 %	↘ -100 %
530	21/03-7h	45.03 % 29.81 %	70.18%	0 % 0 %	0 %	↘ -100 %
660	21/06-8h	61.21 % 32.50%	67.49%	32.84 % 50.13 %	49.86 %	↘ -46.3%
740	21/06-9h	67.91 % 35.56%	64.43%	47.81 % 52.83 %	47.16%	↘ -29.5 %
805	21/06-10h	68.28 % 40.92%	59.07%	60.66 % 56.07 %	43.92%	↘ -11.5%
860	21/06-11h	67.77 % 45,40%	54,59%	71.62 % 65.19%	43.80%	↗ +5.68%
890	21/06-12h	79.34 % 49.99%	50.01%	75 % 56.08%	43.91%	↗ +8.16 %
890	21/06-13h	67.81 % 54.49%	45.50%	69.98 % 56.11%	43.88%	↗ +3.2%
860	21/06-14h	68.30 % 58.96%	41.03%	59.24 % 56.08%	43.91%	↘ -13.26 %
805	21/06-15h	67.89 % 64.39%	35.60%	46.56 % 52.89%	47.10%	↘ -31.4%
740	21/06-16h	61.12 % 67.54%	32.45%	31.84 % 50.04%	49.95%	↘ -47.9%
660	21/06-17h	45.04 % 70.18%	29.81%	0 % 0 %	0 %	↘ -100 %
530	21/06-18h	26.28% 76.88 %	23.11 %	0 % 0%	0%	↘ -100 %
9.230 kWh/m ²	Energie/m² d'héliostats	5.585 kWh/m ²		4.084 kWh/m ²		↘ -26.8%
	Efficacité optique moyenne	60.55 %		44.25 %		↘ -26.8 %

Comme on peut le voir sur les tableaux des résultats (4.6, 4.7, 4.8), par rapport à l'orientation Nord-Sud traditionnelle, l'orientation Est-Ouest procure une efficacité optique plus importante aux azimuth proche de 0° , c'est-à-dire aux instants où la densité de puissance incidente (DNI) est maximale. Ceci est principalement la conséquence d'un effet cosinus plus favorable du champ d'héliostats dans cette orientation. On peut observer jusqu'à 198 % d'augmentation de l'efficacité optique du module de Fresnel, le 21/12 à 12h.

On remarque aussi une diminution importante du rendement optique le 21/03 à 7h de -82.7%, ceci est à cause d'une augmentation importante des pertes par débordement aux azimuth extrêmes (matin et soir). Au final cela permet d'avoir une collecte d'énergie plus équilibrée sur l'année, mais avec une variation de la puissance absorbée plus importante au cours d'une même journée, par rapport à l'orientation Nord-Sud. Dans cette configuration l'utilisation d'un stockage thermique pour lisser la courbe de puissance quotidienne est nécessaire.

D'autre part, on observe également la présence de déséquilibre du flux absorbé entre les tubes du récepteur (Sud sur-exposé et Nord sous-exposé). Néanmoins avec cette orientation le déséquilibre est beaucoup plus stable au cours d'une journée puisque il ne concerne que le tube Sud et avec peu de variation d'intensité. Il semble donc beaucoup plus aisé de le corriger ou simplement de le prendre en compte dans la définition d'une stratégie de gestion adéquate du fluide caloporteur.

Cependant, lorsque l'on fait le bilan de l'énergie annuelle collectée par les deux orientations, l'orientation Nord-Sud semble avoir l'avantage. En effet l'estimation de l'efficacité optique annuelle, on obtient 46.79 % et 42.01%, soit un gain de 11.3% pour l'orientation Nord-Sud.

Résumé de l'étude

- En supprimant la vitre on aura :
 - Comme avantage : une augmentation du flux collecté,
 - Comme inconvénient : une perte d'homogénéisation de la densité de flux autour du tube absorbeur

- Une augmentation importante des pertes thermiques
 - L'élargissement du récepteur (du Mono vers le Bi-tube), on aura :
 - Comme avantage : une augmentation importante du flux absorbé
 - Comme inconvénient : une augmentation de la surface de tubes absorbeurs, ce qui mène à une augmentation des pertes thermiques
- Sur-exposition importante du tube absorbeur situé du côté du soleil
 - L'orientation Nord-Sud (par rapport à Est-Ouest), on aura :
 - Comme avantage : une augmentation légère du flux absorbé
 - Courbe de puissance plus stable au cours d'une même journée (cycle thermodynamique)
 - Comme inconvénient : énergie collectée plus déséquilibrée au cours de l'année

4.1.6. Les résultats détaillés

Après avoir mené cette analyse optique comparative détaillée des différentes configurations avec les différentes performances obtenus pour chaque configuration, et tirer les conclusions pour chaque une, dans ce qui suit nous proposons de prendre une seule configuration et on la considère comme étant une configuration optimale, qui est actuellement installée sur site, et sur laquelle l'étude expérimentale a été réalisée (Mono-tube avec vitre orientation Nord-Sud), et faire une étude détaillée sur l'année des différentes performances optiques obtenus avec des illustrations, et des explications des différents phénomènes.

Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures 4.12, 4.13, 4.14, 4.15 ci-dessous :

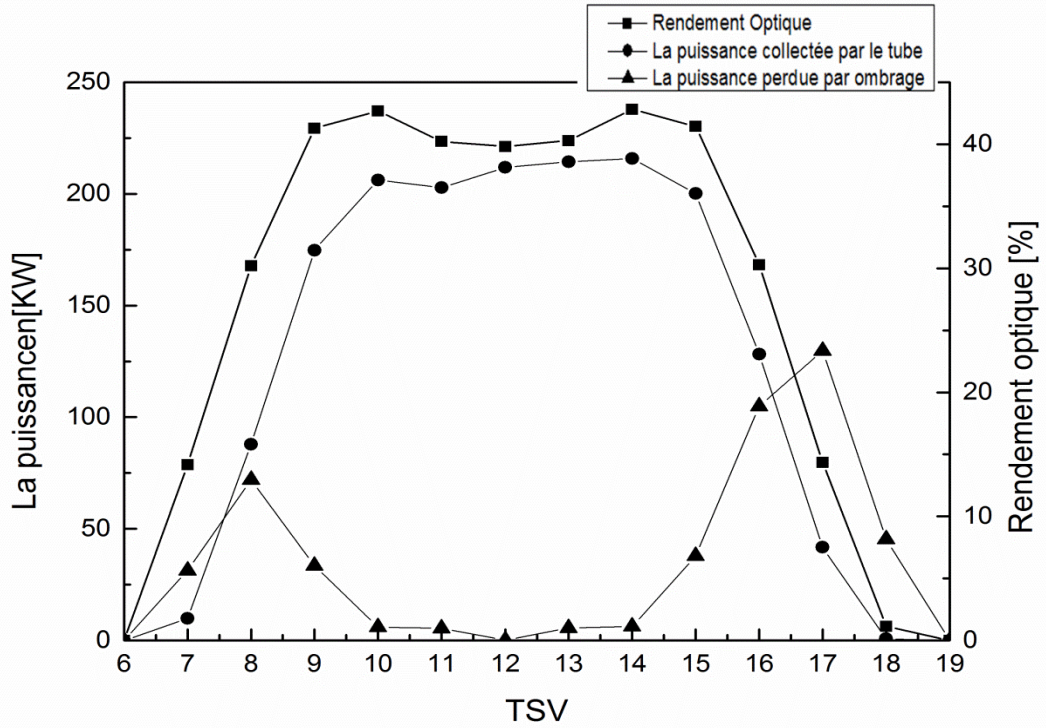


Figure 4.12 : Evolution de la puissance et du rendement optique en fonction du temps (21/03)

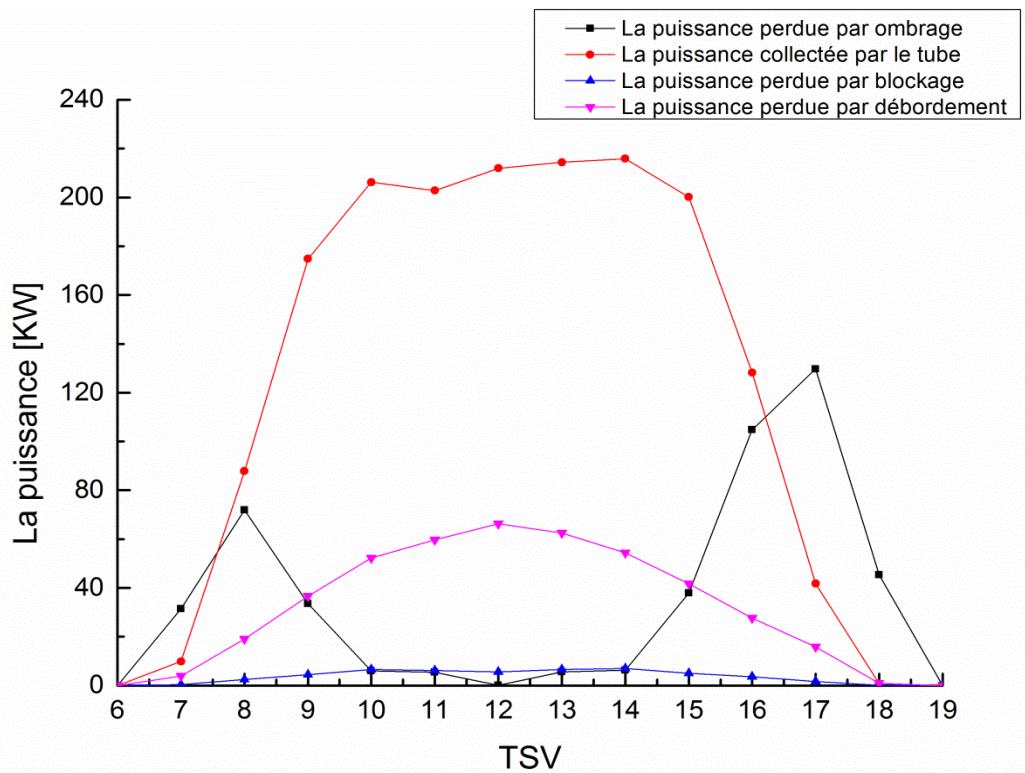


Figure 4.13 : Puissance collectée et répartition des pertes au cours de la journée (21/03)

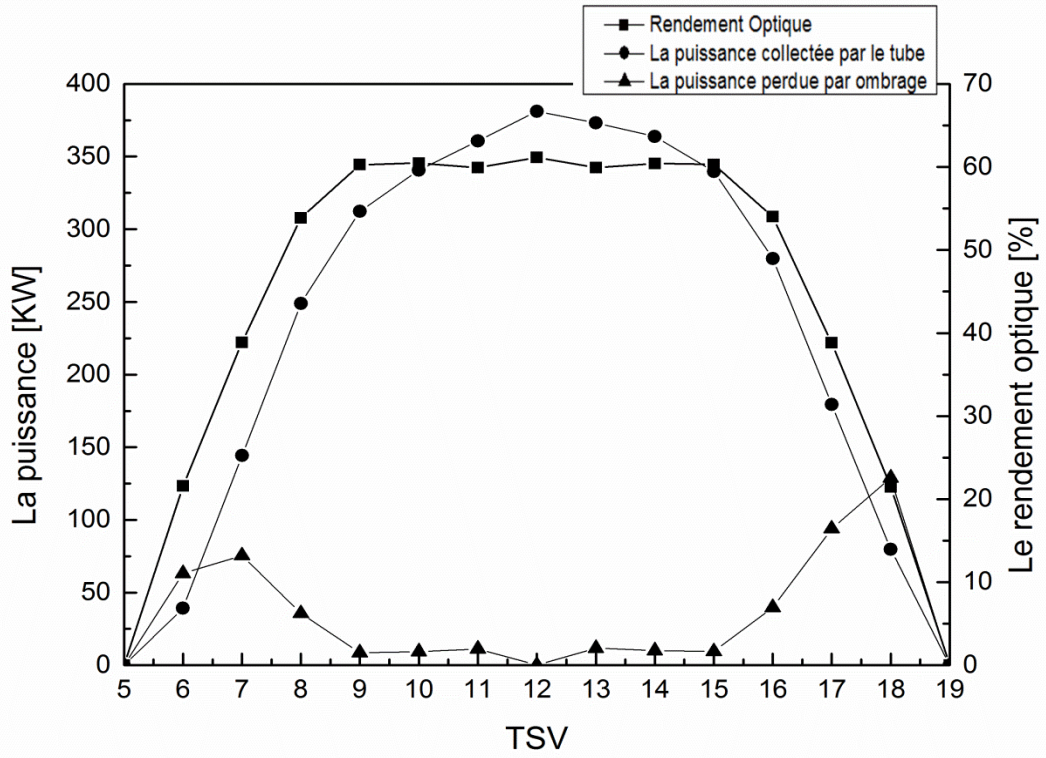


Figure 4.14 : Evolution de la puissance et du rendement optique en fonction du temps (21/06)

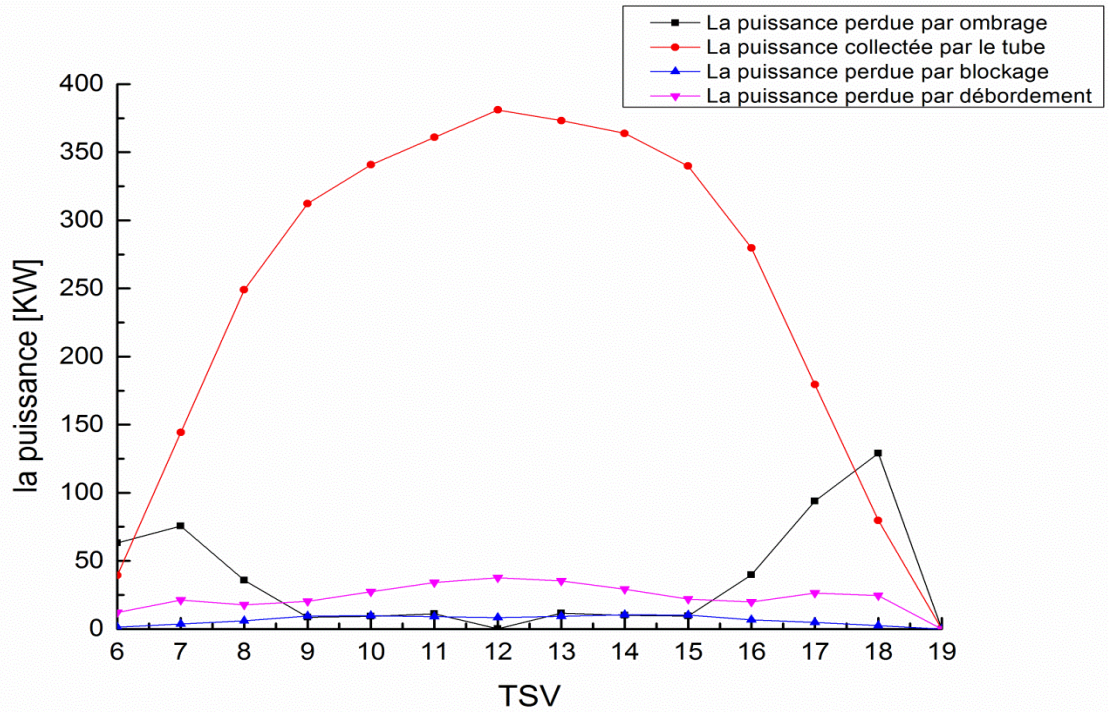


Figure 4.15 : Puissance collectée et répartition des pertes au cours de la journée (21/06)

Nous remarquons que, au cours de la journée, la puissance absorbée par le récepteur et celle perdue par ombrage ainsi que le rendement du champ solaire, évoluent en fonction du temps. La puissance totale absorbée par le tube est plus élevée entre 10h et 14h. Durant la période de 10h à 14h, Elle atteint le maximum à midi TSV où le DNI est maximal avec des valeurs de puissance de l'ordre de 380 KW au Solstice d'été et de 210 KW à l'équinoxe de printemps. En effet, bien que le DNI est puissant durant cette période (21/03), le rendement optique y est faible, cela peut s'expliquer par l'inclinaison du soleil qui est très grande à midi par rapport à l'axe vertical (Est - Ouest).

La puissance perdue par effet d'ombrage est faible par rapport au matin et après-midi. En analysant les différentes pertes nous pouvons nous appuyer sur les figures des répartitions des pertes, elle compare la puissance délivrée par le concentrateur aux miroirs primaires, durant la période de 10h à 14h, la puissance perdue par effet d'ombrage est faible par rapport au matin et après-midi, cela est dû à la position du soleil. Les pertes sont de trois types :

- pertes par ombrage : un miroir primaire est à l'ombre d'un autre élément et ne reçoit pas de rayonnement solaire incident. Cela se produit particulièrement quand le soleil est bas sur l'horizon.
- pertes par blocage : la lumière réfléchiée sur les miroirs primaires est parfois bloquée sur son chemin vers le récepteur, par un miroir voisin. Cela se produit si les miroirs sont trop proches les uns des autres.
- pertes par débordement : la lumière réfléchiée sur les miroirs primaires peut être perdue par débordement lorsque les rayons passent à côté du tube récepteur et sont perdus dans l'environnement. Le rayon peut passer à côté du réflecteur secondaire ou être perdu après une ou plusieurs réflexions sur le réflecteur secondaire.

Dans notre cas, très peu de pertes sont dues au blocage. C'est un signe de conception correcte : les miroirs sont suffisamment éloignés les uns des autres pour la hauteur de récepteur choisie. Du blocage peut aussi se produire en cas de mauvaise conception du récepteur : ouverture trop petite, ligne focale trop haute... Les pertes par ombrage sont limitées au début du jour et à la fin. Elles ne dépendent pas de la précision optique. La proportion de pertes que représente l'ombrage est donc plus faible dans le cas normal. Le débordement est source de la plus grande partie des pertes.

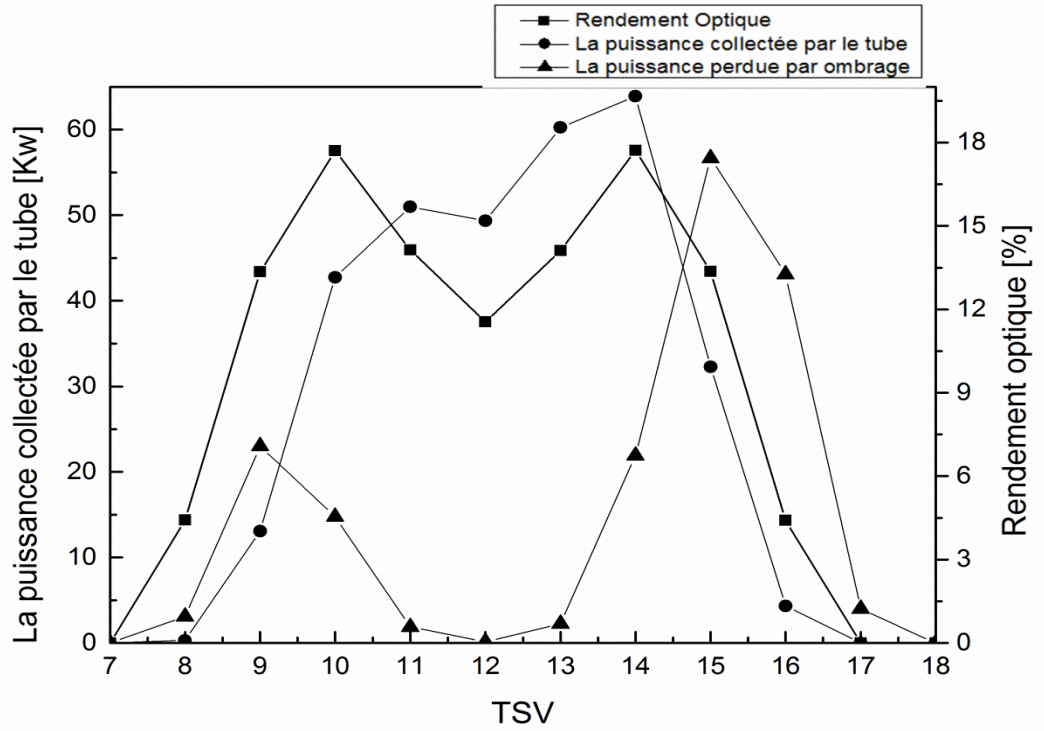


Figure 4.16 : Evolution de la puissance et du rendement optique en fonction du temps (21/12)

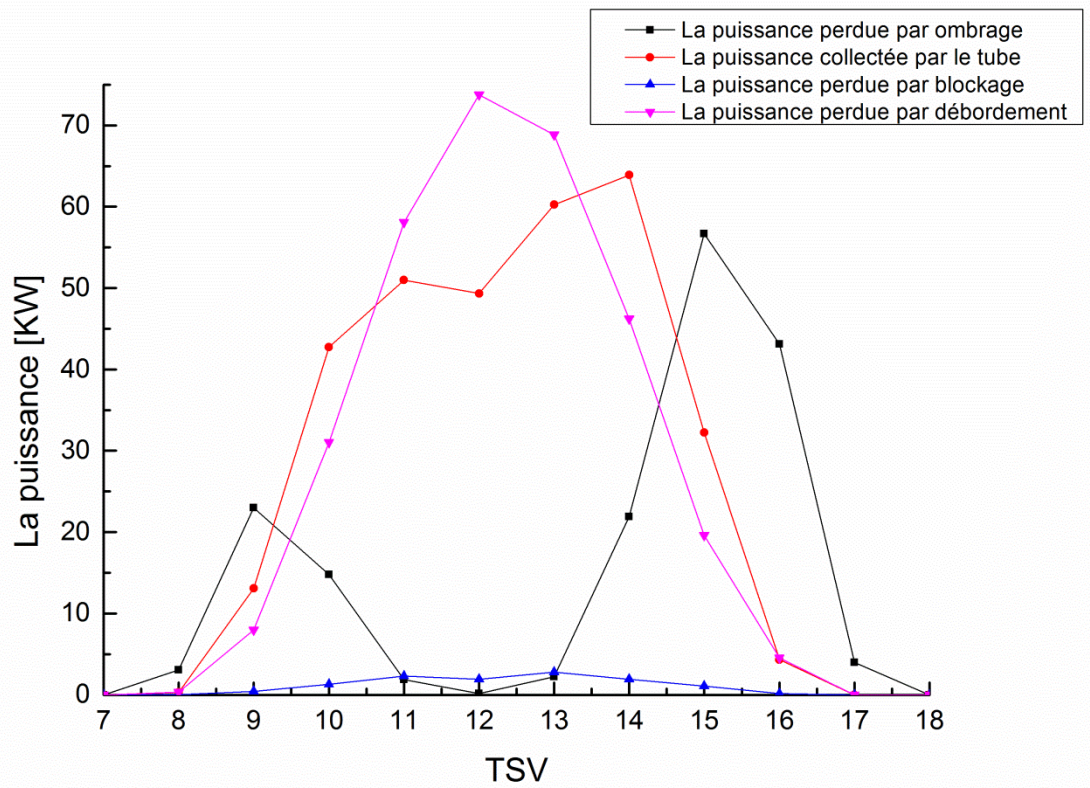


Figure 4.17 : Puissance collectée et répartition des pertes au cours de la journée (21/12)

D'après les résultats illustrés dans les figures 4.16, 4.17, on note une baisse remarquable de la puissance absorbée par le tube, et aussi de la densité de flux, et du rendement optique pour le Solstice d'hiver, Il s'agit d'un comportement détecté particulièrement durant l'hiver où l'inclinaison du soleil est faible par rapport à l'horizon. Ceci n'est pas dû aux effets d'ombrages entre le récepteur et les miroirs mais plus tôt aux pertes de rayons solaires par débordement du domaine défini par le récepteur. Et on remarque aussi pendant ces deux journées (Solstice d'hiver, et Equinoxe de l'automne), des valeurs très faible des puissances absorbée, densité de flux, et de rendement optique, ceci est dû aux faibles valeurs de DNI surtout en hivers et aussi à la position du soleil durant cette saison (le soleil est bas sur l'horizon), ce qui favorise les effets cosinus, ombrage et blocage.

4.1.7. Analyse des performances optiques pour un champ à miroirs plans

Afin de bien enrichir notre étude et pour cerner l'influence des divers paramètres sur les performance du module, nous avons utilisé un autre code de calcul optique « Opsol » développé par laboratoire énergétique et énergies renouvelables, université Moulay Smail Maroc [63], ce dernier se base sur le même principe que le précédent, il se base sur la méthode (Ray-tracing de Monté Carlo), la différence est que ce code utilise des miroir plans au lieu des miroirs courbés avec les mêmes dimensions du champ solaire, pour voir l'influence de ces dernier sur les différentes performances. La figure ci-dessous illustre la différence entre les deux codes :

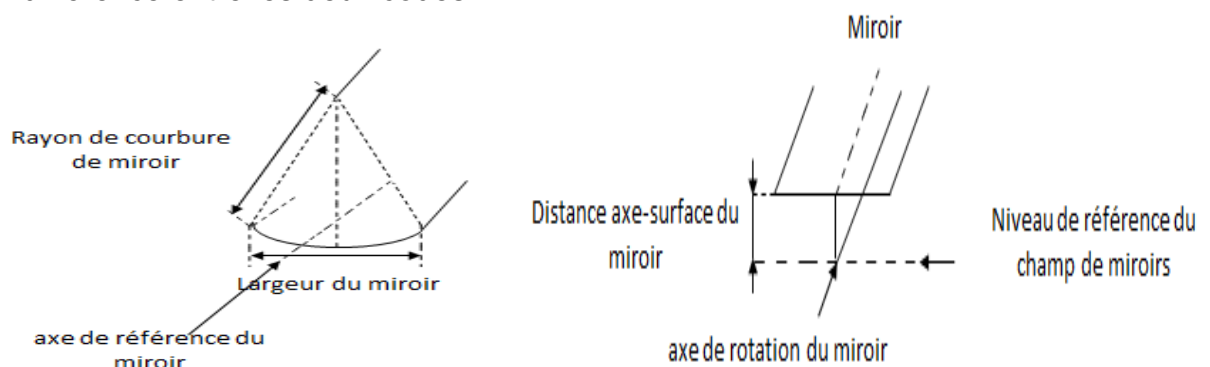


Figure 4.18 : (a) Forme de miroirs utilisé dans Fast (b) Forme de miroirs utilisés dans Opsol

4.1.7.1. Description du code OPSOL

OPSOL est un outil de modélisation et de simulation numérique développé par l'équipe *3ER* (laboratoire énergétique et énergies renouvelables). Il permet de calculer, entre autre, le rendement optique d'un champ solaire à concentration de type Fresnel et cylindro-parabolique [64,65].

Le code modélise différentes types de géométries (plan, cylindre, droite, sphère,...) offrant ainsi un large choix pour la construction de la scène solaire désirée. Celle-ci, constituée de miroirs, récepteur et rayons solaires est visualisée graphiquement grâce à l'interactivité du code avec le Visual éditeur de TECPLOT. Les interactions entre le rayonnement incident et le système de concentration sont modélisées à l'aide de la méthode de Monte Carlo. Les techniques des lancers de rayons sont utilisées pour suivre les trajets des rayons solaires à travers le système de concentration, jusqu'à leur sortie ou leur absorption.

A titre de précision ce code a été vérifié et validé par l'équipe *3ER* (laboratoire énergétique et énergies renouvelables) [66] avec les deux codes commerciaux SOLTRACE et TONATIUH, le premier développé au National Renewable Energy Laboratory (NREL) [67] en 2003, et le deuxième Il s'agit d'un projet open source orienté objet écrit en C++.

L'organigramme du code « Opsol » est présenté dans la figure 4.19 ci-dessous.

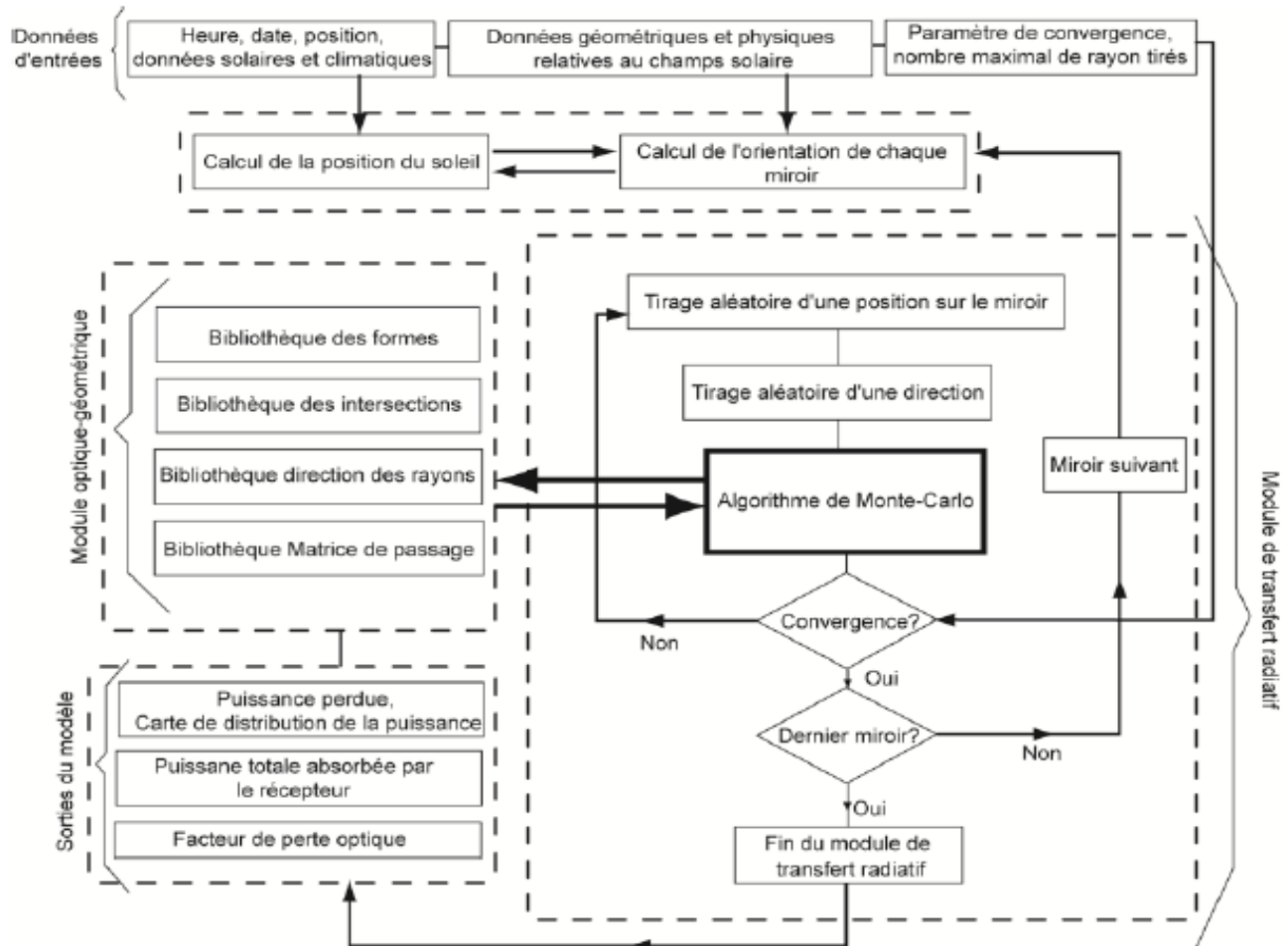


Figure 4.19 : Organigramme du code OPSOL [63]

Dans cette partie l'objectif principal est de voir l'influence de courbure des miroirs sur les performances optiques. Pour ce faire il faut faire tous d'abord un calcul d'optimisation afin de faire un compromis entre les dimensions des deux champs solaires.

Dans le champ solaire CNIM (défini dans la partie 1), nous avons une largeur de miroir de 1m, mais cette dimension est adaptée à un champ de miroir courbé et à une hauteur champ-récepteur de 8.03m, et une ouverture de 34 cm, mais dans Opsol (miroir plan) ces dimensions ne peuvent pas être adaptées, alors il fallait trouver un compromis entre ces paramètres, les différents calculs d'optimisation ont montré qu'il faut alors soit :

- minimiser la largeur des miroirs et garder la même ouverture
- L'ouverture doit être minimisée, mais la taille de la tâche solaire sur les miroirs impose que cette ouverture ne soit pas être inférieure à 30cm pour éviter des

pertes trop importantes par débordement. Il faudra donc trouver un compromis entre ces deux contraintes pour l'optimisation.

- Garder la même largeur, et déterminer une hauteur optimale.

Ceci revient au calcul de la largeur des taches solaires de chaque miroir au niveau du récepteur suivant la courbure du miroir et son inclinaison relative (calcul du pourcentage d'interception du récepteur),

Les premiers résultats ont montrés que la configuration optimale du champ doit être comme suit : l'ouverture du récepteur doit être supérieure ou égale à la largeur des miroirs (1m), cette différence par rapport à la configuration précédente (miroirs courbés) s'explique par le faite que dans un champ à miroirs courbés les rayons réfléchis par les héliostats vers le récepteur forment une tache solaire plus petite par rapport à la larguer du miroir, pour cette raison la minimisation de l'ouverture est très nécessaire, car l'effet de courbure des miroirs va assembler les rayons et les réfléchir en formant une tache solaire petite causée par la courbure, par contre dans un champ à miroirs plan la réflexion par les miroirs va former une tache supérieur ou égale à la largeur de miroir (selon la hauteur).

- ✓ En effectuant le calcul d'optimisation pour faire la liaison entre les deux champs (plans et courbés), nous avons remarqué l'importance de bon choix de la hauteur qui sépare le récepteur du champ de miroirs, cela nous a mené d'étudier l'impact de ce paramètre sur les performances obtenus.

4.1.8. Impact de la hauteur du récepteur sur la puissance collectée

Afin d'étudier l'effet de la hauteur du récepteur par rapport au champ de miroirs sur les performances optiques, nous avons varié dans « Fast » la hauteur du récepteur de 1 jusqu'à 12 m. La hauteur optimale du récepteur est liée au choix de la largeur du champ de miroirs et du nombre de miroirs. A l'équinoxe, nous représentons la puissance collectée sur le récepteur en fonction de la hauteur du récepteur. Les résultats sont présentés sur la figure 4.20 :

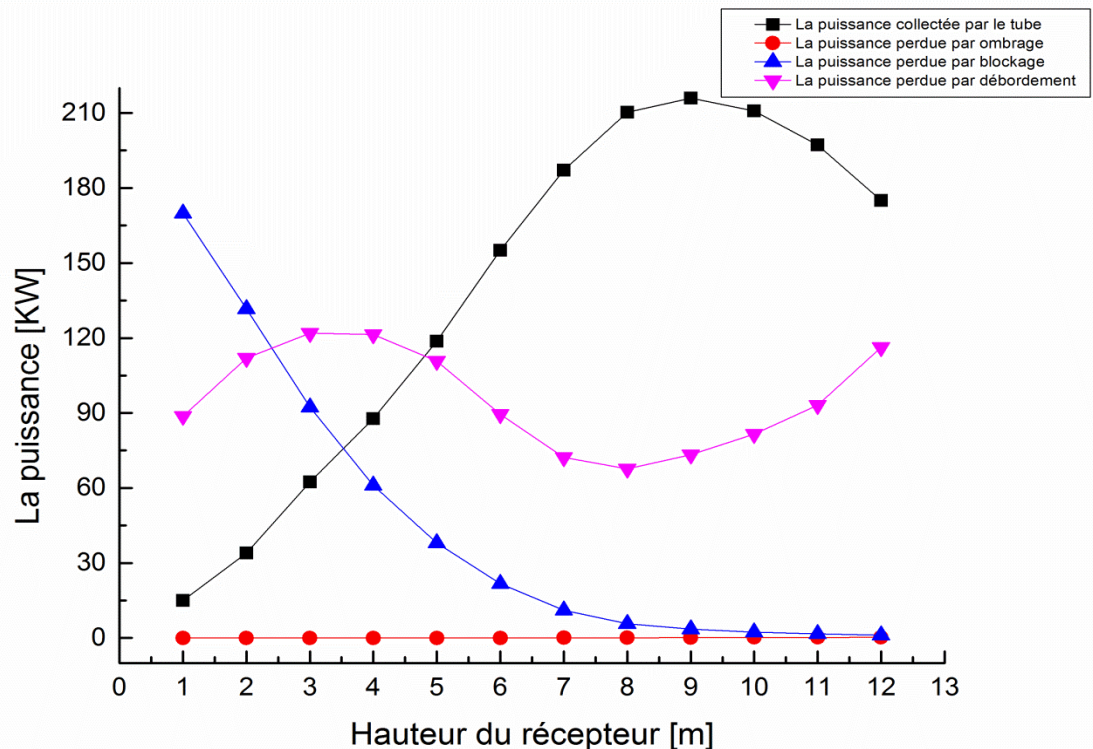


Figure 4.20 : Performances du récepteur en fonction de la hauteur du récepteur
(21 Mars, 12h00)

Lorsque la hauteur du récepteur passe sous la barre des 8m, la puissance collectée sur le tube diminue. Il y a plusieurs raisons à cela :

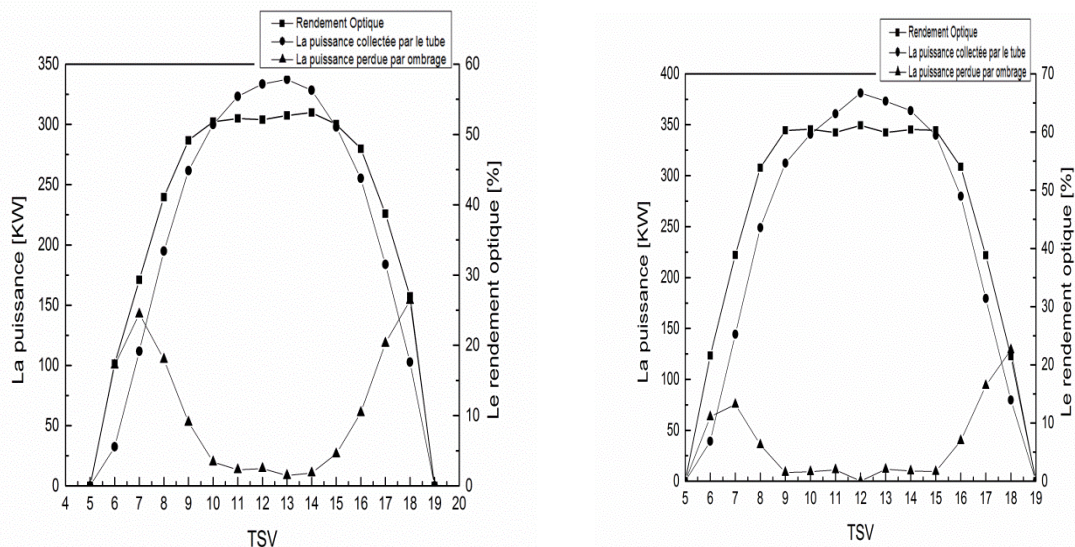
- Il y a du débordement : certains rayons sont réfléchis, mais manquent la cible et sont perdus : une partie des rayons réfléchis sur les miroirs primaires n'est pas interceptée par le récepteur. Ce type de débordement diminue avec la hauteur du récepteur. L'angle de visé devient meilleur avec la hauteur, ce qui augmente la surface d'ouverture apparente du récepteur, en particulier pour les miroirs les plus éloignés. A 8 m de hauteur, 67.58 KW de la puissance solaire est perdue par cet effet.
- les miroirs bloquent certains rayons réfléchis par leur voisin. Ce rayonnement ne peut donc pas atteindre le récepteur. Le phénomène de blocage peut être complètement éliminé pour un récepteur suffisamment haut. En effet, la lumière réfléchie suit systématiquement le même chemin entre les miroirs primaires et l'ensemble CPC-récepteur. A 8m de hauteur, on observe 5 KW de pertes par blocage. D'une manière générale, on constate que les pertes deviennent significatives lorsque le récepteur est en dessous de 8 m. A partir de 8.5 m, les performances sont quasiment maximales. Une hauteur supérieure augmentera le

coût et la complexité du récepteur, sans augmenter significativement la puissance extraite : en augmentant la hauteur de 8 à 12 m, on aura pas de gain de puissance.

4.1.9. Les résultats obtenus pour le champ solaire à miroirs plans

Les résultats fournis par Opsol nous permet d'avoir le rendement optique, la puissance collectée par le tube absorbeur, la puissance perdue par ombrage, il nous permet d'avoir aussi des visualisations 3D, intersection des rayons, cartes de flux (distribution des densités de flux dans le tube absorbeur), et enfin des illustrations des effets d'ombrage et de blocage.

Comme présenté précédemment, nous allons présenter les résultats obtenus pour cette configuration pour les journées caractéristiques de l'année (journées types). Nous avons pris une journée type (21/06), et on a fait une comparaison des deux champs (miroirs courbée et plans), les résultats sont illustrés dans la figure 4.21 :



(a) Champ solaire à miroirs plans

(b) Champ solaire à miroirs courbés

Figure 4.21 : Comparaison entre les performances optiques obtenues par les deux champs

D'après les deux figures on voit clairement la différence des performances obtenus pour les deux champs, un champ solaire à miroirs courbés donne de meilleures performances optiques, nous avons un rendement optique qui dépasse les 60%, par contre l'autre champ a fourni un rendement qui ne dépasse pas les

52 %, d'autre part la puissance perdue par ombrage est importante dans ce dernier (miroir plan), ici on voit l'importance d'utiliser un champ avec des miroirs courbés, d'une part on aura des performances plus importantes, d'autre part ça va nous permettre de minimiser les dimension du récepteur, car un récepteur large augmentera le coût et la complexité du récepteur .

Les autres résultats obtenus sont présentés en appendice B à savoir : des visualisations 3D, intersection des rayons, et des illustrations des effets d'ombrage et de blocage.

Le but essentiel d'une étude de l'effet d'ombrage et de blocage sur la puissance absorbée par le tube est d'augmenter le rendement optique du champ solaire. Ce phénomène intervient lorsqu'une surface bloque l'interception des rayons sur les miroirs (cas du réflecteur secondaire par exemple) ou bien lorsqu'un miroir fait de l'ombre sur un autre miroir. La représentation graphique de la scène simulée, schématisée par les figures a pour les deux journées, montrent l'effet d'ombrage et de blocage qui peuvent se produire entre les miroirs les matins et les soirs. Nous schématisons les parties ombrées des miroirs par la couleur orange (les résultats sont présentés en appendice B).

4.1.10. Conclusions

- La suppression de la vitre permet d'obtenir un gain substantiel d'efficacité optique sur l'année (+5.6%) du module de Fresnel, néanmoins une perte importante d'homogénéisation du flux à la surface du tube absorbeur est constatée. De plus, au niveau de température auquel fonctionne ce type de centrale solaire, les pertes thermiques se font pour beaucoup de rayonnement infra-rouge du tube. L'absence de vitre devrait donc fortement dégrader les performances thermiques du récepteur (le verre agisse comme une barrière aux infra-rouge) et probablement avoir au final un impact négatif sur le rendement global du module. C'est pour cette raison nous préconisons de garder un récepteur avec une vitre.
- Après étude, le récepteur bi-tubes apparait beaucoup plus performant que le récepteur mono-tube (efficacité optique global : +15.5 % à 46.79 % d'efficacité optique annuelle). Néanmoins une forte augmentation de la surface d'échange des tubes absorbeurs, cela va causer une hausse de pertes thermique. De plus un fort déséquilibre de flux collecté entre les

deux tubes absorbeurs, pouvant aller jusqu'à 81 %, -19 %, devrait poser quelques problèmes d'ordres thermique (dilatations différentes, augmentation des pertes thermiques...) et de gestion du fluide caloporteur (parallèles, aller-retour ?), pour cette raison cette configuration semble avoir les meilleures performances à condition de prendre en considération le problème de déséquilibre entre les deux tubes, mais nous recommandons de garder un récepteur mono-tube pour éviter tous problèmes à l'avenir, et c'est la configuration installée actuellement sur le prototype dans laquelle l'étude expérimentale a été effectuée.

- Les deux orientations procurent des performances assez proches, avec un avantage pour l'orientation Nord-Sud (+11.3 % d'efficacité optique annuelle), bien que l'orientation Est-Ouest offre quelques avantages (prise en compte du déséquilibre plus aisée, énergie collectée mieux répartie sur l'année...), la configuration Nord-Sud pour le module semble plus adéquate. En effet cette dernière fournit une courbe de puissance plus stable au cours d'une journée, ce qui permet une compatibilité plus aisée avec un cycle thermodynamique par la suite. C'est pour cette raison nous recommandons l'utilisation d'une orientation Nord-Sud. Toutefois la disposition Est-Ouest moyennant une géométrie adaptée, reste une prise potentiellement intéressante à envisager.
- Le comportement de l'optique dépend de la position du soleil, donc de la date, de l'heure et du lieu où est l'installation.
- L'utilisation d'un champ solaire à miroirs courbés augmente d'une façon remarquable la puissance absorbée par le tube, ainsi que le rendement optique, il nous permet également d'augmenter les dimensions du module tout en minimisant la largeur du récepteur, ceci va nous permettre d'avoir des performances optiques importantes.

4.2. RESULTATS DE LA MODELISATION THERMIQUE

Dans cette partie on va présenter quelques résultats obtenus par le modèle thermique « Fast » (décrit dans la partie modélisation). Les résultats présentés

dans la figure 4.22 ci-dessous concernent les températures des surfaces du récepteur

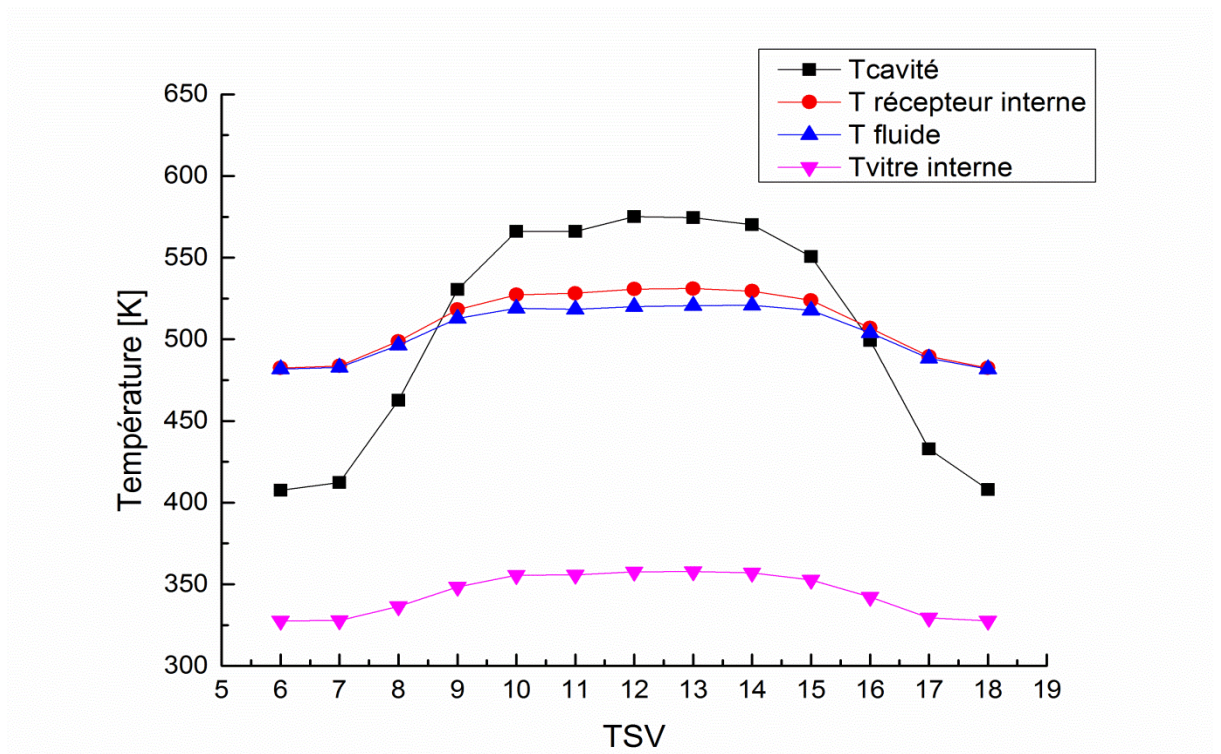


Figure 4.22 : Evolution de la température des surfaces du récepteur et du fluide pendant une journée (21/03)

La figure 4.22 montre l'évolution de la température des surfaces du récepteur en fonction du temps au cours d'une journée. La température de la surface externe du récepteur (TRE) et celle de la surface externe de la vitre (TVE) ne sont pas représentés parce que les gradients de température sont négligeables (moins de 3K) en raison de la faible épaisseur de l'absorbeur et de la vitre. L'évolution des températures suit le même profil que celui de la puissance en fonction de l'heure. Nous remarquons que toutes les températures atteignent le maximum au cours de la période comprise entre 10h et 14h. La température du tube absorbeur atteint une valeur maximale de l'ordre de 530 K. la différence de température du fluide entre l'entrée et la sortie de l'absorbeur est d'environ 50 K ce qui implique un gain de puissance non négligeable. On voit clairement que la température de la cavité est supérieur à la température de tube cela s'explique par le fait que les points chauds sont en haut de la cavité, cela bloque la convection et provoque plus les échanges thermiques dans l'infra-rouge qui deviennent importantes, ceci est un

avantage de point de vu thermique, car cela contribue à chauffer plus le tube. Ce phénomène est dû à l'isolation qui se trouve dans la partie haute du réflecteur secondaire qui sert à réduire les pertes thermique. Une autre chose aussi qui attire notre attention est le gradient important entre les températures de tube et celle de la cavité, cela s'explique par l'échange thermique entre le fluide caloporteur et le tube, cet échange va refroidir le tube absorbeur. Cette tendance nous à mener de faire une étude sur l'isolation thermique afin de voir l'influence de cette dernière sur les performances thermiques du récepteur. La figure 4.23 montre l'évolution de la température des surfaces du récepteur en fonction de temps au cours d'une journée (21/03), mais cette fois ci nous avons enlevé l'isolation thermique afin qu'il y'aura un échange entre la partie externe du réflecteur et l'air ambiant. Cette configuration va certainement permettre à refroidir le réflecteur secondaire, ainsi que la cavité

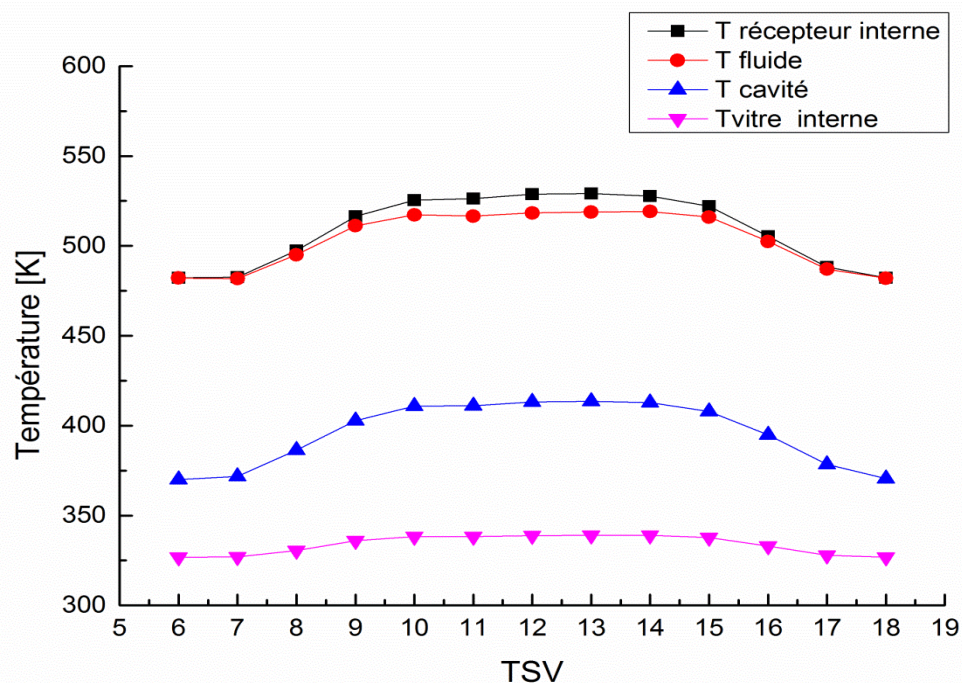


Figure 4.23 : Evolution de la température des surfaces du récepteur et du fluide pendant une journée sans isolation thermique (21/03)

On voit clairement une diminution importante de la température de la cavité d'air, à cause de l'échange convectif entre la partie haute du réflecteur secondaire et l'air ambiant, cette configuration a équilibré les températures de surfaces du

récepteur. Pour bien voir l'influence de ce paramètre sur le rendement thermique du récepteur, nous proposons de faire l'étude paramétrique suivante :

4.2.1. Effet de l'isolation thermique sur le rendement thermique du récepteur

Pour faire cette étude, on va comparer le comportement de deux modules de Fresnel. Les simulations ont été réalisées pendant l'équinoxe (21/03) à 12h TSV. Dans la première configuration, le réflecteur secondaire est isolé par 5 cm de laine de roche ($\lambda = 0.04 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$) et dans la seconde on prend une épaisseur égale à 0.01 cm pour le cas où il y a pas d'isolation, (pour des raisons numériques, il n'est pas possible de prendre cette épaisseur égale à 0). Une série de simulation avec une température d'entrées du fluide croissante a été réalisée dans le but d'étudier l'impact de la température de tube absorbeur sur le rendement thermique du récepteur.

Avec un module de 51.36 m de longueur, le tube reçoit une puissance solaire de 246 kW. Les résultats des simulations thermiques sont présentés dans le tableau 4.9 :

Il est à noter que les sommets des paraboles étant en face du flux solaire incident et en partie supérieur du réflecteur secondaire, ils sont donc probablement soumis à des flux radiatifs et convectifs plus importantes que les autres parties.

Tableau 4.9 : Impact de l'absence d'isolation thermique du réflecteur secondaire sur les performances du récepteur

T entrée fluide [K (°C)]	485 (212)		(585) 312		(685) 412	
Epaisseur isolation [°C]	5	0.01	5	0.01	5	0.01
Rendement thermique	0.98	0.93	0.94	0.88	0.89	0.81
Rendement solaire → thermique	0.39	0.37	0.37	0.35	0.35	0.32
T extérieur tube [K (°C)]	533(260)	531 (258)	641(368)	637 (364)	739 (466)	735(462)
Pertes par le réflecteur secondaire [kW]	12	23	13	29	13	35

D'après le tableau, on remarque tout d'abord que plus la température d'entrée du fluide est importante plus la température extérieure de tube absorbeur est importante, et plus la chute du rendement thermique est importante lorsque l'on enlève l'isolation du réflecteur secondaire. En effet la chute de rendement thermique passe de -5%, pour un tube à 260°C, et à -9% lorsque l'on est à 466°C. Ceci représente respectivement une perte supplémentaire de 11 kW et 22 kW. On constate que lorsque le réflecteur secondaire est isolé avec 5cm de laine de roche, sa température va certainement augmenter, cela mène à des déformations au niveau de ce dernier, qui vont engendrer des pertes de son efficacité, d'un autre côté la température de la cavité va augmenter aussi, cela va augmenter l'échange radiatif entre cette dernière et le tube absorbeur, ce qui va chauffer plus le tube, ici on voit l'avantage de l'isolation thermique de point de vue performance. Par contre dans la seconde configuration, la suppression de l'isolation au niveau du réflecteur secondaire permet de diminuer la température de la cavité ainsi que celle du réflecteur secondaire à cause de l'échange convectif entre la paroi externe du réflecteur et l'air ambiant. Il faut noter que le fait de supprimer la protection extérieure du réflecteur le rend fragile au vent, ce qui pourrait ainsi fortement altérer sa forme. Or les performances du réflecteur secondaire sont très fortement dépendantes de sa géométrie.

4.2.2. Effet de la hauteur du récepteur sur les températures

Afin d'étudier l'effet de la hauteur du récepteur par rapport au champ de miroir sur la température des différentes surfaces du récepteur, nous avons fait varier à l'équinoxe (21/03) à 12h la hauteur du récepteur de 1 jusqu'à 12m. On remarque que toutes les températures augmentent lorsqu'on incrémente l'altitude du récepteur. Les températures se stabilisent à 8m de hauteur.

D'après les figures 4.24, 4.25, il est clair que la puissance absorbée par le tube augmente avec l'altitude du récepteur, d'où l'augmentation de la puissance transmise au fluide caloporteur. Nous constatons aussi que lorsque la hauteur du récepteur est de 8m, le fluide atteint une température maximale, cela est expliqué par la diminution de l'effet d'ombrage. Nous constatons aussi que le rendement thermique est indépendant du rendement optique et il ne dépend que des gradients de températures au niveau du récepteur et du débit de fluide.

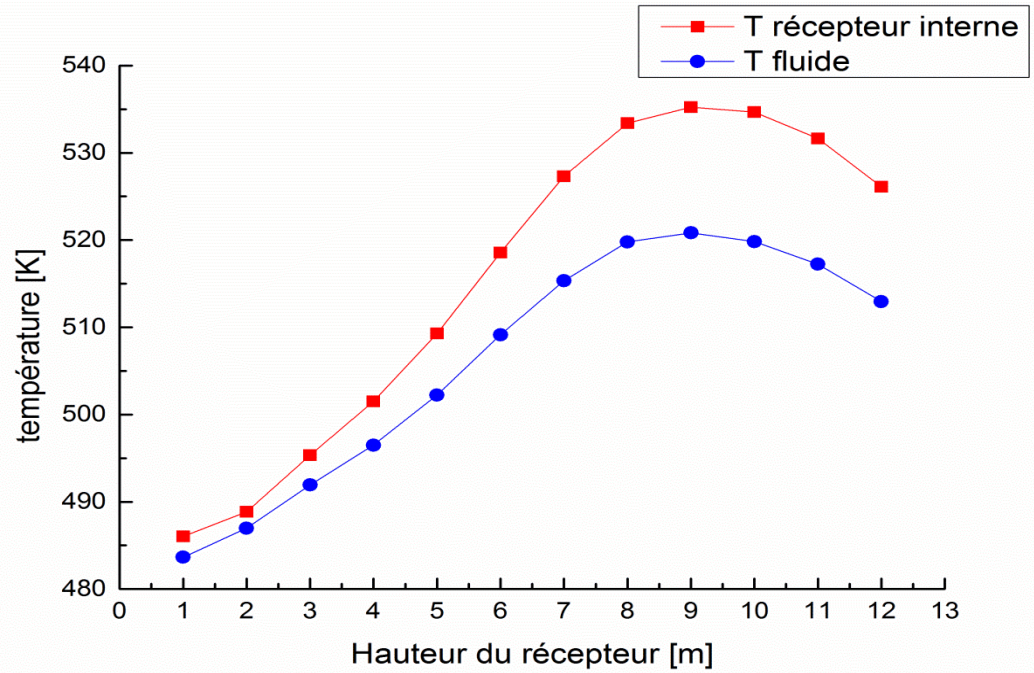


Figure 4.24 : Evolution de la température du fluide et du récepteur en fonction de la hauteur du récepteur

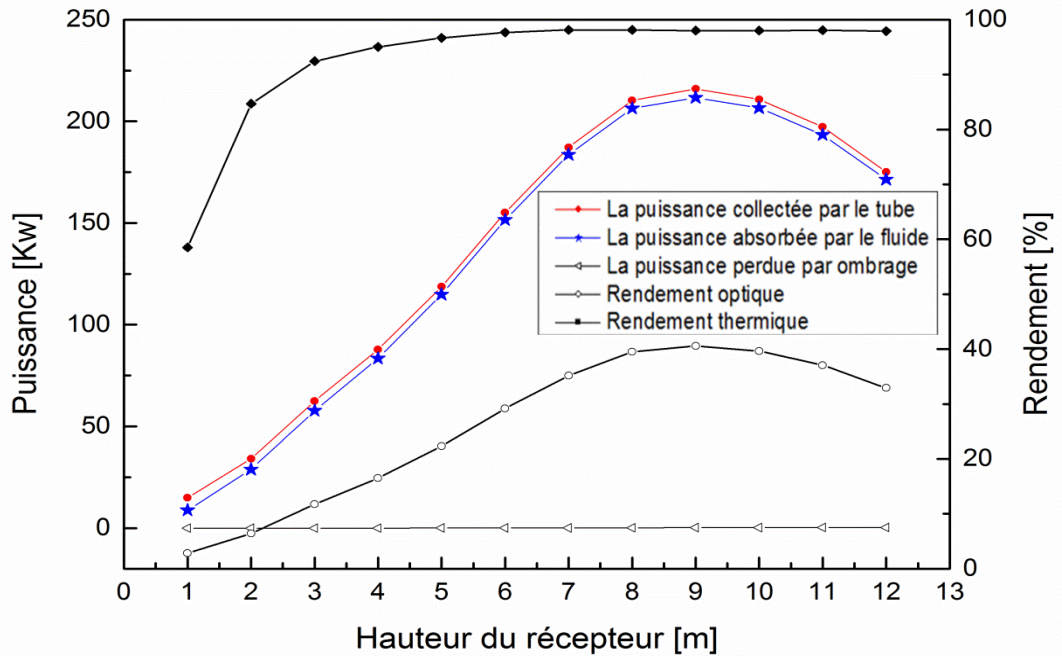


Figure 4.25 : Variation de la puissance collectée par le tube absorbeur, la puissance absorbée par le fluide, la puissance perdue par ombrage, le rendement thermique et optique en fonction de la hauteur du récepteur

Afin de bien enrichir cette étude, et voir les effets des parties optique et thermique sur les performances obtenus, nous avons fait une simulation le 21/03 de 6h à 18h, dans laquelle nous avons déterminé toutes les performances à savoir : la puissance absorbée par le tube, la puissance transmise au fluide, la puissance perdue par ombrage, les deux rendements optique et thermique. Les résultats sont présentés dans la figure 4.26 :

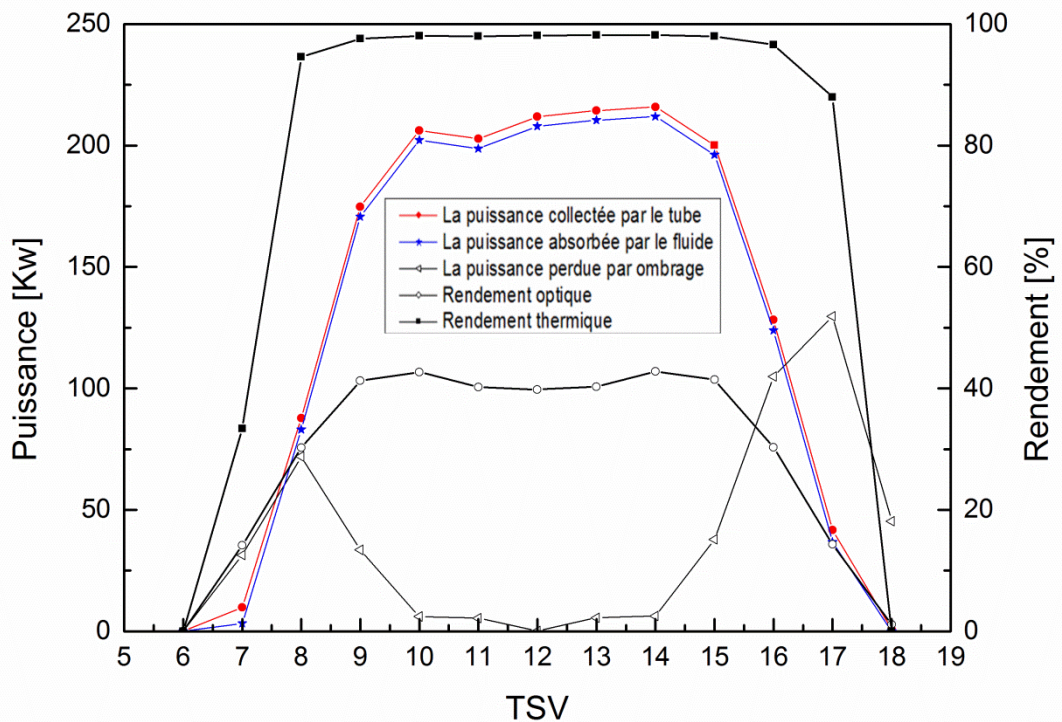


Figure 4.26 : Variation de la puissance collectée par le tube absorbeur, la puissance absorbée par le fluide, la puissance perdue par ombrage, le rendement thermique et optique pendant une journée (21/03)

D'après la figure on voit clairement que la puissance collectée par le tube, et celle transmise au fluide, et le rendement optique évoluent en fonction du temps, ces trois paramètres atteints leurs maximum entre 10h et 14 h où la puissance perdue par ombrage est presque nulle. Comme le rendement thermique est le rapport entre la puissance transmise au fluide sur celle absorbée par le tube, il ne dépend pas du rendement optique, on voit ça bien par son allure, il ne suit pas les autres allures. Il varie entre 35 et 98 %, cette augmentation importante du rendement durant la période de 9h à 16h revient à la diminution des pertes

thermique pendant cette période. Il apparait le faible écart entre les deux puissances dû à la bonne isolation thermique du récepteur. (Une diminution importante des pertes thermiques)

4.2.3. Conclusion

Le modèle thermique présenté dans cette étude décrit les phénomènes de transfert de chaleur se produisant au sein du récepteur thermique constitué d'un tube absorbeur, réflecteur secondaire et d'une vitre. Les résultats de calcul montrent que les niveaux de températures nécessaires pour un régime de fonctionnement thermique stable du système peuvent être atteints sur une période de 6 heures environ (entre 10h et 16h). L'évolution de la température en fonction de la hauteur du récepteur a été étudiée. Les résultats obtenus montrent qu'un récepteur situé à 8m de hauteur correspond à un rendement optique maximal, et donc le rendement thermique du récepteur peut atteindre 98 %.

L'isolation thermique est un paramètre important pour les performances thermiques du récepteur, d'une part il permet d'avoir des températures importantes au niveau de tube absorbeur, ce qui implique un gain significatif de puissance et du rendement thermique, et d'autre part il va servir à la stabilité thermique du récepteur, ainsi qu'à sa stabilité mécanique. Il protège aussi le récepteur des intempéries et du vent, pour cette raison nous recommandons de garder le récepteur avec son isolation thermique.

4.3. ANALYSE DES PERTES THERMIQUES

Dans cette partie nous allons représenter une analyse de comportement thermique d'un récepteur solaire à concentration de type Fresnel

4.3.1. Concept

Le flux solaire reçu par le capteur est d'abord réfléchi par les miroirs de concentrateur, puis il traverse un vitrage destiné à isoler thermiquement le foyer où il est absorbé par une surface appropriée. La réflexion, la transmission à

travers le vitrage et l'absorption se traduisent par des pertes optiques, caractérisées globalement par une efficacité τ , dans les capteurs à concentration, seule la composante directe du rayonnement solaire peut être dirigée vers le foyer, la composante diffuse ne pouvant être concentrée.

4.3.2. Notion de pertes et d'efficacité

L'absorbeur s'échauffe et perd de la chaleur vers l'extérieur sous forme essentiellement de rayonnement et de convection. Cette perte peut être caractérisée par un coefficient de pertes thermique U . Un fluide caloporteur refroidit l'absorbeur en emportant la chaleur utile qui est ensuite convertie ou transférée pour différents usages.

Les paramètres du modèle de capteur solaire à concentration sont les suivants :

- L'efficacité optique du capteur τ
- Le coefficient de pertes thermique U ($W/m^2.k$)
- Le flux solaire direct incident (W/m^2)
- La surface du capteur **Sc** (m^2) (surface des miroirs)
- La surface de l'absorbeur **Sa** (m^2)
- La température extérieure T_{ext} (°C)

Les données d'entrées du modèle sont les suivantes :

- La température du fluide caloporteur à l'entrée du capteur T_{amont} (°C)
- Le débit m du fluide caloporteur (kg/S)

Les sorties sont:

- La température du fluide caloporteur à la sortie du capteur T_{aval} (°C)
- La puissance thermique reçue par le fluide caloporteur Q_{ex}
- le rendement du capteur η_c

Avec les notions ci-dessus, U étant exprimé par rapport à la surface **Sc** du capteur et non à celle de l'absorbeur **Sa**, et en supposant d'une part que l'absorbeur est à la même température que le caloporteur, et d'autre part une répartition linéaire des températures dans le capteur, hypothèse valable si le débit

n'est pas trop faible, ce qui est souvent le cas en pratique, l'équation du modèle est la suivante, T_m étant la température moyenne de l'absorbeur :

$$Q_{ex} = m \cdot C_p (T_{aval} - T_{amont})$$

$$\text{Nous avons : } \eta_{opt} = \eta_{th} + pertes, \quad \eta_{th} = \eta_{opt} - \eta_{pertes}$$

$$\text{On a donc : } \eta_c = \eta_{opt} - \eta_{pertes}$$

Les pertes = $\frac{U \cdot \Delta T}{I} = U \cdot \frac{T_m - T_{ext}}{I}$ avec : T_m la température moyenne de l'absorbeur

$$\text{L'équation finale devient : } Q_{ex} = [\tau \cdot I - U \cdot (T_m - T_{ext})] \cdot S_c$$

Les pertes thermiques d'un capteur à concentration suivant généralement une loi parabolique, le coefficient de pertes U peut souvent être bien représenté par une fonction affine de l'écart de température entre l'absorbeur et l'air ambiant

$$U = U_0 + U_1 (T_m - T_{ext})$$

En divisant la chaleur collectée par le produit de la surface du capteur par l'ensoleillement reçu I . On peut exprimer le rendement sous la forme :

$$\eta = \eta_{opt} - U \cdot \frac{T_m - T_{ext}}{I}$$

4.3.3. Modélisation du récepteur

Nous avons effectué une modélisation 2D représentant l'ensemble constituant un récepteur solaire. Les effets longitudinaux ne sont donc pas pris en considération

4.3.3.1. Géométrie

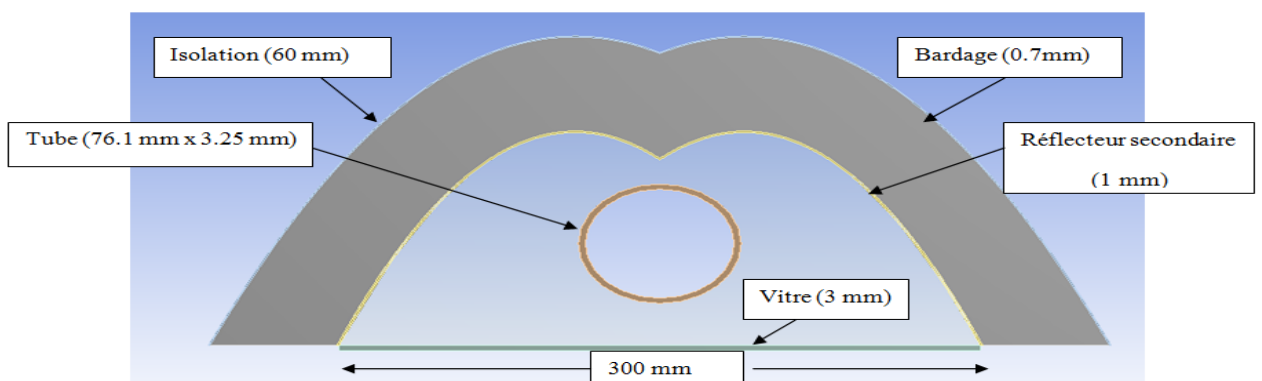


Figure 4.27 : Géométrie de l'ensemble formant le récepteur solaire

Les conditions géométriques sont les suivantes :

- Tube récepteur : 76.1mm x3.25 mm
- Vitre : 3 mm
- Réflecteur secondaire : 1mm
- Calorifuge : 60mm
- Bardage : 0.7 mm
- Le réflecteur secondaire est une double parabole d'équation : $Y=X^2/4P$

4.3.3.2. Outil de modélisation

Notre travail a été réalisé en utilisant le software **Fluent** de la famille **CFD**, qui est un code commercial programmé en langage **C** et basé sur la méthode numérique des volumes finis. « Fluent » est un code de calcul qui permet de simuler les écoulements des fluides avec et sans transfert thermiques dans des géométries complexes. Il peut résoudre des problèmes d'écoulement avec des mailles structurées et non structurées, quel que soit la complexité de la géométrie, avec une facilité relative. Les mailles supportées en **2D** sont de types triangulaires ou quadrilatéraux, elles sont tétraédriques, hexaédriques ou pyramidales en **3D**, ou des mailles (hybrides) mélangées. Le code « **Fluent** » est écrit en langage **C** et utilise pleinement la flexibilité et la puissance offertes par ce langage (allocation de l'espace mémoire dynamique).

4.3.3.3. Matériaux

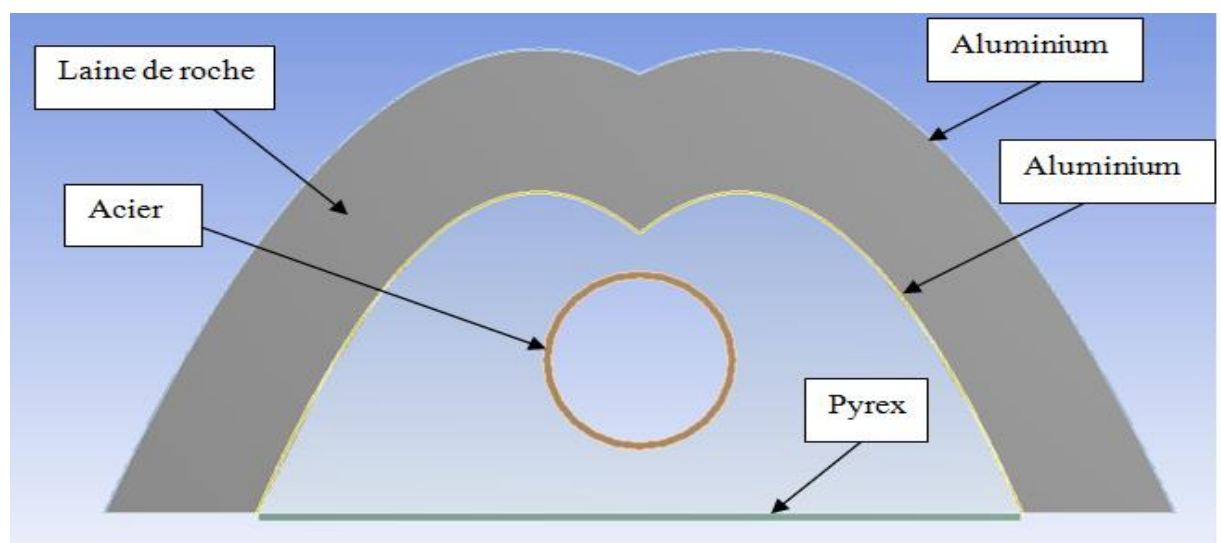


Figure 4.28 : Matériaux de l'ensemble formant le récepteur solaire

Les conditions géométriques sont les suivantes :

- tube récepteur : acier recouvert d'un coating pour optimiser les propriétés radiatives.
- Vitre : Pyrex
- Réflecteur secondaire : aluminium
- Calorifuge : laine de roche
- Bardage : aluminium

Le tableau 4.10 représente les paramètres géométriques et physiques du récepteur.

4.3.3.4. Maillage

Le maillage 2D plan est représenté en figure 3. il comprend 38085 éléments

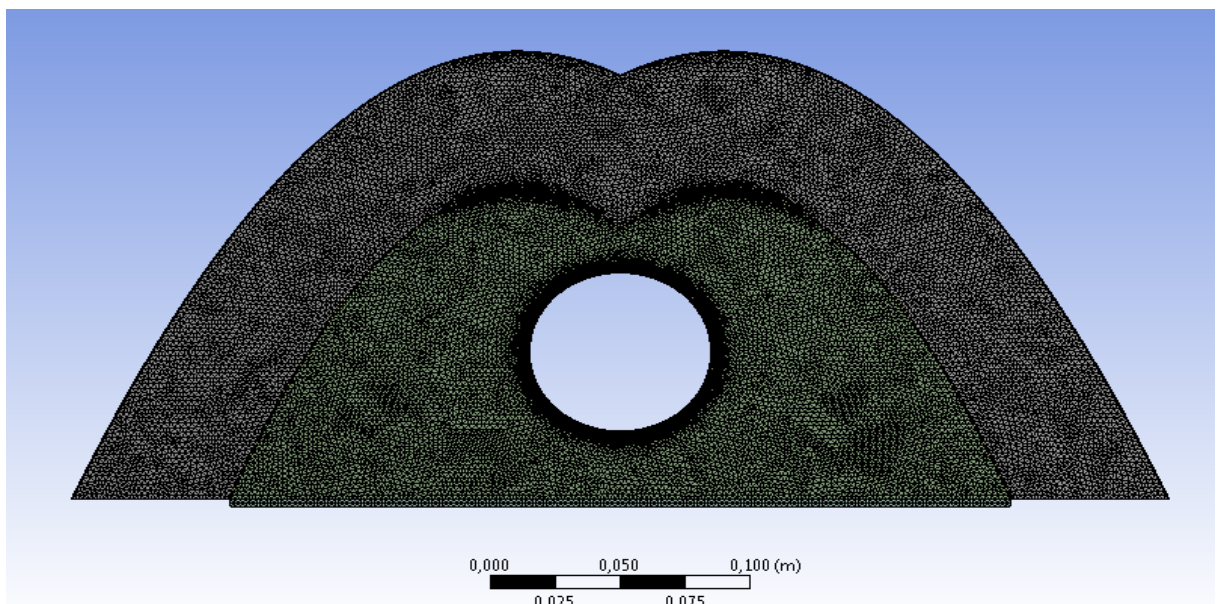


Figure 4.29 : Maillage de l'ensemble formant le récepteur solaire

Caractéristique du maillage :

Type : Triangle, taille maximale de l'élément : $5 \cdot 10^{-3}$, angle de courbure : 1°

Tableau 4.10 : Entrées de FLUENT : paramètres géométriques et physiques du récepteur

Elément	Dimensions	Propriétés physiques
Tube absorbeur	- Diamètre = 0.076 m - Epaisseur = 0.00325 m	- Conductivité thermique = 15.1W/m.K -Émissivité (IR) = 0.20
Réflecteur secondaire	-Type CPC -Epaisseur = 0.001 m	-Conductivité thermique = 237 W/m.K - Émissivité = 0.25
vitre	-Ouverture = 0.3 m -Epaisseur = 0.003 m	- Conductivité thermique = 1.4 W/m.K -Émissivité (IR) = 0.95
Fluide caloporteur		- Densité = 1.225 Kg/m ³ -Chaleur spécifique = 1004 J/Kg.K -Conductivité thermique = 0.026 W/m.K -Viscosité dynamique = 1.00.10 ⁻⁵ Kg/m.s -Nature de l'écoulement : Forcé - Turbulent
Fluide dans la cavité (air)		- Densité = 1.225 Kg/m ³ -Chaleur spécifique = 1004 J/Kg.K -Conductivité thermique = 0.026 W/m.K -Viscosité dynamique = 1.00.10 ⁻⁵ Kg/m.s -Nature de l'écoulement : Naturel

4.3.3.5. Conditions aux limites

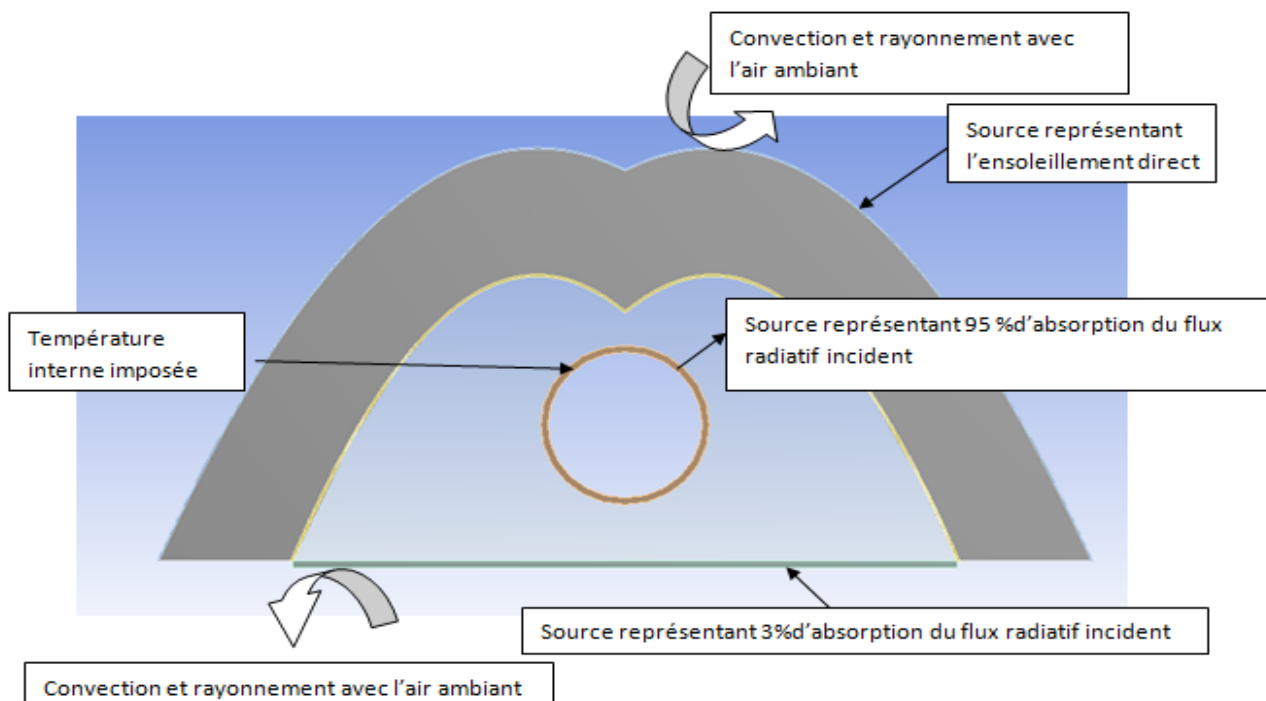


Figure 4.30 : conditions aux limites

Les conditions limites sont les suivantes :

➤ **Tube récepteur**

On impose sur le volume représentant le tube une source de chaleur uniformément répartie correspondant à 95% du flux radiatif incident (solaire), issue des miroirs de Fresnel.

$$q_{\text{tube}} = (0.95 \cdot I) / e_{\text{tube}} \quad (\text{W/m}^3)$$

Avec : e_{tube} = épaisseur du tube (m)

On impose également la température interne du tube à une valeur comprise dans la plage de fonctionnement du récepteur : [130 °C ; 300 °C].

Sur la surface externe du tube, les échanges convectif et radiatif (IR) sont déterminés par le code de calcul (Fluent).

L'émissivité (IR) du revêtement du tube est prise égale à 0.2.

➤ **Vitre**

On impose sur le volume représentant la vitre une source de chaleur uniformément répartie correspondant à 3% du flux radiatif incident (solaire) ; issu des miroirs de Fresnel.

$$q = (0.03 \cdot I) / e_{\text{vitre}} \quad (\text{w/m}^3)$$

Avec : e_{vitre} = épaisseur de la vitre (m)

Sur la surface de la vitre, les échanges convectif et radiatif (IR) sont déterminés par le code de calcul (Fluent)

L'émissivité (IR) de la vitre est prise égale à 0.95. On ne considère pas de transmission et donc pas d'échange « direct » entre le tube et l'air ambiant.

Sur la surface externe de la vitre, les échanges convectif et radiatif (IR) suivent des lois imposées sous la forme de sous-routines.

Pour la convection : $h_{\text{conv}} = \text{Nu}_L \cdot \lambda / L$

Avec : $L = \text{Air} / \text{Périmètre}$

Et on distingue deux cas :

Convection naturelle ($V_{\text{vent}}=0$ m/s) : $Nu_L=0.27 \cdot Ra_L^{1/4}$ [68]

Convection forcée ($V_{\text{vent}} > 0$ m/s):

Pour $Re < 5 \cdot 10^5$: écoulement laminaire $Nu=0.664 Pr^{0.33} Re^{0.5}$

Pour $Re > 5 \cdot 10^5$: écoulement turbulent $Nu=Pr^{0.33} (0.037 Re^{0.8}-871)$ [69]

Pour le rayonnement : $h_{\text{rad}}=\varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_p + T_a) \cdot (T_p^2 + T_a^2)$

Avec

T_p : température de la paroi externe de la vitre

Et T_a : température de l'air ambiant

Et σ : constante de Stefan –Boltzman ($=5.670 \cdot 10^{-8}$)

Et ε : émissivité (IR) de la vitre ($=0.95$ pour le pyrex)

➤ Bardage

On impose sur le volume représentant le bardage une source de chaleur uniformément répartie correspondant au flux solaire directe. Compte tenu de la forme du bardage. On utilisera un flux moyen (I) de 400 W/m² pour le cas d'insolation maximale.

$$q_{\text{bardage}} = (I) / e_{\text{bardage}} \text{ (W/m}^3\text{)}$$

Avec e_{bardage} = épaisseur du bardage (m)

Sur la surface interne du réflecteur, les échanges convectifs et radiatifs (IR) sont déterminés par le code. L'émissivité (IR) du réflecteur est prise égale à 0.25.

Sur la surface externe du bardage, les échanges convectif et radiatif (IR) suivent des lois imposées sous la forme de sous-routines.

Pour la convection : $h_{\text{conv}}=Nu_L \cdot \lambda / L$

Avec : L =Air /Périmètre

Et on distingue deux cas :

Convection naturelle ($V_{\text{vent}}=0$ m/s) : $Nu_L=0.15 Ra_L^{1/3}$ [70]

Convection forcée ($V_{\text{vent}} > 0$ m/s):

Pour $Re < 5 \cdot 10^5$: écoulement laminaire $Nu=0.664 Pr^{0.33} Re^{0.5}$

Pour $Re > 5 \cdot 10^5$: écoulement turbulent $Nu = Pr^{0.33} (0.037 Re^{0.8} - 871)$ [69]

Pour le rayonnement : $h_{rad} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_p + T_a) \cdot (T_p^2 + T_a^2)$

Avec : T_p : température de la paroi externe du bardage

T_a : température de l'air ambiante

σ : Constante de Stefan – Boltzmann ($= 5.670 \cdot 10^{-8}$)

ε : Émissivité (IR) de le bardage ($= 0.25$ pour l'aluminium oxydé ou sablé)

4.3.4. Résultats

4.3.4.1. Conditions de base

Les conditions dites de base sont les suivantes :

- Après concentration par les miroirs de Fresnel, le flux incident est de 27 Kw/m²
- Le flux solaire direct sur le bardage est alors de 400 w/m²
- La température ambiante est de 30 °C
- la vitesse du vent est nulle

Au sein du tube récepteur, la température du fluide caloporteur (eau/vapeur) peut varier de 130°C à l'entrée à 300 °C à la sortie du tube.

4.3.4.2. Température interne du tube à 130°C

	T min (°C)	T moy(°C)	T max (°C)
Tube	130	132	133
Vite	105	106	107
Bardage	94	95	96

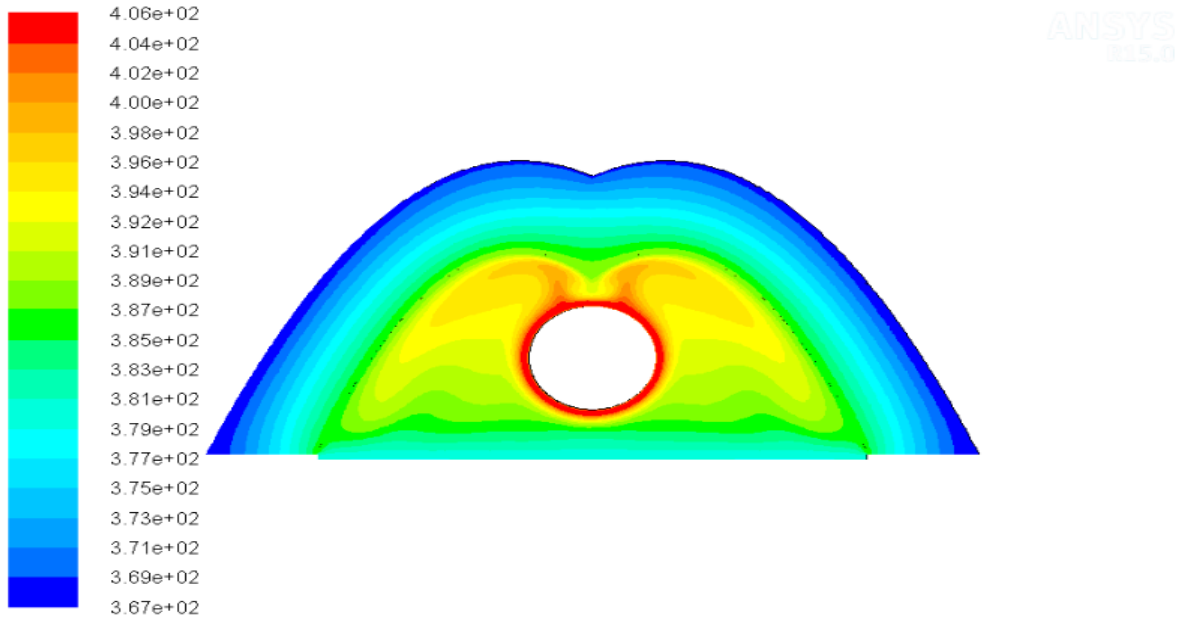


Figure 4.31 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-130 °C-champ de températures dans les solides et le fluide

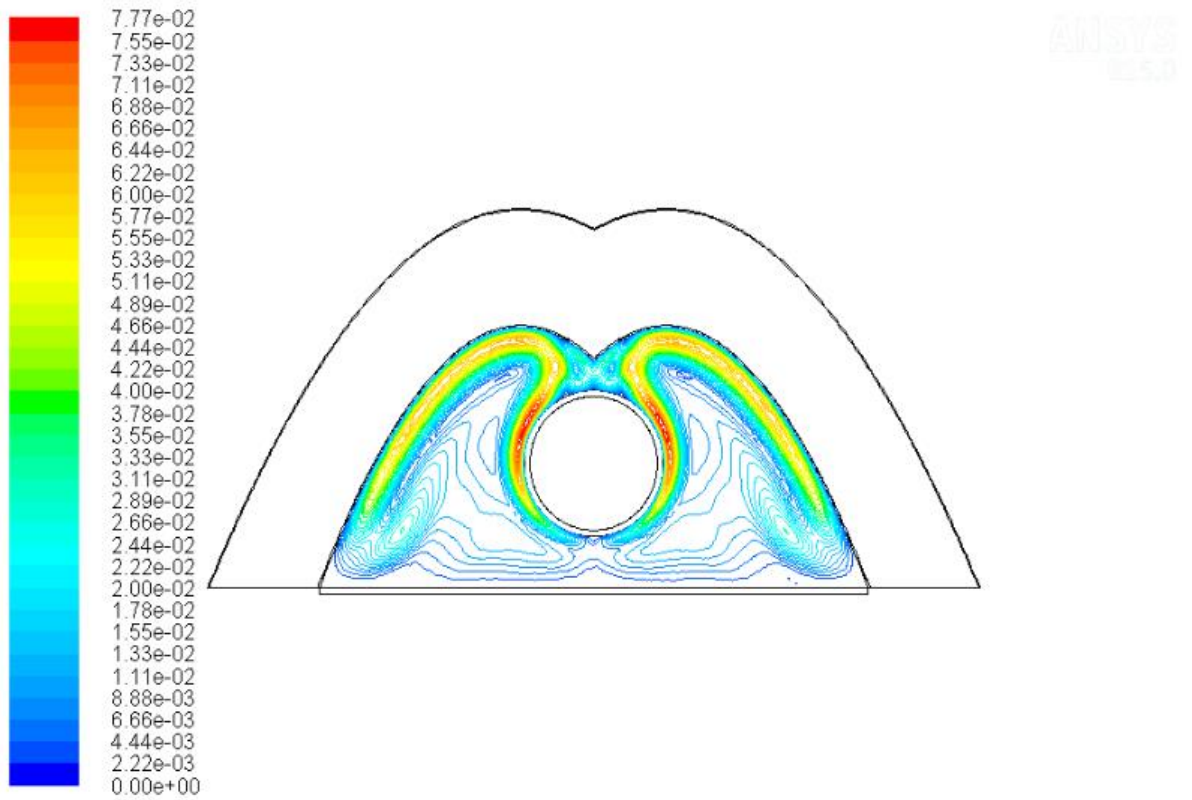


Figure 4.32 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-130°C-champ de vitesses dans le fluide

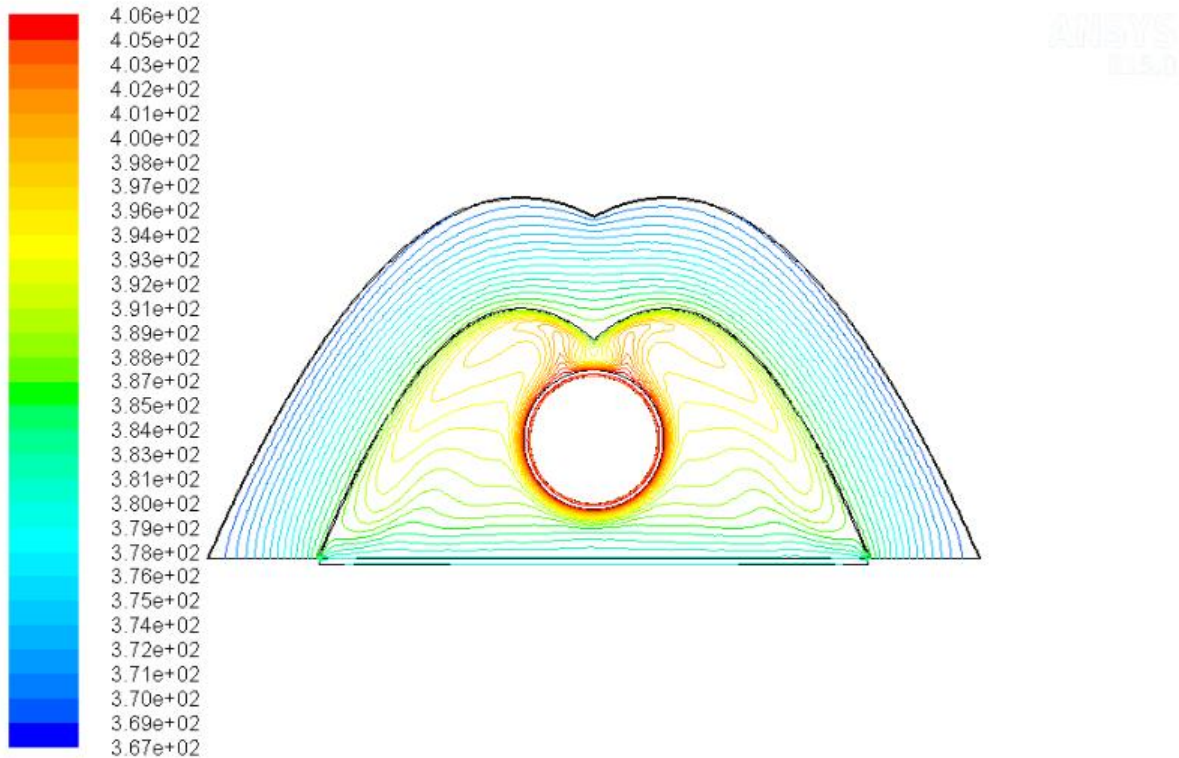


Figure 4.33 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-130 °C- lignes de courant dans le fluide

Dans les solides (vitre et tube) (figure 4.31), on constate sans surprise que le gradient de température est quasiment nul dans le tube ($\sim 3^{\circ}\text{C}$).

Dans le fluide (l'air) (figure 4.31), le champ de température est quasiment stratifié compte tenu de mouvements convectifs de faible ampleur et des couches limites très minces.

Les lignes de courants (figure 4.33), montrent la formation d'une structure convective simple au sein du capteur, l'écart de température entre les différentes parois étant faible, la vitesse du fluide (figure 4.32) reste très basse ($< 0.08 \text{ m/s}$) et les coefficients d'échanges convectifs en parois sont également très faible.

Notons qu'au niveau de la paroi externe du tube, les pertes convectives et radiatives sont du même ordre de grandeur.

4.3.4.3. Température interne du tube à 300 ° C

	Tmin (°C)	Tmoy(°C)	T max (°C)
Tube	300	302	303
Vite	146	148	150
Bardage	132	134	135

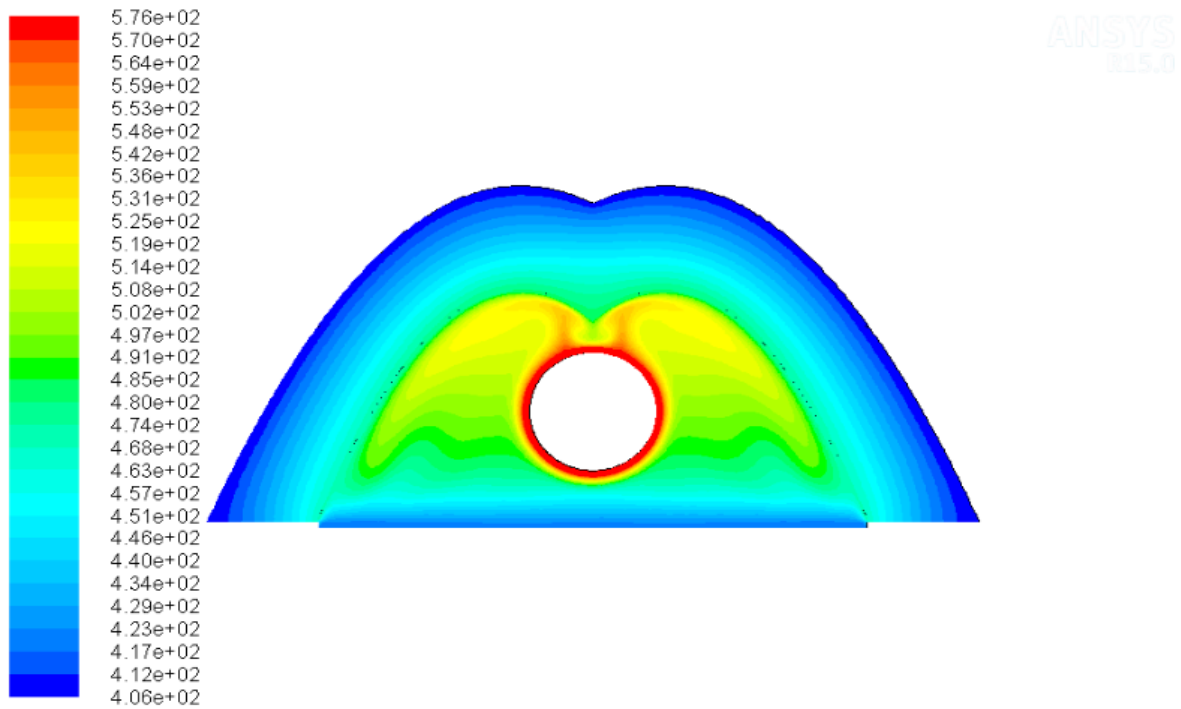


Figure 4.34 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-300 °C-champ de températures dans les solides, et le fluide

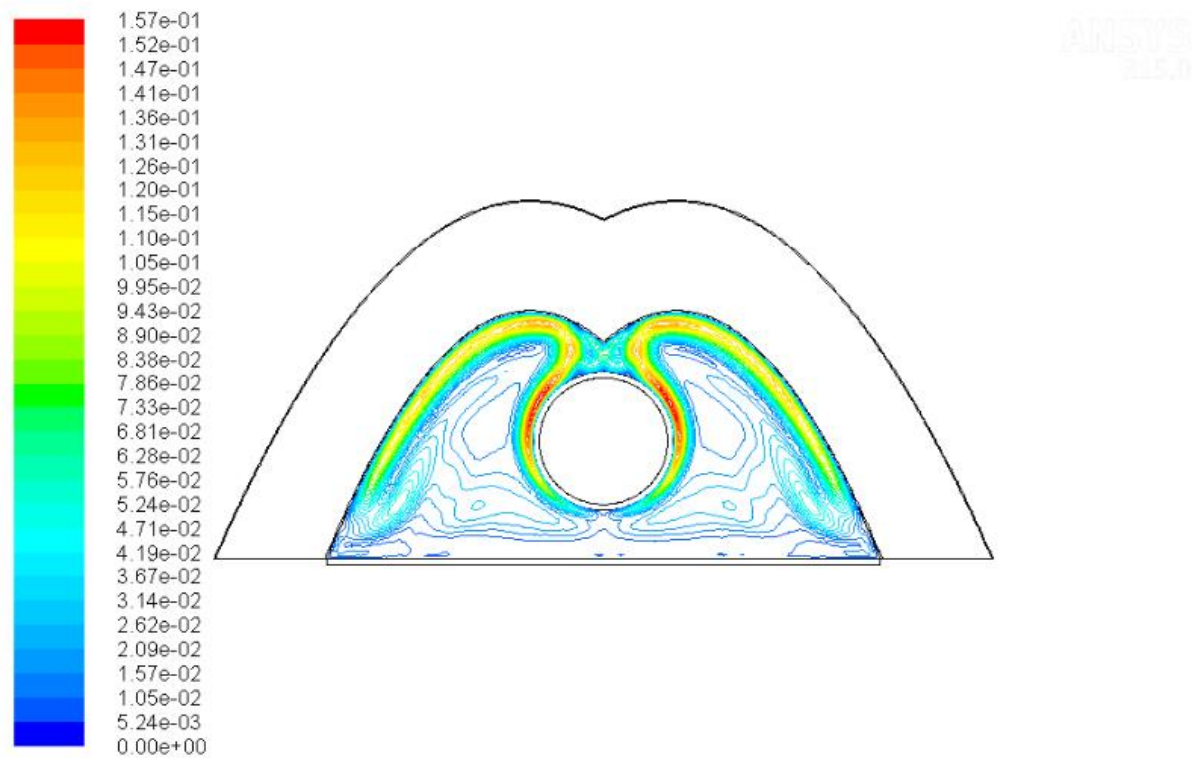


Figure 4.35 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-300 °C-champ de vitesses dans le fluide

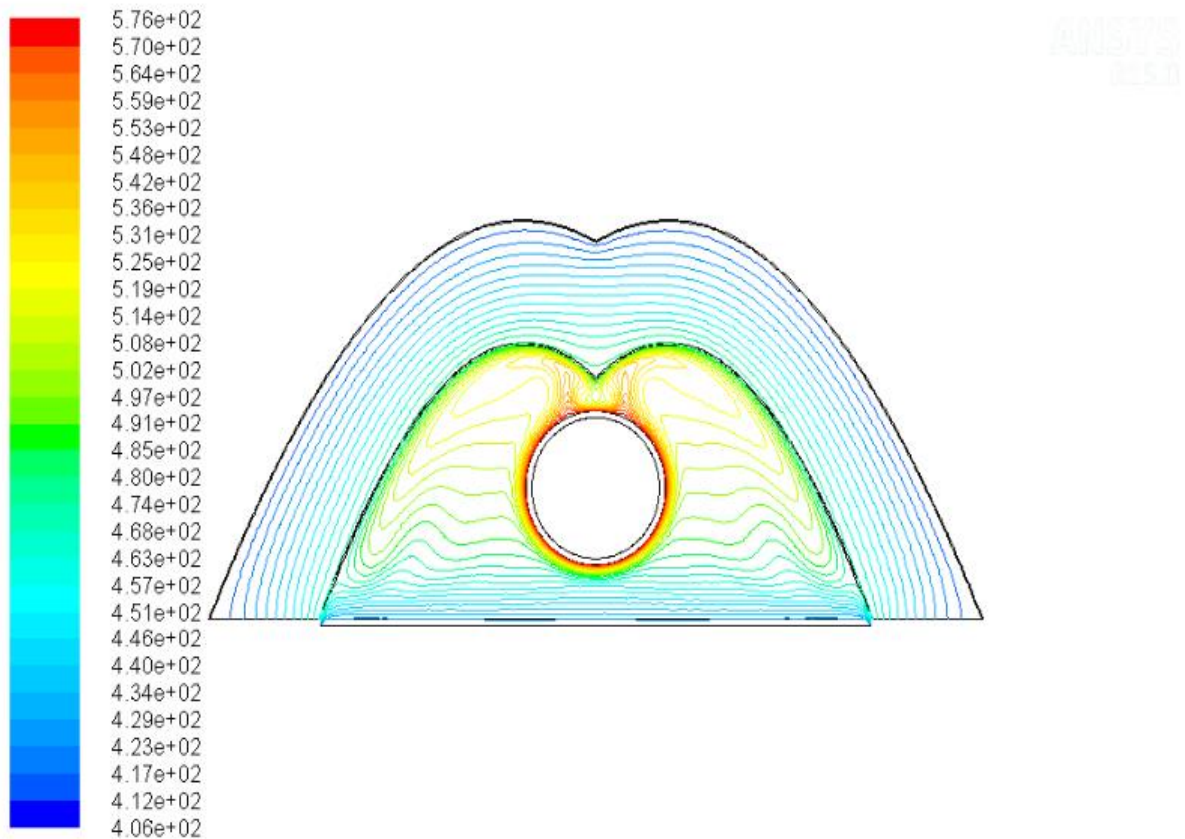


Figure 4.36 : [30°C ; 0 m/s ; 27 kW/m²]-300 °C- lignes de courant dans le fluide

Dans les solides (figure 4.34), on constate sans surprise que le gradient de température est quasiment nul dans le tube ($\approx 3^\circ\text{C}$).

Dans le fluide (l'air) (figure 4.34), le champ de température est quasiment stratifié compte tenu de mouvements convectifs de faible ampleur et des couches limites très minces.

Les lignes de courants (figure 4.36) montrent la formation d'une structure convective simple au sein du capteur, l'écart de température entre les différentes parois étant faible, mais la vitesse du fluide (figure 4.35) reste très basse ($< 0.16\text{m/s}$) et les coefficients d'échanges convectifs en parois sont également très faible.

Notons cette fois qu'au niveau de la paroi externe du tube, les pertes radiatives sont plus importantes que les pertes convectives.

- **Calcul des coefficients convectifs (h)**

Vitre :

➤ $V=0$ m/s (Convection naturelle)

On a : $Nu=0.27*Ra_L^{1/4}$

$$Ra_L=Pr*Gr_c$$

$$Pr=\frac{c_p*\mu}{\lambda}=\frac{1004*1.86*10^{-5}}{0.026}=0.718$$

$$Gr_c=\frac{g*B*\Delta T*L_c^3}{\nu^2}=\frac{9.81*0.00143*200*0.115^3}{(1.86*10^{-5})^2}=1.23*10^7$$

La longueur caractéristique est égal à : $L=Aire/périmètre$

$$L=(0.3*1)/(2*0.3)+(2*1)$$

$$L=0.115 \text{ m}$$

$$Ra_L=0.718*1.23*10^7=8.83*10^6$$

$$Nu=14.72$$

$$h=\frac{Nu*\lambda}{L}=\frac{14.72*0.026}{0.115}$$

$$\mathbf{h=3.32 \text{ W/m}^2.K}$$

Donc le coefficient convectif au niveau de la vitre est égal à $3.32 \text{ W/m}^2.K$

➤ $V=18$ m/s

$$Re=\frac{\rho*L*V}{\mu}=\frac{1.225*0.115*18}{1.52*10^{-5}}=1.66*10^5$$

$Re=1.66*10^5 < 5*10^5$, c'est un écoulement laminaire :

$$Nu=0.664*Pr^{0.33}*Re^{0.5}=0.644*(0.718)^{0.33}*(1.66*10^5)^{0.5}$$

$$\mathbf{Nu=243.06}$$

$$h=\frac{243.06*0.026}{0.115}=\mathbf{54 \text{ W/m}^2.K}$$

➤ $V=26$ m/s

$$Re=2.39.10^5 < 5.10^5$$

$$Nu=0.664*Pr^{0.33}*Re^{0.5}$$

$Nu=271$, donc le coefficient convectif au niveau de la vitre est égal à $65.79\text{W/m}^2.\text{K}$

➤ $V=38\text{m/s}$

$$Re=3.49.10^5 < 5.10^5$$

$$Nu=0.644*Pr^{0.33}*Re^{0.5}$$

$$h=79.5\text{W/m}^2.\text{K}$$

Bardage :

➤ $V=0\text{m/s}$

$$Nu=0.15*Ra_L^{1/3}$$

$$Pr=0.718$$

$$Gr_c = \frac{9.81*0.0143*0.193^3*100}{(1.86*10^{-5})^2}, Gr_c=2.91*10^7$$

$$Ra_L=2.09*10^7, Nu=41.34, h=5.56\text{W/m}^2.\text{K}$$

➤ $V=18\text{m/s}$

$$Re = \frac{1.225*0.193*18}{1.52*10^{-5}} = 2.78*10^5$$

$Re < 5.10^5$ c'est un écoulement laminaire

$$Nu=0.664*Pr^{0.33}*Re^{0.5}=0.664*(0.718)^{0.33}*(2.78.10^5)^{0.5}$$

$$Nu=313.84$$

$$h=42.28 \text{ W/m}^2\text{k}$$

➤ $V=26\text{m/s}$

$Re=4.01.10^5 < 5.10^5$, écoulement laminaire

$$Nu=0.664*Pr^{0.33}*Re^{0.5}$$

$$Nu=376.93$$

$$h=50.78 \text{ W/m}^2.\text{K}$$

➤ $V=38\text{m/s}$

$Re=5.86.10^5 > 5.10^5$, c'est un écoulement turbulent, $Nu=Pr^{0.33}*(0.037*Re^{0.8}-871)$

$$Nu=583.91, h=78.66 \text{ W/m}^2.\text{K}$$

4.3.4.4. Résultat globaux

La figure 4.37 montre l'évolution de pertes linéiques globales par les surfaces externes du tube, de la vitre et du bardage.

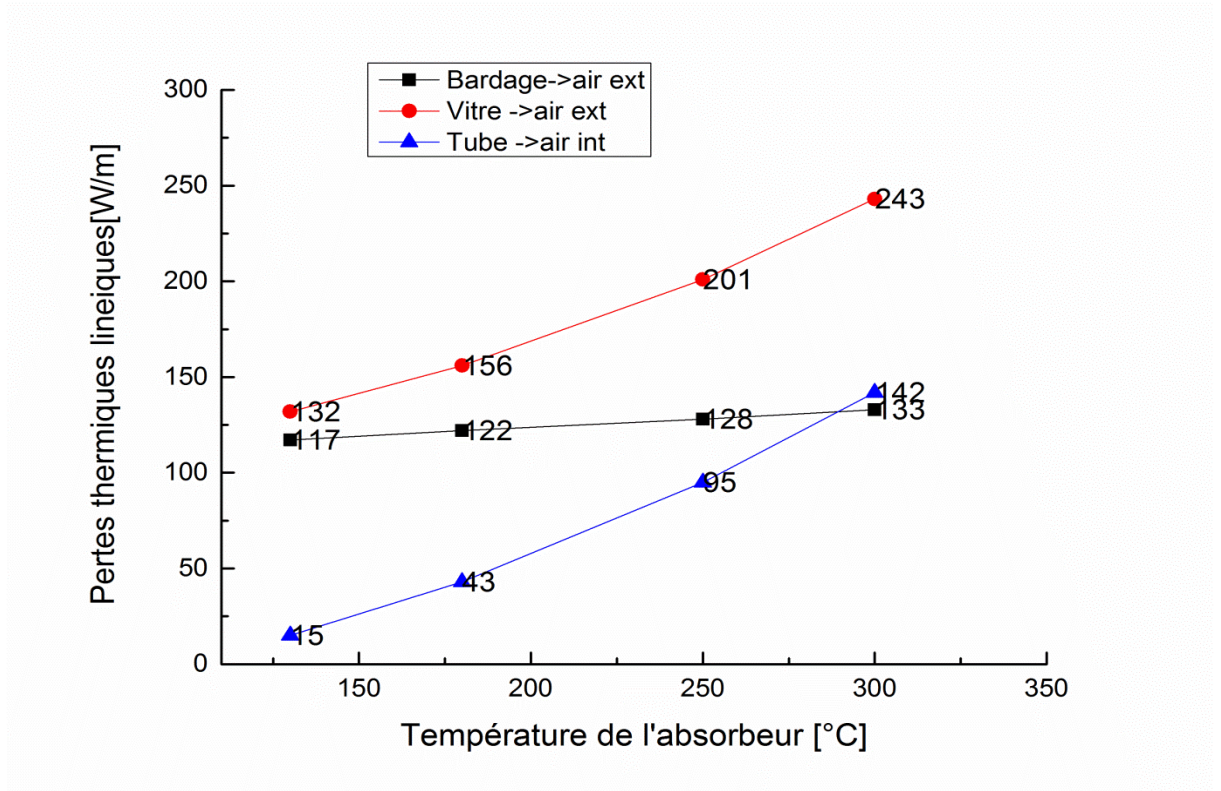


Figure 4.37 : Pertes thermiques linéiques globales pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

La figure 4.38 permet de connaître les proportions des pertes du tube réalisées par le biais de la vitre ou du bardage. On constate que la majeure partie des pertes se font par le biais de vitre. Elles représentent 67% des pertes du tube à 130°C et 86% à 300°C .

La figure 4.39 montre que jusqu'à une température de l'absorbeur de 200°C , les pertes radiatives et convectives sont du même ordre. Au-delà, les pertes radiatives deviennent prépondérantes.

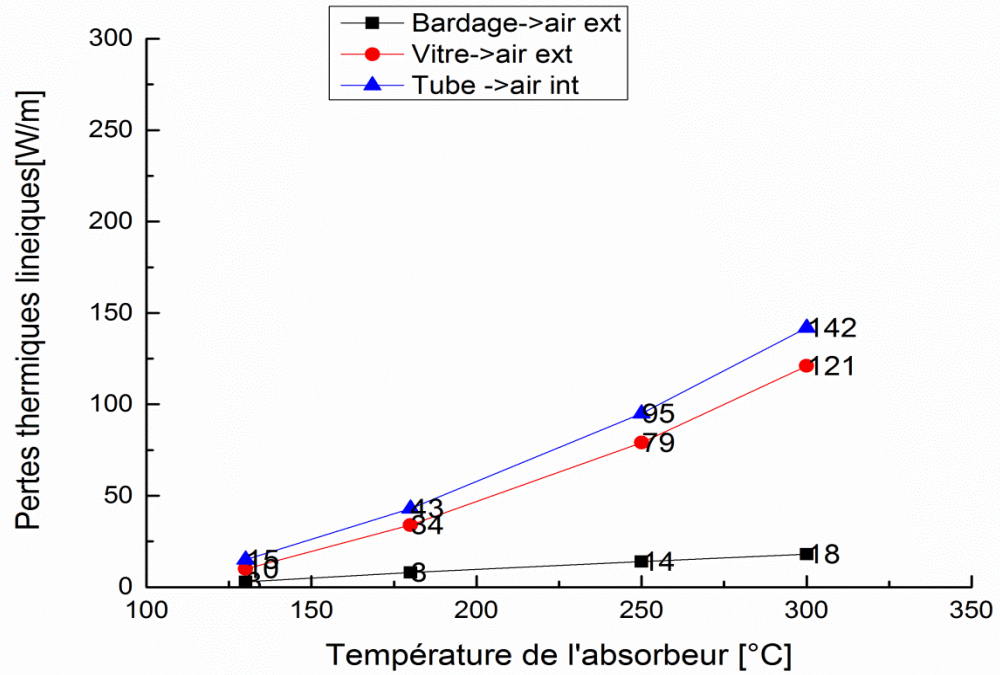


Figure 4.38 : pertes thermiques linéiques du tube pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

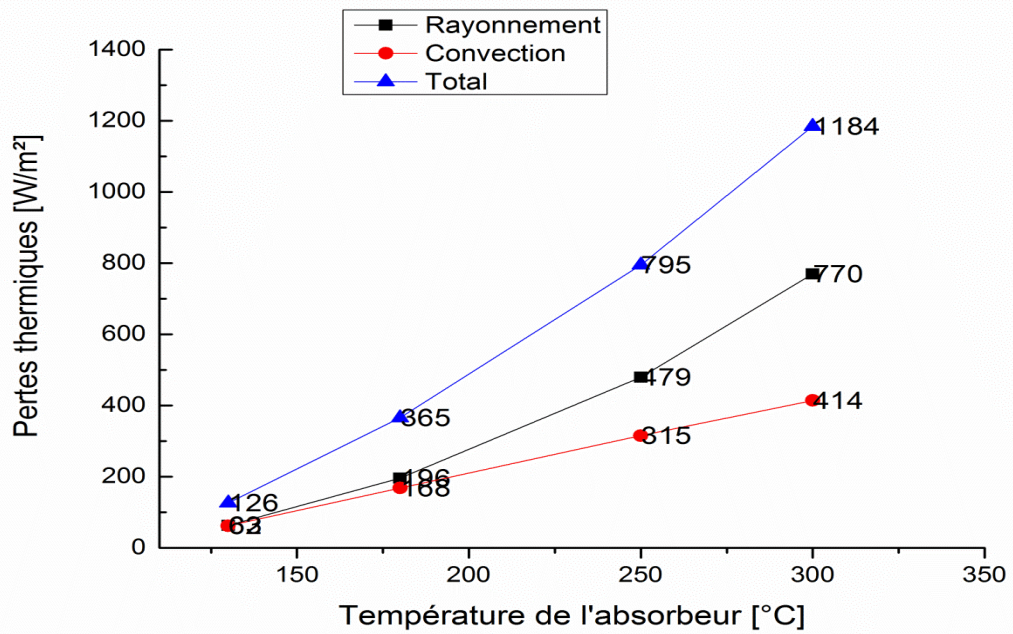


Figure 4.39 : pertes thermiques du tube pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

4.3.4.5. La non prise en compte du flux solaire sur le bardage

Afin de connaître l'influence du flux solaire direct reçu par le bardage sur les pertes du tube, nous avons réalisé une série de simulation en désactivant la source appliquée au bardage.

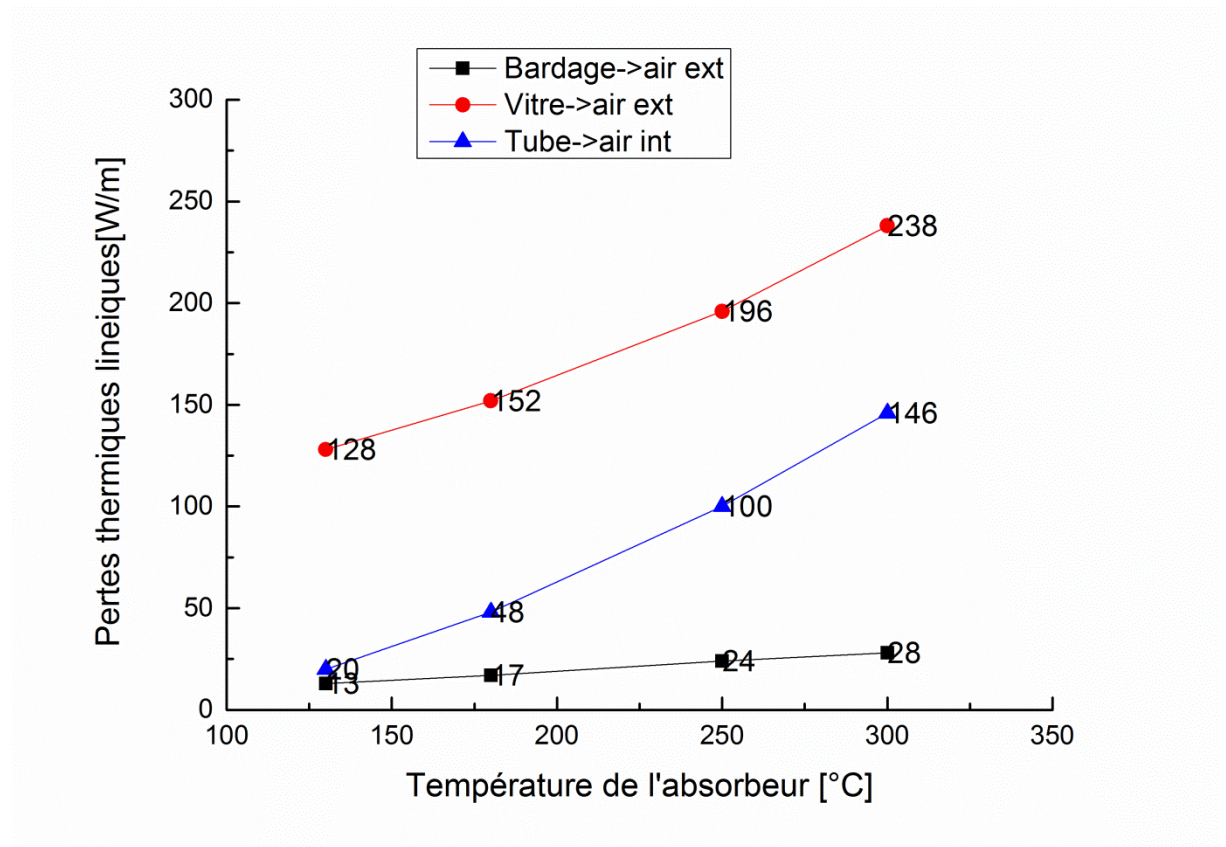


Figure 4.40 : pertes thermiques linéiques globales sans flux solaire sur le bardage pour [Text=30°C, Vext=0m/s, $\phi=27 \text{ kW/m}^2$]

Globalement, on voit bien entendu que les pertes au niveau du bardage sont très largement diminuées. Au niveau de la vitre, les pertes sont légèrement plus faibles alors qu'au niveau du tube elles sont légèrement plus fortes. pas d'influence majeure sur les pertes thermiques du tube.

L'influence de la non prise en compte du flux solaire direct reçu par le bardage sur les pertes du tube est donc une augmentation des pertes une moyenne de +3 W/m.

La figure 4.42 montre que jusqu'à une température de l'absorber de 200°C, les pertes radiatives et convectives sont du même ordre, au-delà, les pertes radiatives deviennent prépondérantes.

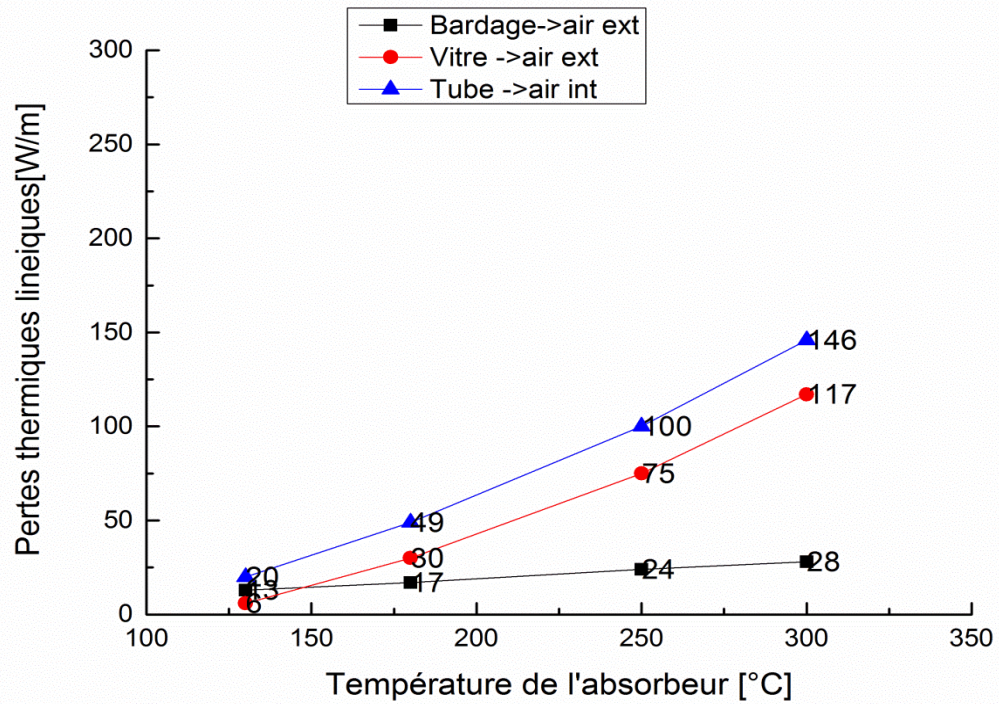


Figure 4.41 : pertes thermiques linéiques du tube globales sans flux solaire sur le bardage pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

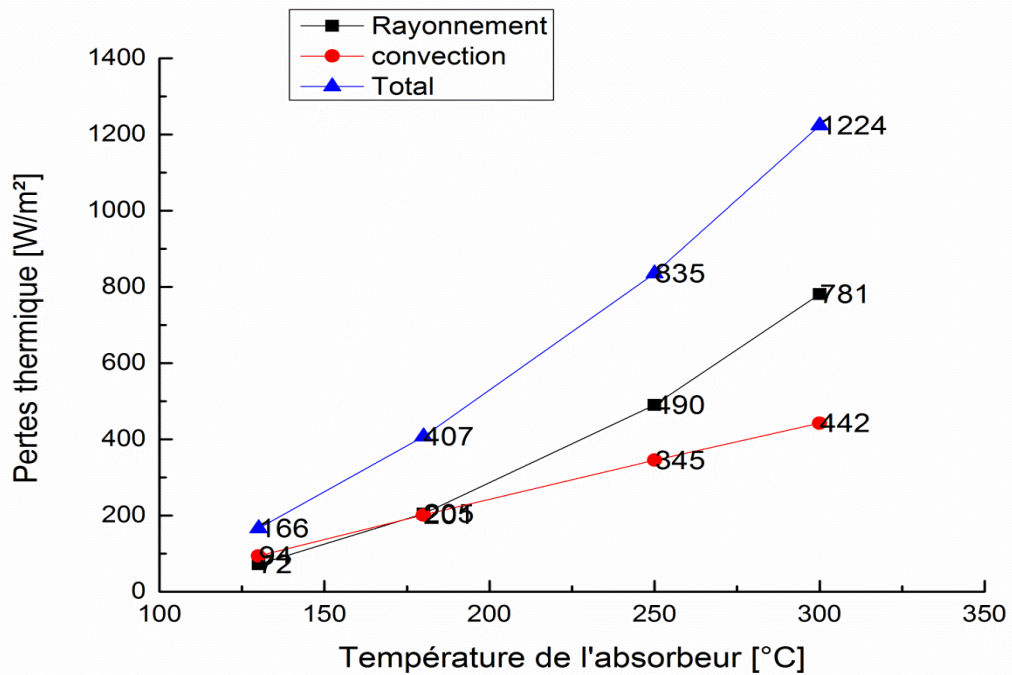


Figure 4.42 : pertes thermiques du tube globales sans flux solaire sur le bardage pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

4.3.4.6. Influence du flux radiatif incident

La valeur du flux solaire incident après concentration peut varier en 0 et 27 kW/m². Nous limiteront notre étude à une plage plus restreinte de 13 à 27 kW/m².

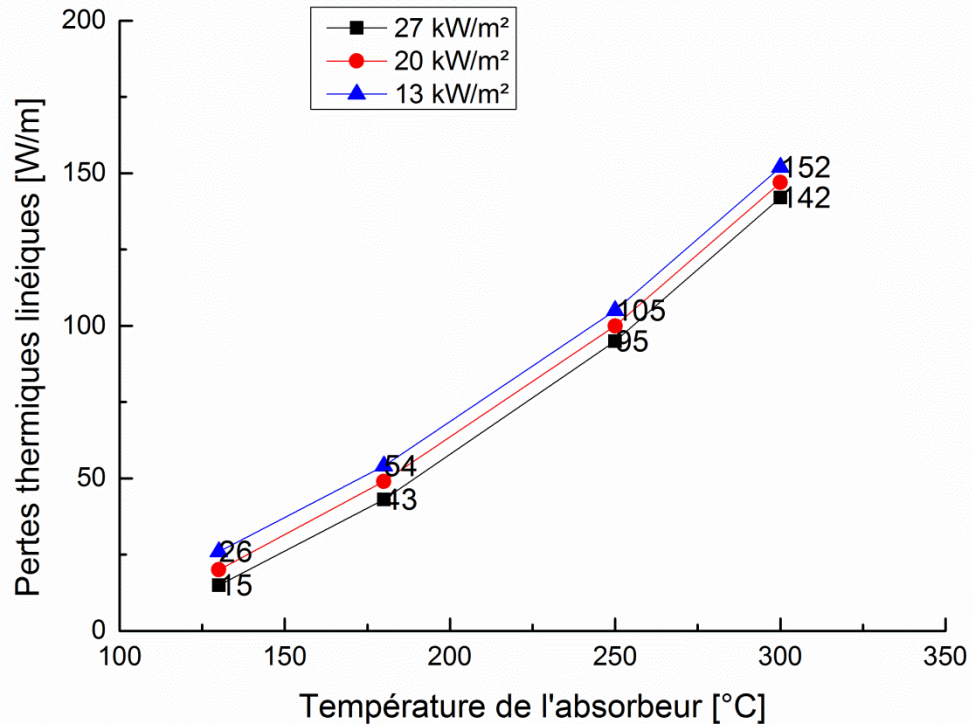


Figure 4.43 : pertes thermiques linéiques du tube pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=\text{variable}$]

D'une part, on constate que pour une même température de tube, plus de flux incident est faible, plus les pertes au niveau de tube sont importantes. Cette tendance s'explique par le fait que pour une même température interne du tube, plus le flux incident est faible, plus la température de la vitre et du réflecteur son faible et donc les échanges au sein du capteur, majoritairement radiatifs, sont élevés.

D'autre part, l'écart entre les pertes reste presque constant quelle que soit la température du tube. Ainsi, cet écart est de 5 W/m entre 27 et 20 kW/m² et de 11 W/m entre 27 et 13 kW/m²; ce qui dans ce dernier cas représente entre 74% d'écart à 130°C et 8% d'écart à 300°C. Concernant le coefficient d'échange convectif, on constate que pour une même température de tube, plus le flux

incident est faible, plus le coefficient d'échange convectif est important. L'écart se réduit à mesure que la température du tube augmente et le coefficient d'échange tend vers une valeur constante

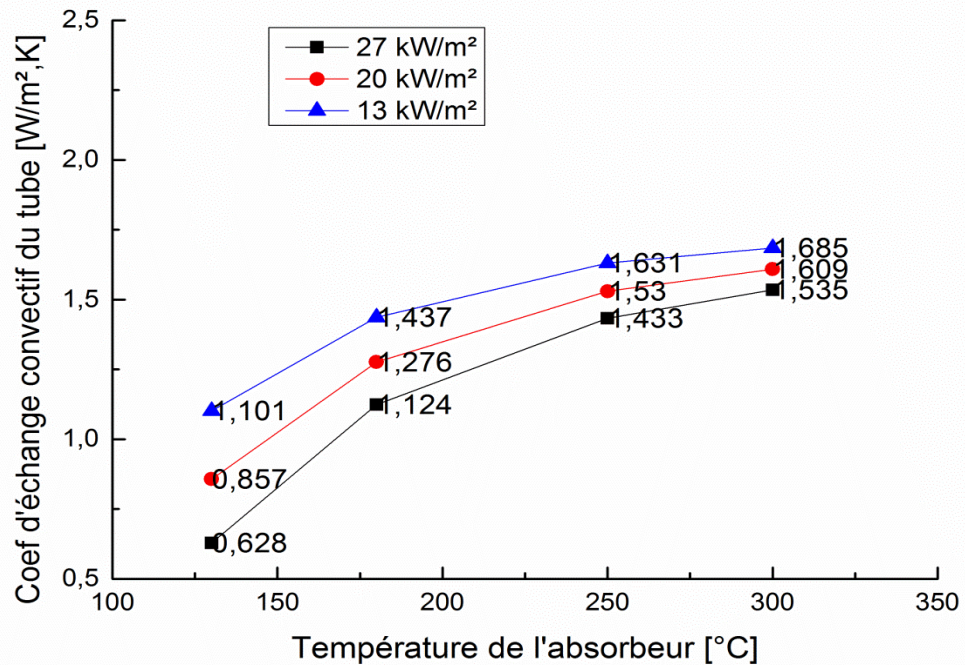


Figure 4.44 : coefficient d'échange convectif du tube pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=\text{variable}$]

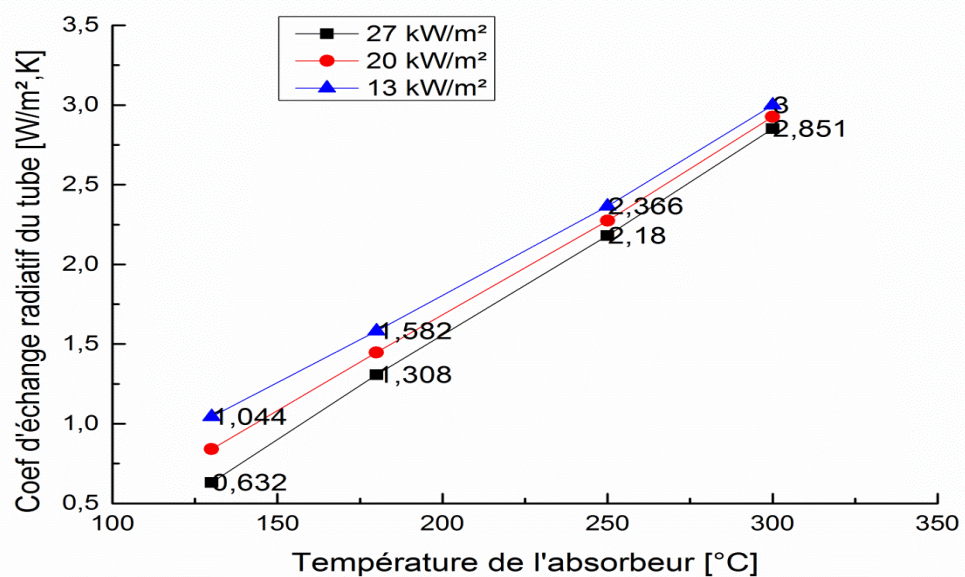


Figure 4.45 : coefficient d'échange radiatif du tube pour [$T_{ext}=30^{\circ}\text{C}$, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=\text{variable}$]

4.3.4.7. Influence de température ambiante

Nous avons fait varier la valeur de la température ambiante entre 0 et 30°C.

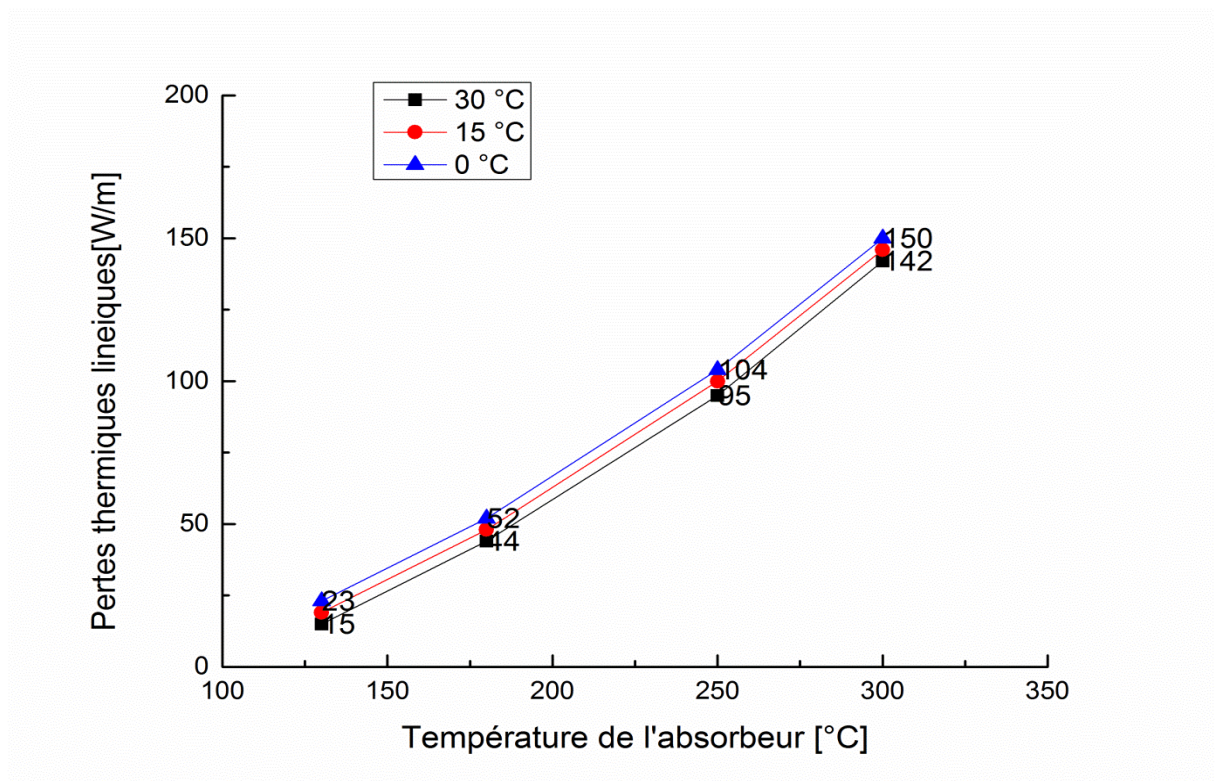


Figure 4.46 : pertes thermiques linéiques du tube pour [Text=variable, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

D'une part, on constate que pour une même température du tube, plus la température ambiante est faible, plus les pertes au niveau du tube sont importantes.

D'autre part, l'écart entre les pertes reste presque constant quelle que soit la température du tube. Ainsi, cet écart est de 4 W/m entre 15 et 30°C et de 8 W/m entre 0 et 30°C, ce qui dans ce dernier cas représente entre 54% d'écart à 130°C et 6% d'écart à 300°C.

Concernant le coefficient d'échange convectif, on constate que pour une même température du tube, plus la température ambiante est faible, plus le coefficient d'échange convectif est important.

L'écart se réduit à mesure que la température du tube augmente et le coefficient d'échange tend vers une valeur constante

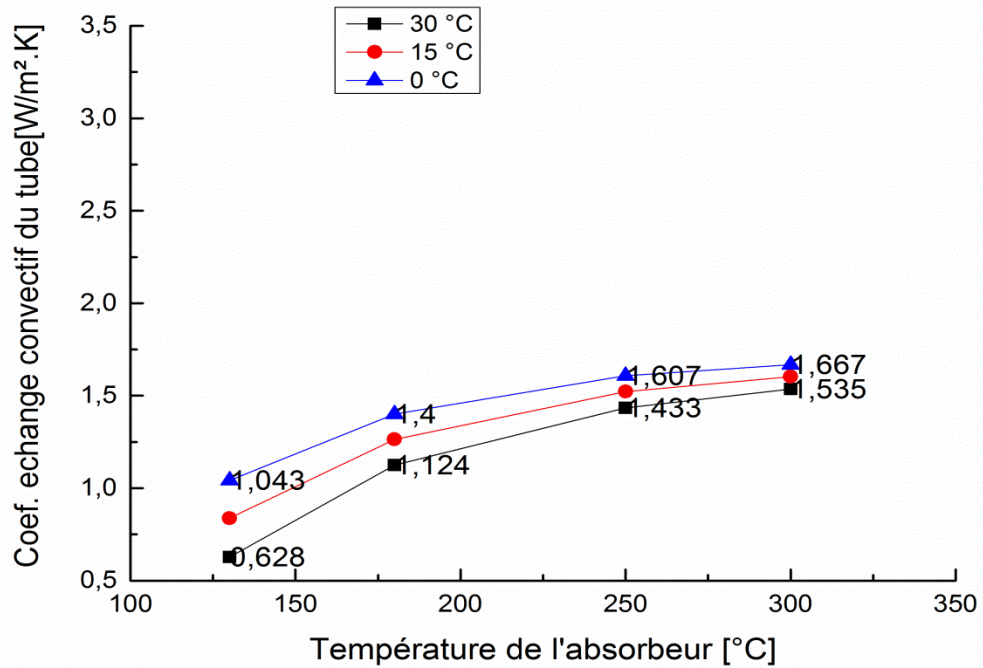


Figure 4.47 : coefficient d'échange convectif du tube pour [Text=variable, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

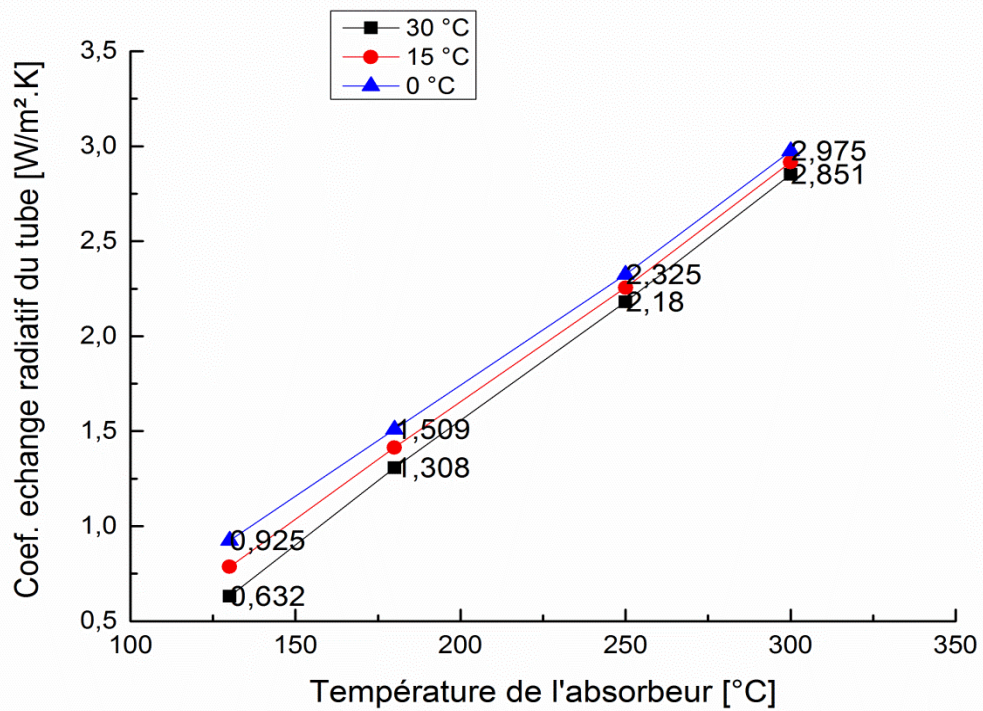


Figure 4.48: coefficient d'échange radiatif du tube pour [Text=variable, $V_{ext}=0\text{m/s}$, $\phi=27\text{ kW/m}^2$]

4.3.4.8. Influence du vent

Nous proposons dans cette partie de varier la vitesse du vent entre 0 et 38m/s et voire le comportement thermique de notre capteur. Bien que le système réflecteur n'est pas supposé fonctionner au-delà de 26 m/s.

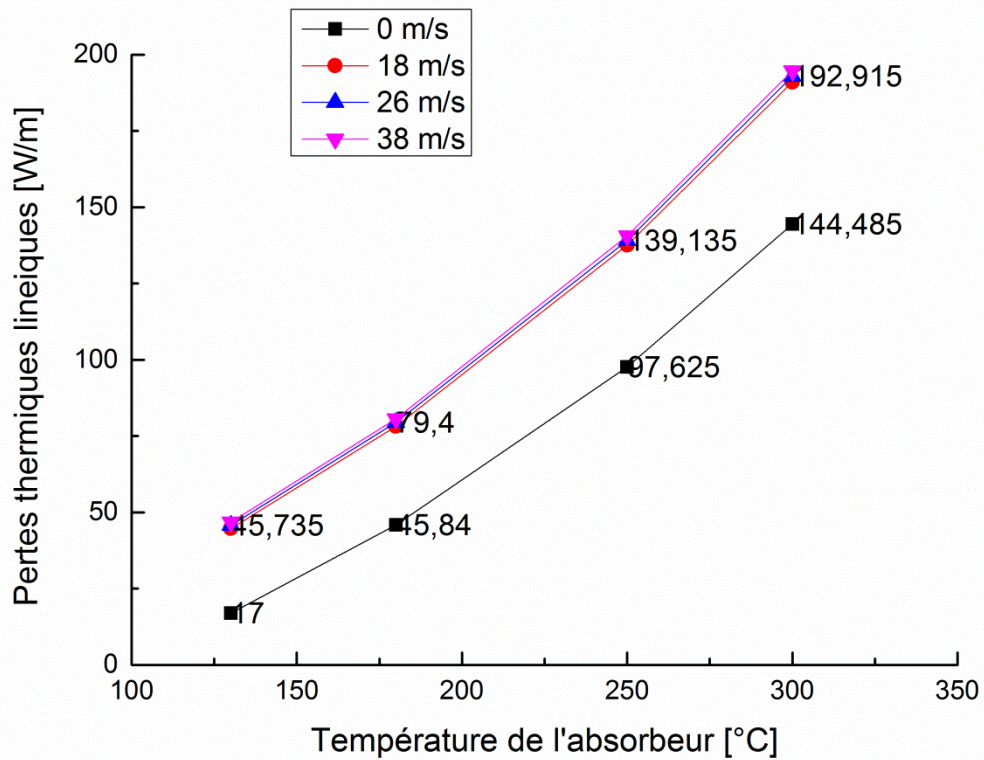


Figure 4.49 : pertes thermiques linéique du tube pour [Text=30 °C, Vext=variable, $\phi=27 \text{ kW/m}^2$]

D'une part, on constate que pour une même température du tube, plus la vitesse du vent est grande, plus les pertes au niveau du tube sont importantes.

Concernant le coefficient d'échange convectif, on constate que pour une même température du tube, plus la vitesse du vent est grande, plus le coefficient d'échange convectif est important.

Pour des vitesses du vent importantes, le coefficient d'échange est quasiment constant quel que soit le point de fonctionnement. Avec le vent, le coefficient U_0 devient du même ordre de grandeur que le coefficient U_1 .

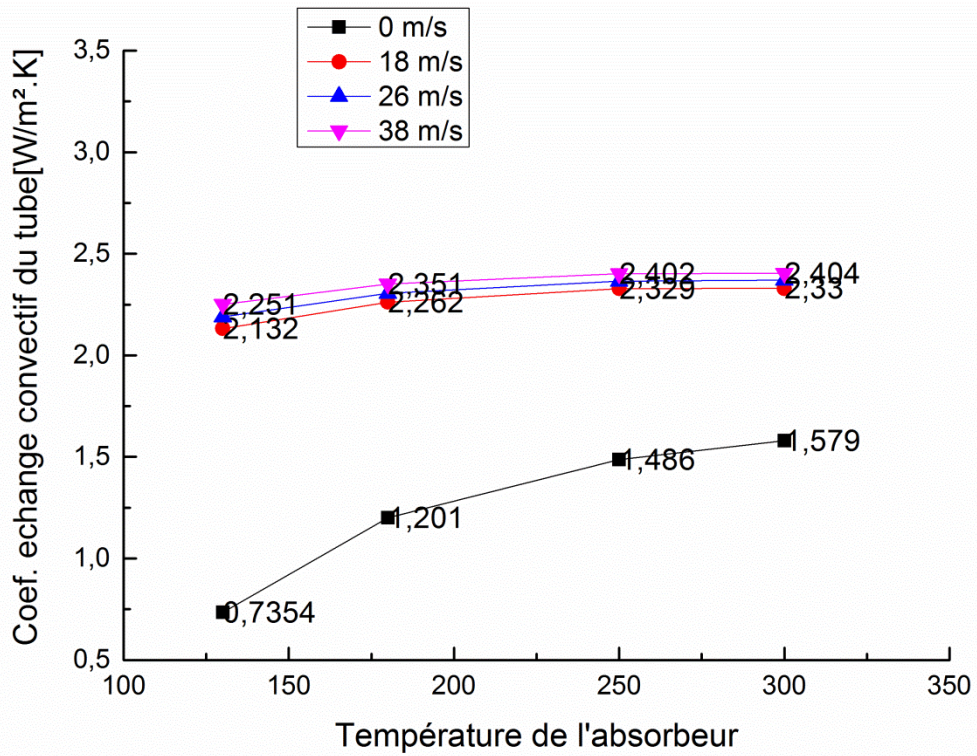


Figure 4.50 : coefficient d'échange convectif du tube pour [Text=30 °C, Vext=variable, $\phi=27 \text{ kW/m}^2$]

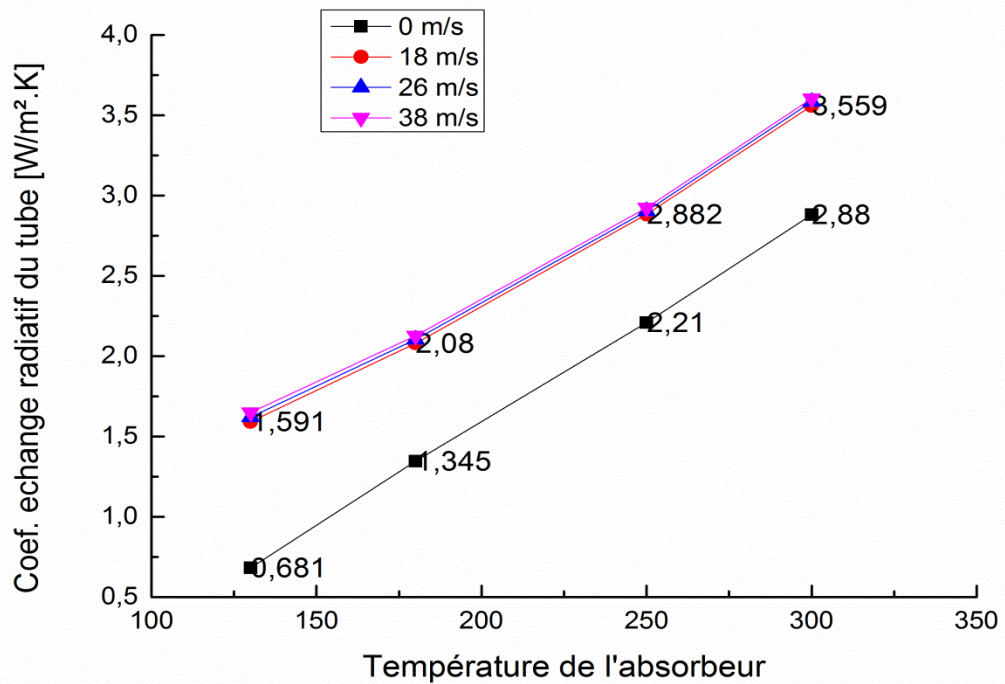


Figure 4.51 : coefficient d'échange radiatif du tube pour [Text=30 °C, Vext=variable, $\phi=27 \text{ kW/m}^2$]

4.3.5. Conclusion

Un modèle thermo-fluidique complet a été réalisé qui permet de déterminer le comportement thermique du récepteur solaire.

Ce modèle démontre que les pertes sont essentiellement radiatives et qu'elles se réalisent quasiment exclusivement par le biais de la vitre. Il met en évidence que la maîtrise des pertes thermiques repose sur la connaissance détaillée des propriétés radiatives des différents matériaux du capteur.

CHAPITRE 5

ANALYSE EXPERIMENTALE

5.1. INTRODUCTION

Dans cette partie, nous allons décrire tout d'abord l'objectif de cette étude, nous allons faire une brève description du champ solaire de Fresnel étudié, on va présenter l'instrumentation utilisée lors des mesures, et ensuite on va décrire le modèle théorique utilisé pour le calcul des performances, ainsi que les performances mesurées. Enfin, nous allons présenter les résultats obtenus en utilisant le modèle théorique et on termine par une comparaison avec ceux trouvés expérimentalement.

5.2. OBJECTIFS

L'objectif principal de cette étude est de faire une validation expérimentale du modèle théorique développé pour déterminer les performances du prototype solaire basé sur la technologie de Fresnel. Les tests sont effectués au sein de la division solaire de la société CNIM, sur le site de la Seyne sur mer, dans le Sud de la France (décrit et définit dans le chapitre état de l'art), dans le cadre d'un stage courte durée dans cette dernière. Ces derniers sont effectués sur le prototype solaire portant sur les performances de ce dernier, avec une partie performances théoriques et vérification avec les mesures effectuées sur site. Le prototype est en fonctionnement automatique permanent, le système de contrôle enregistre différents paramètres de fonctionnement qui permettent de mesurer les performances énergétiques.

Pour valider les performances de récupération, il s'agit de contrôler les résultats mesurés à des performances théoriques attendues. Les performances attendues sont calculées à l'aide d'un calcul théorique qui prend en compte les différents phénomènes. La comparaison entre les résultats mesurés permet de

valider le bon fonctionnement du prototype, mais aussi de valider les différentes améliorations apportées en vue d'améliorer les performances.

Cette comparaison a permis de valider le calcul théorique, en adaptant certains paramètres qui tiennent compte des différences entre la théorie et la pratique (imperfections des profils des miroirs, des profils des réflecteurs secondaires, encrassement du récepteur,...).

5.3. DESCRIPTION DU CHAMP SOLAIRE ETUDIE

Pour cette étude, nous nous sommes intéressés à un champ solaire à capteurs linéaire de Fresnel composées de 14 lignes de miroirs plans (légèrement cintrés), mobiles, orientés suivant un axe Nord-Sud de façon à suivre la course du soleil tout au long de la journée, en concentrant les rayons sur un récepteur fixe. La géométrie du récepteur étudié est un absorbeur tubulaire, surmonté d'un réflecteur secondaire de type CPC (un concentrateur parabolique composé), formant une cavité fermée par une vitre en partie inférieure.

Les caractéristiques géométriques de l'installation sont les suivantes : (figure 5.1)

- 8 rangées de miroirs et 7 lignes de chaque côté du récepteur
- 14 miroirs par rangées d'une longueur de 6.42m chacun et d'une largeur de 1m
- Le récepteur est à 8.03 m de hauteur au-dessus des miroirs.
- L'ouverture du récepteur est de 34cm
- Diamètre du tube récepteur est de 8.9cm



Figure 5.1: Représentation du prototype Fresnel étudié

5.4. DEFINITIONS DES PARAMETRES UTILISES DANS LE CALCUL

Il est nécessaire de définir la signification de quelques notions avant de rentrer dans les détails de calculs.

5.4.1. Distance focale et cintre miroir

Sachant que chaque miroir est parabolique, sa forme est régie par une équation telle que :

$$Y = \frac{x^2}{4 * F}$$

F : la distance focale du miroir, qui représente la distance entre le point focale de miroir et le foyer (la cible)

y : le cintre du miroir ou courbure.

x : la distance par rapport au centre du miroir.

5.4.2. La tâche solaire

La tâche solaire correspond à la largeur de tâche réfléchie par le miroir, arrivant sur le récepteur.

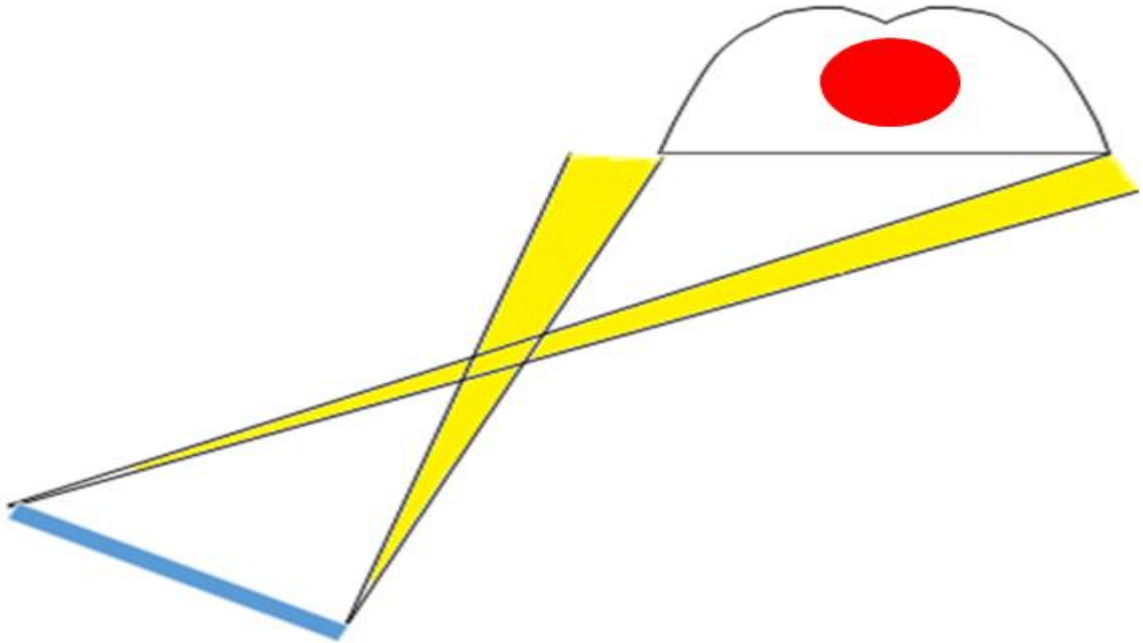


Figure 5.2 : des tâches solaires qui ratent le récepteur.

5.4.3. Angle de visé du récepteur

L'angle « visé » correspond à l'angle défini pour chacune des lignes de miroirs dans le but d'atteindre le milieu du récepteur :

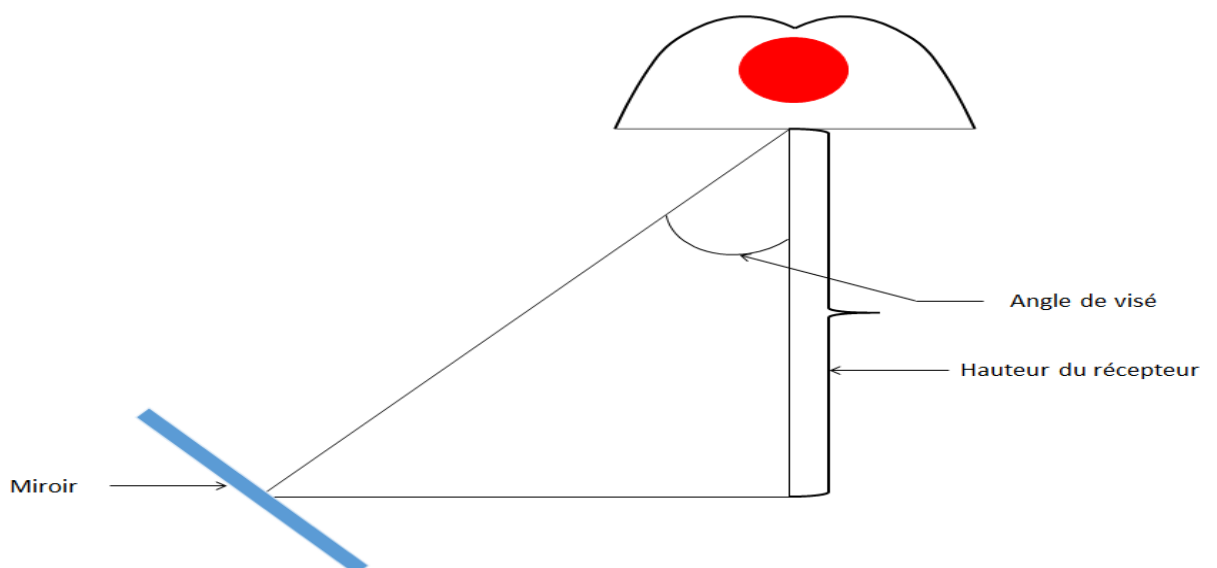


Figure 5.3 : Représentation de l'angle visé.

$$\text{Visé} = \text{Arctan} \frac{\text{Distance miroir axe}}{\text{Hauteur du récepteur}}$$

5.4.4. Hauteur/Azimut

- **L'azimut solaire** est l'angle que fait le plan vertical du soleil avec le plan méridien du lieu. On le mesure à partir du Sud, vers l'Est ou vers l'Ouest (0° pour le Sud, 180° pour le Nord).
- **La hauteur du soleil** est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal.

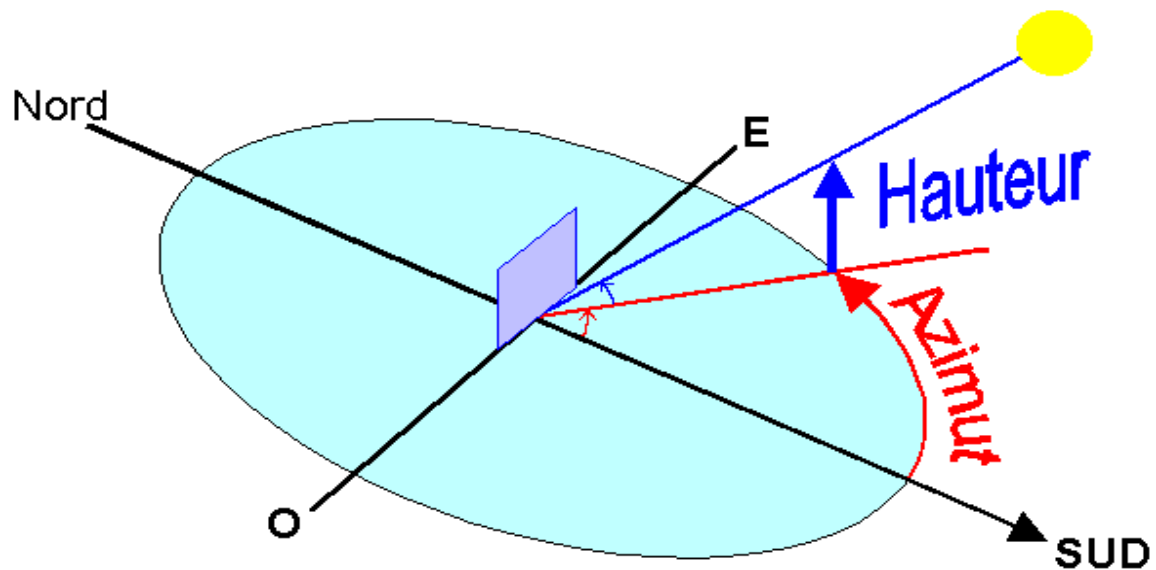


Figure 5.4 : Représentation graphique d'ateur et d'azimut du soleil [71]

5.4.5. Facteur de concentration

Le facteur de concentration est un paramètre de performance du champ solaire. Il permet d'évaluer l'intensité de la concentration solaire : plus ce facteur est élevé, plus la température atteinte peut être importante.

$$\text{Facteur de concentration} = \frac{S_{\text{miroirs}}}{S_{\text{récepteur}}}$$

S_{miroirs} est la surfaces des miroirs, $S_{\text{récepteur}}$ est la surface du récepteur

5.4.6. Pertes ombre/perte bout de ligne

Dans notre calcul théorique, on tient compte des pertes d'ombres (ombre miroirs/miroirs ou récepteur/miroirs), il convient également de prendre en compte

les pertes en bout de ligne. Ces pertes correspondent à la longueur de tube récepteur non éclairée au sud du fait que le soleil n'est pas toujours à azimut 0° .



Figure 5.5 : pertes en bout de lignes (source : CNIM)

5.4.7. Effet cosinus

Pour acquérir la puissance totale ($\approx 1000 \text{ W/m}^2$) que fournit le soleil, il faudrait que la surface face au soleil soit perpendiculaire au rayonnement incident.

Or, comme dans notre cas, les miroirs doivent suivre le soleil pour pouvoir le réfléchir sur le récepteur tout au long de la journée, ceux-ci ne sont jamais perpendiculaires au rayonnement direct du soleil.

Nous devons alors toujours tenir compte de cet effet cosinus, qui engendre une perte de puissance.

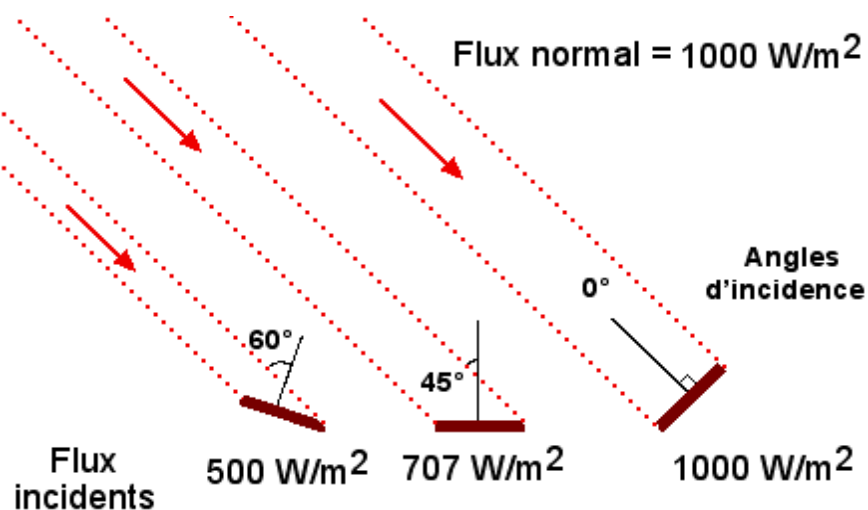


Figure 5.6 : Schéma explicatif de l'effet cosinus [72]

5.4.8. Ligne focale des miroirs

Le champ de miroirs d'un module de Fresnel peut être divisé en deux parties (une de chaque côté du récepteur centrale), qui possède chacune leur propre moteur permettant de suivre la course du soleil. Le suivi du soleil permet au champ de miroirs de réfléchir les rayons sur une « ligne cible », généralement fixe au cours du temps, que l'on appellera la ligne focale, la position de cette dernière joue un rôle primordial dans les performances optiques obtenues.

5.4.9. Les différents rendements

Afin de réaliser l'étude de performance, et voir le comportement de notre centrale, on doit définir les différents rendements :

- Le rendement optique : C'est le rapport entre la puissance totale absorbée par le tube p_a et la puissance solaire disponible sur la surface des miroirs

$$\eta_{optique} = \frac{P_a}{DNI.S}$$

Avec : S est la surface des miroirs, p_a est la puissance absorbée par le tube

- Le rendement optique du récepteur : C'est le rapport entre la puissance totale absorbée par le tube p_a et le flux solaire entrant par la vitre

$$\eta_{optiquerécepteur} = \frac{P_a}{\Phi_{Vitre}}$$

Avec : Φ_{Vitre} est le flux solaire qui rentre par la vitre issu des miroirs de Fresnel.

Par exemple un rendement optique du récepteur égale à 100% veut dire que tous les rayons qui rentrent par la vitre sont absorbés par le tube (on n'aura pas de pertes optiques)

- Le rendement thermique du récepteur : c'est le rapport entre la puissance thermique transmise au fluide caloporteur p_{fluide} , ou l'énergie utile et la puissance totale absorbée par le tube p_a .

$$\eta_{thermique} = \frac{P_{fluide}}{P_a}$$

- Energie utile : c'est la puissance thermique transmise au fluide caloporteur

$$Q = \dot{m}_f C_P (T_{sortie} - T_{entree})$$

- Rendement solaire \rightarrow thermique : c'est le produit entre le rendement optique et le rendement thermique

$$\eta_{solaire \rightarrow thermique} = \eta_{optique} \eta_{thermique}$$

5.5. CALCUL DES PERFORMANCES

5.5.1. Evaluation de la ressource solaire

La base du calcul des performances de la centrale repose sur les hypothèses d'ensoleillement direct ou DNI retenu, à défaut de mesures disponibles.

Le calcul de la production annuelle d'une telle installation repose sur des courbes journalières d'ensoleillement, qui permettent de prédire la production électrique de la centrale heure par heure tout au long d'une année « type ».

5.5.2. Puissance thermique du champ solaire

La performance du champ solaire est calculée en fonction des données d'entrées que sont :

- La position du soleil (hauteur et azimuth du soleil),
- Le DNI (l'irradiation normale directe)
- Les conditions météorologiques (température ambiante et vitesse du vent),
- Les conditions de fonctionnement du champ (pression/température vapeur).

5.5.3. Calcul prédictif de la puissance du champ

Ce calcul de performances est effectué à l'aide d'un modèle théorique, dont les résultats ont été validés par les essais réalisés sur le prototype en fonctionnement depuis juin 2010.

Ce calcul tient compte des différents phénomènes physiques impactant le rendement de récupération :

- Rendement géométrique des miroirs (inclinaison du soleil sur chaque miroir),
- Encrassement des miroirs,
- Ombrage réciproque entre miroirs (le matin et le soir),
- Ombre du récepteur sur les miroirs,
- Longueur de tube non éclairé (dû à la hauteur du soleil),
- Transmission et réflexion des vitres du récepteur,
- Largeur des taches solaires de chaque miroir au niveau du récepteur suivant la courbure du miroir et son inclinaison relative (calcul du pourcentage d'interception du récepteur),
- Rendement d'absorption du tube récepteur,
- Réflectivité du réflecteur secondaire,
- Pertes thermiques du récepteur par rayonnement et convection, en fonction des conditions de fonctionnement de la chaudière et des conditions extérieures.

5.6. CALCUL DES PERFORMANCES OPTIQUES ET THERMIQUES

5.6.1. Calcul de la puissance reçu par le champ

Le calcul de cette puissance prend en compte :

- Les pertes par **effet cosinus**
- Les pertes par **ombrage miroir/miroir**
- Les pertes par **ombrage du récepteur**

Pour chaque miroir on a :

$$P_{1,n} = (\text{ligne} \times P_{\text{Ombrage},n} - P_{\text{ombrage,récepteur},n}) \quad (5.1)$$

On obtient donc

$$P_1 = \sum_n P_{1,n}$$

5.6.2. Calcul de la puissance réémise par le miroir

Le calcul de cette puissance prend en compte :

- Les pertes dues à l'**encrassement des miroirs**
- Les pertes dues à la **réflectivité des miroirs**

Pour chaque miroir on a :

$$P_{2,n} = P_{1,n} \times \rho_{\text{miroir}} \times (1 - \text{enc}_{\text{miroir}}) \quad (5.2)$$

Et

$$P_2 = \sum_n P_{2,n}$$

5.6.3. Calcul de la puissance P_3

Le calcul de cette puissance prend en compte :

- Les pertes de **bout de ligne**

Pour chaque miroir on a :

$$P_{3,n} = P_{2,n} \frac{(\text{ligne} + B_{DL,n})}{\text{ligne}} \quad (5.3)$$

Avec : $B_{DL,n}$ est la perte au bout d'une ligne en kW

D'où

$$P_3 = \sum_n P_{3,n}$$

5.6.4. Calcul de la puissance reçue par le tube récepteur

Le calcul de cette puissance prend en compte :

- Les pertes dues à la **transmittivité de la vitre**
- Les pertes dues à l'**encrassement de la vitre**
- Les pertes par **débordement et blocking**

- Les pertes par **réflexion dans le CPC**

On a :

$$P_{4,n} = P_{3,n} \times \eta_{focal/vitre,n} \quad (5.4)$$

Avec :

$\eta_{focal/vitre,n}$ est rendement de la focale par rapport à la vitre pour chaque miroir

On a :

$$P_4 = \sum_n P_{4,n}$$

5.6.5. Calcul des pertes dû à l'ombre des mâts (sur le champ)

$$P_{ombre\ mâts} = \frac{H \times \frac{d_{mâts}}{100} \times (N_{mâts} - 1)}{\tan(\beta_H) \times S_{champ}} P_4 \quad (5.5)$$

On a :

$$D_{ombre\ mâts} = \frac{H}{\tan(\beta_H)}$$

Avec : H est la hauteur du mât (cm)

β_H est la hauteur du soleil (°)

$N_{mâts}$ est le nombre des mâts

$d_{mâts}$ est le diamètre du mât (cm)

La largeur de l'ombre est égale à la largeur du mât, c'est-à-dire son diamètre.

On obtient :

$$P_{ombre\ mâts} = \eta_{ombre\ mâts} P_4 = \frac{H \times \frac{d_{mâts}}{100} \times (N_{mâts} - 1)}{\tan(\beta_H) \times S_{champ}} P_4$$

5.6.6. Calcul de la puissance totale du champ

$$P_{champ} = \alpha_{tube} P_4 - P_{ombre\ mâts} - P_{perte\ thermique} \quad (5.6)$$

Le rendement thermique est donnée par :

$$\eta = \frac{P_{champ} * 1000}{DNI * S_m} \quad (5.7)$$

5.6.7. Calcul des pertes thermiques

Classiquement on exprime les pertes par convection et rayonnement de la façon suivante :

$$Q_{\text{conv}} = h_{\text{conv}} S_a (T_{\text{tube}} - T_{\infty}) \quad (5.8)$$

$$Q_{\text{rad}} = \varepsilon \sigma S_a (T_{\text{tube}}^4 - T_{\infty}^4) = h_{\text{rad}} S_a (T_{\text{tube}} - T_{\infty}) \quad (5.9)$$

$$\text{Avec } h_{\text{rad}} = \varepsilon \sigma (T_{\text{tube}} + T_{\infty}) (T_{\text{tube}}^2 + T_{\infty}^2)$$

Dans notre modélisation, le calcul des coefficients convectifs et radiatifs est effectué par rapport à la température ambiante car il est difficile de définir une température de cœur du récepteur. De plus on considèrera plutôt la surface totale des miroirs S_m que la surface de l'absorbeur S_a .

On a donc :

$$Q_{\text{perte}} = Q_{\text{conv}} + Q_{\text{rad}} = h_{\text{conv}}' S_a (T_{\text{tube}} - T_{\text{amb}}) + h_{\text{rad}}' S_a (T_{\text{tube}} - T_{\text{amb}}) \quad (5.10)$$

$$Q_{\text{perte}} = (h_{\text{conv}}' + h_{\text{rad}}') S_a (T_{\text{tube}} - T_{\text{amb}}) = U S_m (T_{\text{tube}} - T_{\text{amb}}) \quad (5.11)$$

On définit donc U tel que :

$$U = (h_{\text{conv}}' + h_{\text{rad}}') \frac{S_a}{S_m} \quad (5.12)$$

Les pertes thermiques d'un capteur à concentration suivant généralement une loi parabolique, le coefficient de pertes U peut souvent être bien représenté par une fonction affine de l'écart de température entre l'absorbeur et l'air ambiant.

On a donc :

$$U = U_0 + U_1 (T_{\text{tube}} - T_{\text{amb}}) \quad (5.13)$$

La figure 5.7 représente un schéma électrique équivalent des échanges thermiques au niveau de l'absorbeur:

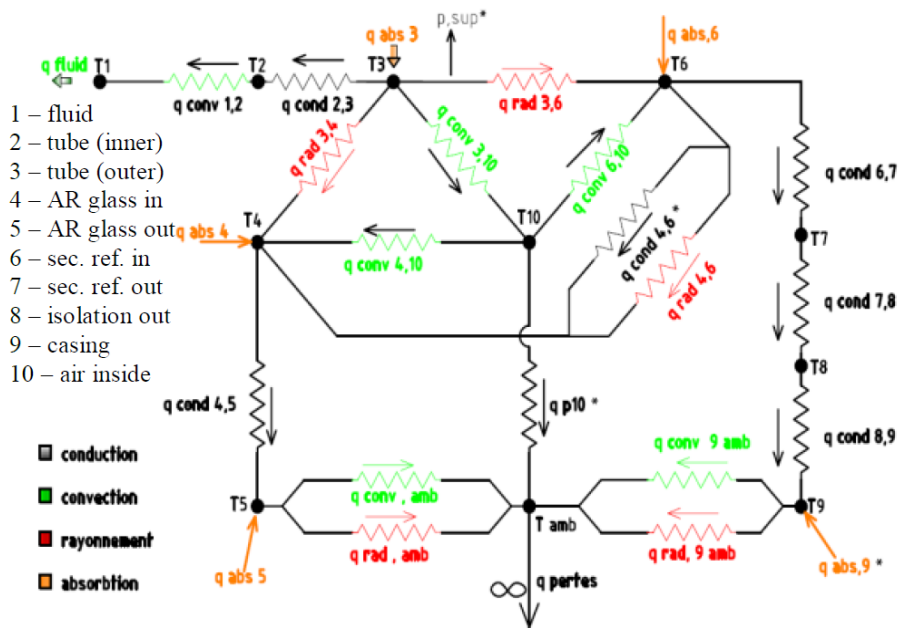


Figure 5.7 : l'analogie électrique/thermique des échanges thermiques dans le récepteur

5.7. VALIDATION EXPERIMENTALE

Le prototype est équipé d'un certain nombre de capteurs : température (thermocouples), pression, DNI (pyréliomètre), vitesse du vent (anémomètre). L'ensemble de ces capteurs permettra de valider la performance du prototype. Le calcul du rendement pour une centrale solaire est le même que pour une centrale thermique classique : Sortie/Entrée. La quantité d'énergie en entrée est un peu plus délicate à mesurer en solaire. Dans l'ensemble des centrales solaire à concentration, le DNI représente le paramètre le plus important pour l'évaluation des performances.

5.7.1. Description de l'installation expérimentale

La figure 5.8 représente l'installation du prototype solaire de la CNIM sur le site de Lagoubran à la Seyne Sur Mer.

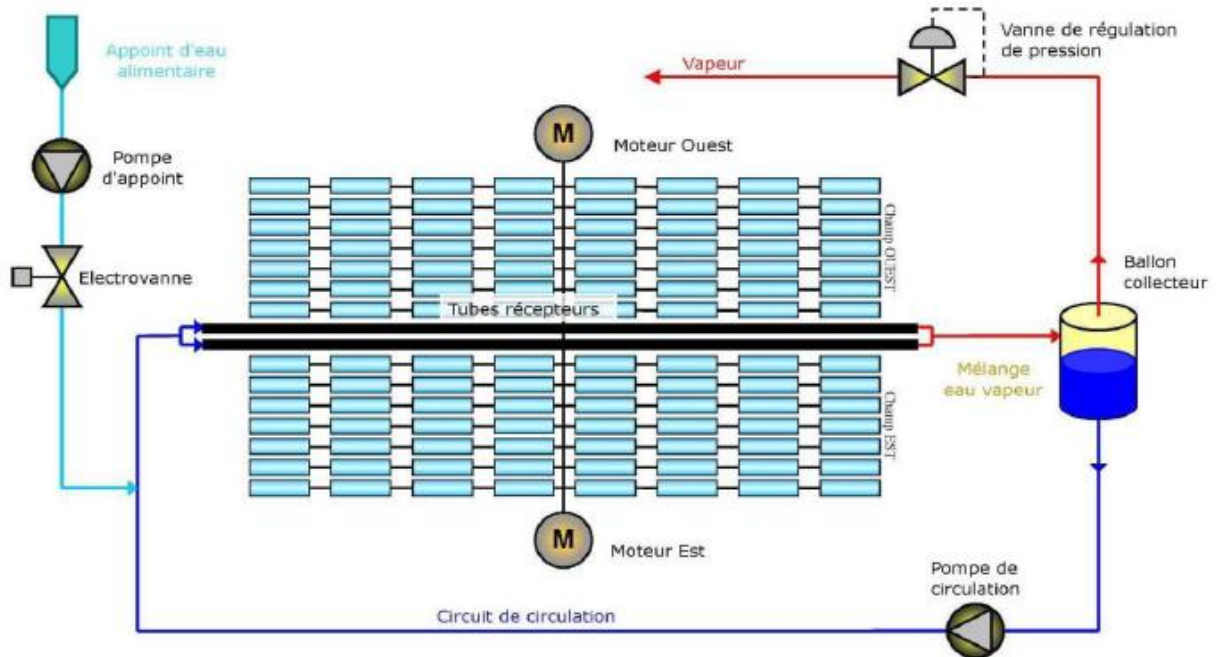


Figure 5.8 : Schéma synoptique de l'installation

L'installation est constituée des éléments suivants :

➤ **Le tube récepteur**

Les miroirs renvoient les rayons du soleil sur un tube dans lequel circule de l'eau. Ce tube est en acier inox de 89 mm de diamètre extérieur, et 4mm d'épaisseur. Il est recouvert d'une couche sélective à base d'aluminium. Le principe d'un absorbeur sélectif est d'obtenir une totale absorption du visible et pas d'émission infrarouge afin de limiter les pertes radiatives.

➤ **La partie réceptrice**

Le récepteur est constitué principalement des éléments suivants :

- Un tube récepteur dans lequel circule l'eau/vapeur avec son support ;
- le réflecteur secondaire pour réfléchir vers le tube le rayonnement n'ayant pas impacté directement le tube (erreurs de pointage, imprécisions ou déformations des miroirs,...) avec son isolation thermique ;
- la vitre de protection inférieure : qui réduit les pertes thermiques par convection et permet la transmission des rayons provenant des miroirs.

➤ **Le collecteur**

Cet élément sépare la vapeur du liquide et assure une quantité d'eau suffisante pour lisser les pics de production.

➤ **Le circuit d'eau**

Il y a trois parties distinctes dans le circuit d'eau :

- une partie basse pression : l'alimentation en eau du prototype
- une partie haute pression : tube chaudière et recirculation d'eau
- l'évacuation de la vapeur

L'eau d'alimentation est de l'eau de ville adoucie. La pompe d'appoint permet de réaliser l'appoint d'eau pendant le fonctionnement et de compenser l'évaporation. L'eau se réchauffe dans le tube et arrive dans le ballon collecteur. La vapeur, qui s'est éventuellement produite, sort en tête de collecteur, alors que l'eau liquide sort en bas et repart vers l'entrée du tube récepteur.

La pompe de circulation assure la circulation de l'eau d'alimentation dans le tube récepteur, L'évacuation de la vapeur se fait par une vanne de détente.

5.7.2. Instrumentation du prototype

Afin de réaliser des essais et de mesurer les performances en fonctionnement, la centrale est équipée de nombreux capteurs, instruments, vannes, purges. L'installation est équipée d'une station de mesure météo (SOLYS2) qui en plus de mesurer la température extérieure et de la vitesse du vent, mesure en continu le rayonnement direct reçu sur le site de la centrale.

• **Tube récepteur**

En entrée et sortie de tube, nous avons deux thermocouples afin de mesurer la température d'entrée et sortie de l'eau. Puis, nous avons également deux prises de température de l'air ambiant à droite et à gauche du tube dans la partie réceptrice et une prise de température du réflecteur secondaire par un thermocouple de surface.

• **Contrôle de la position des miroirs**

Le contrôle de la position des miroirs se fait grâce à l'API (Automate Programmable Industriel) qui commande les moteurs pas à pas, responsables du déplacement des miroirs.

La position optimale est calculée par l'API (table qui tient compte du jour, du mois et de l'année en cours) qui va ensuite transmettre l'ordre de mouvement aux moteurs afin d'orienter les miroirs en direction du flux solaire incident.

- **Le ballon collecteur**

Le ballon collecteur contient la quantité d'eau nécessaire au circuit de chauffe. On mesure donc le niveau d'eau du collecteur à l'aide d'un transmetteur de pression différentielle. Le niveau du ballon est régulé : si le niveau est bas (à partir de 3000mm), il faut réaliser l'appoint du circuit en eau. La pression dans le ballon collecteur est mesurée à l'aide d'un transmetteur de pression.



Figure 5.9 : le ballon collecteur

- **Robot de nettoyage : Le Bender**

Afin d'assurer les meilleures performances, il est nécessaire d'assurer une bonne réflectivité pour les miroirs afin de minimiser les pertes (encrassement minimum), pour cette raison un robot est installé sur le prototype qui assure un nettoyage automatique des réflecteurs.



Figure 5.10 : le Robot de nettoyage

- **Boucle de circulation**

La mesure du débit d'eau de circulation est effectuée grâce à un capteur de débit. La régulation de la circulation d'eau se fait par l'intermédiaire de la pompe de circulation munie d'un variateur qui permet de faire varier le débit.

- **Appoint d'eau**

Sur l'arrivée d'eau, la pompe d'appoint est commandée automatiquement par le régulateur de niveau de ballon de l'API. On envoie dans le circuit de l'eau adoucie. Il y a donc en amont de la pompe un adoucisseur.

- **Mesure du rayonnement incident**

Le DNI est l'éclairement direct, en W/m^2 , il est mesuré par un pyréliomètre : un appareil qui ressemble à un télescope pour amateur, et qui suit le soleil tout au long de la journée. Cet instrument est en permanence orienté vers le soleil et ne mesure que le rayonnement provenant du seul disque solaire. Le rayonnement capté est absorbé par une surface noire. La différence de température entre cette surface et le corps de l'instrument est proportionnelle à l'éclairement énergétique du rayonnement direct. Afin de mesurer le rayonnement incident (DNI), tout au long de la journée, un « sun tracker » est installé. Il embarque un GPS intégré et à l'aide d'un algorithme qui suit la course du soleil tout au long de la journée. Le DNI est utile pour estimer le rendement de la centrale, la mesure de l'éclairement direct a été effectuée avec un pyréliomètre (figure 5.11).



Figure 5.11 : pyréliomètre pour la mesure du DNI

5.7.3. Études du processus expérimental

5.7.3.1. Mise en route du prototype

➤ **Lancement de l'API (Automate Industriel Programmable)**

Une fois tous les paramètres mis en place, le programme qui active automatiquement la rotation des miroirs pour focaliser sur le récepteur est lancé, ainsi que la pompe de circulation d'eau.

➤ **Déroulement de l'expérience**

-Il faut suivre visuellement la focalisation des miroirs, avec la température de l'eau qui augmente progressivement en fonction du flux solaire incident jusqu'à sa vaporisation.

-La pompe d'alimentation est déclenché une fois qu'il il y a une déference de température de l'eau entre l'entrée et la sortie de tube. ($T_{\text{Sortie}} > T_{\text{entrée}}$).

-Lorsque l'eau commence à vaporiser, et que le niveau dans le ballon collecteur atteint 3000mm (hauteur minimale à respecter pour le bon fonctionnement de la

pompe de circulation), et le gradient de température entre l'entrée et sortie commence à se stabiliser, l'appoint en eau est déclenchée par l'intermédiaire d'une pompe extérieure au circuit, pour maintenir le gradient de température dans le tube, cette pompe est reliée à un variateur qui permet d'imposer un débit constant, calculé au préalable en fonction du débit de vapeur. Il est nécessaire d'appliquer un débit d'appoint égal au débit de vapeur pour équilibrer la quantité d'eau circulant dans le tube, et pour compenser la quantité d'eau évaporée.

-Enregistrement automatique de toutes les données nécessaires au traitement : températures, azimuth,... inclinaisons miroirs, hauteur soleil, DNI, débit vapeur, volume compteur d'eau etc.... les valeurs sont lues et enregistrées toutes les 10 secondes sur une feuille de format Excel.

En résumé, les étapes nécessaires pendant le déroulement de l'expérience sont :

- De l'eau liquide entre dans le tube récepteur qui reçoit le rayonnement solaire concentré issue des miroirs de Fresnel.
- L'eau est partiellement évaporée et est récupérée dans le ballon collecteur.
- De ce ballon, la vapeur est acheminée vers le circuit vapeur par la vanne de régulation.
- L'eau liquide est réinjectée dans le circuit de chauffe.
- La masse d'eau perdue par évaporation est compensée par un circuit d'appoint d'eau.

5.7.3.2. Illustrations de quelques paramètres mesurés

Afin d'illustrer et de bien comprendre le fonctionnement du système, nous allons présenter quelques paramètres mesurés pendant le mois d'Avril 2015, à savoir : la température d'entrée, la température de sortie, et le débit d'appoint, Les résultats obtenus sont présentés sous forme de courbes, (figures 5.12, 5.13, 5.14), les résultats détaillés sont présentés sous forme de tableaux (appendice C).

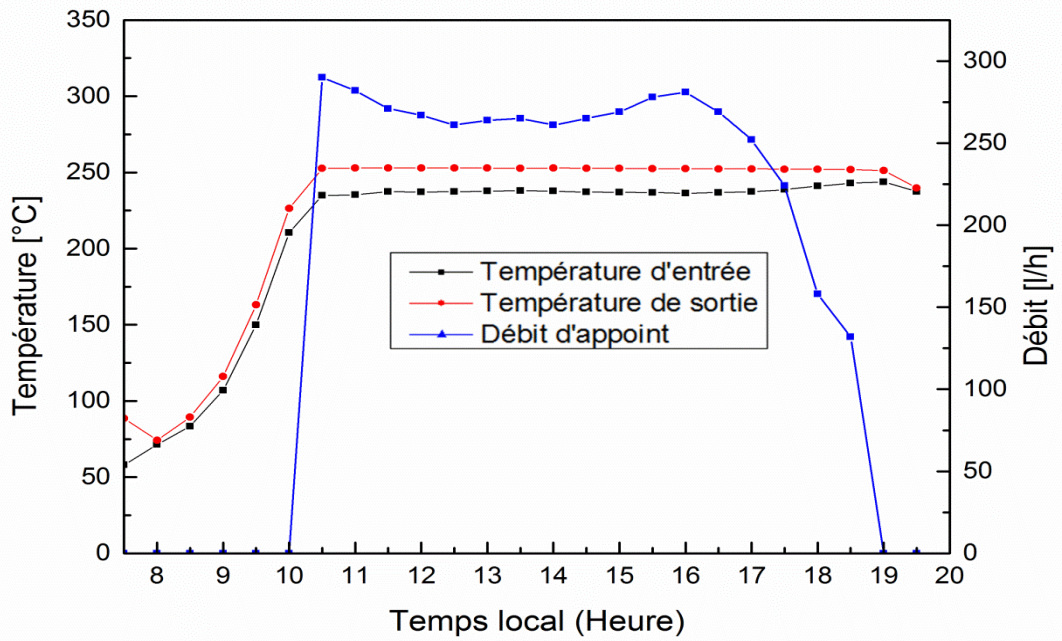


Figure 5.12 : Températures d'entrées, de sortie, et le débit d'appoint pour la journée de 09 Avril 2015

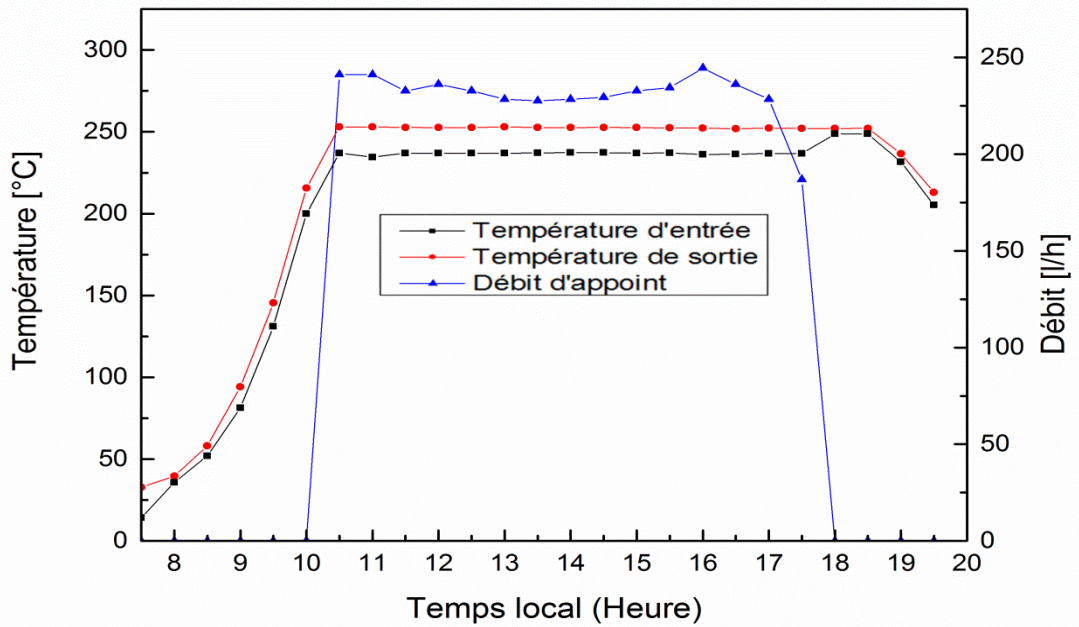


Figure 5.13 : Températures d'entrées, de sortie, et le débit d'appoint pour la journée de 13 Avril 2015

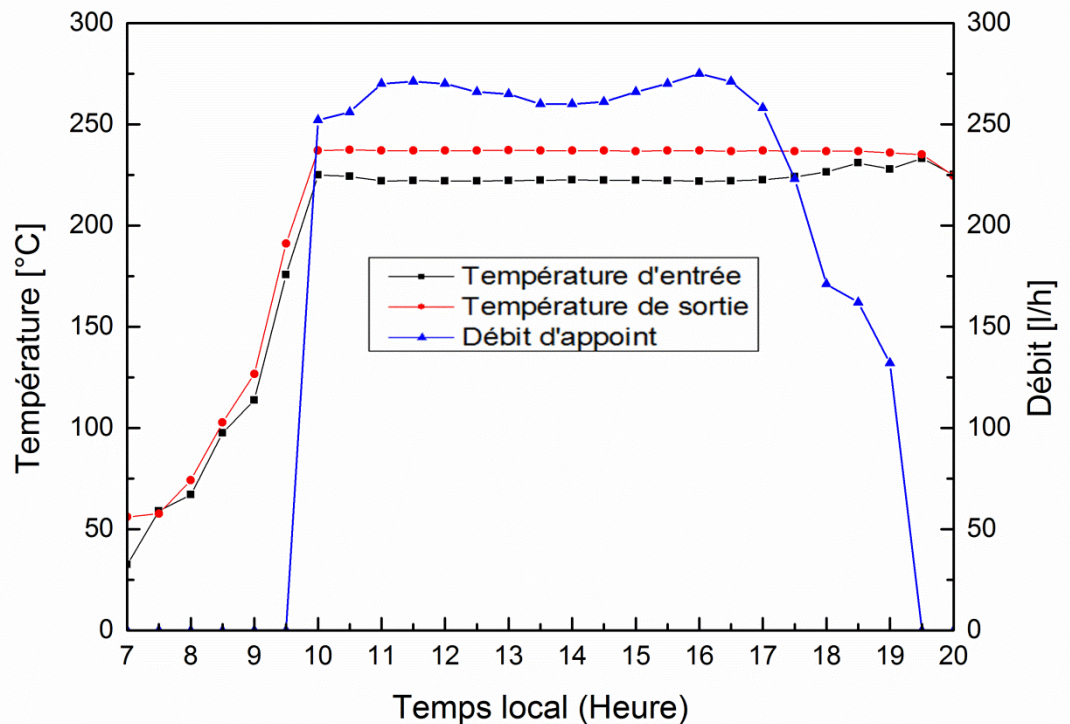


Figure 5.14 : Températures d'entrées, de sortie, et le débit d'appoint pour la journée de 23 Avril 2015

D'après les figures 5.12, 5.13, et 5.14, il est clair que le gradient de température entre l'entrée et la sortie de tube est faible, ceci est imposé par les conditions météorologiques du site, et comme la France ne possède pas d'un fort ensoleillement à part bien sûr pendant la saison estivale, donc le raisonnement était de jouer sur le débit au lieu de jouer sur la différence de température, pour avoir un maximum de puissance thermique utile. ($Q = m_{\text{eau}} \cdot C_p \cdot \Delta T$)

Si c'était les conditions de tests dans le Sud algérien par exemple, on jouerait sur la température, à cause de l'ensoleillement important que possède l'Algérie.

5.7.4. Calcul des performances expérimentales

Connaissant la surface totale des miroirs, on peut calculer la puissance en entrée. Pour calculer la puissance en sortie, on va devoir distinguer deux phases de fonctionnement. La première phase sera la montée en température, et donc en pression, du prototype, et la seconde sera la production de vapeur. Lors de la montée en température, l'eau circule en boucle fermée, et l'énergie récupérée du soleil équivaut à :

$$Q = m_{\text{eau}} \cdot C_p \cdot \Delta T_{\text{tube récepteur}} \quad (5.14)$$

Pour cette mesure, le prototype est équipé d'un débitmètre sur la boucle de circulation, et d'un capteur de température en entrée et en sortie du tube récepteur

Lors de la phase de production de vapeur, l'eau circule en circuit ouvert, l'énergie récupérée vaut :

$$Q = m_{\text{vapeur}} \cdot \Delta H_{\text{vaporisation}} + m_{\text{eau d'appoint}} \cdot (T_{\text{évaporation}} \cdot C_{p \text{ t évaporation}} - T_{\text{eau entrée}} \cdot C_{p \text{ t eau entrée}}) \quad (5.15)$$

On considère que le deuxième terme de l'équation est négligeable devant le premier. En effet, dans beaucoup d'application, l'énergie d'évaporation est de plusieurs grandeurs au-dessus de l'énergie de réchauffement. Mais dans le cas du prototype, l'eau en entrée provient du réseau de ville, et est à la température de 15°C. Or l'énergie nécessaire pour chauffer de l'eau de plusieurs centaines de degrés est conséquente.

Calculons le rapport des deux termes :

$$m_{\text{vapeur}} = m_{\text{eau d'appoint}}$$

A 100 bars² :

$$\Delta H_{\text{vaporisation}} = 1320 \text{ [kJ/Kg]}$$

$$T_{\text{évaporation}} = 310^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{eau entrée}} = 15^\circ\text{C}$$

$$C_{p \text{ t évaporation}} = 5.910 \text{ [kJ/kg.K]}$$

$$C_{p \text{ t eau entrée}} = 4.186 \text{ [kJ/kg.K]}$$

On obtient alors :

$$T_{\text{évaporation}} \cdot C_{p \text{ t évaporation}} - T_{\text{eau entrée}} \cdot C_{p \text{ t eau entrée}} = 2240 \text{ [kJ/Kg]}$$

Les différents débitmètres nécessaires pour ces mesures sont installés sur le prototype, ainsi que les sondes de température.

Il est aussi très important de calculer les pertes thermiques. L'ensemble des tuyaux est calorifugés, et leurs pertes sont faciles à calculer, le récepteur est équipé de huit thermocouples, ces derniers sont installés sur la surface du tube

récepteur, un entre chaque mât, un autre thermocouple mesure la température de l'air autour du tube récepteur, et enfin un dernier mesure la température du réflecteur secondaire. Ces deux derniers thermocouples ont été installés au milieu du récepteur. Avec ces différentes mesures, on va pouvoir estimer les pertes, et les corriger au fur et à mesure de la production.

5.7.5. Résultats

Les différents résultats obtenus concernent les performances de quatre journées représentatives de mois d'Avril 2015. Pour ces journées on représente : le DNI (l'éclairement normal direct mesuré), la puissance thermique mesurée et théorique, ainsi que le rendement journalier théorique et mesuré pour un pas de temps de 30 minutes. Les résultats obtenus sont présentés sous forme de courbes (figures 5.15, 5.16, 5.17, 5.18, 5.19, 5.20, 5.21, 5.22). Les résultats détaillés sont présentés sous forme de tableaux (appendice D)

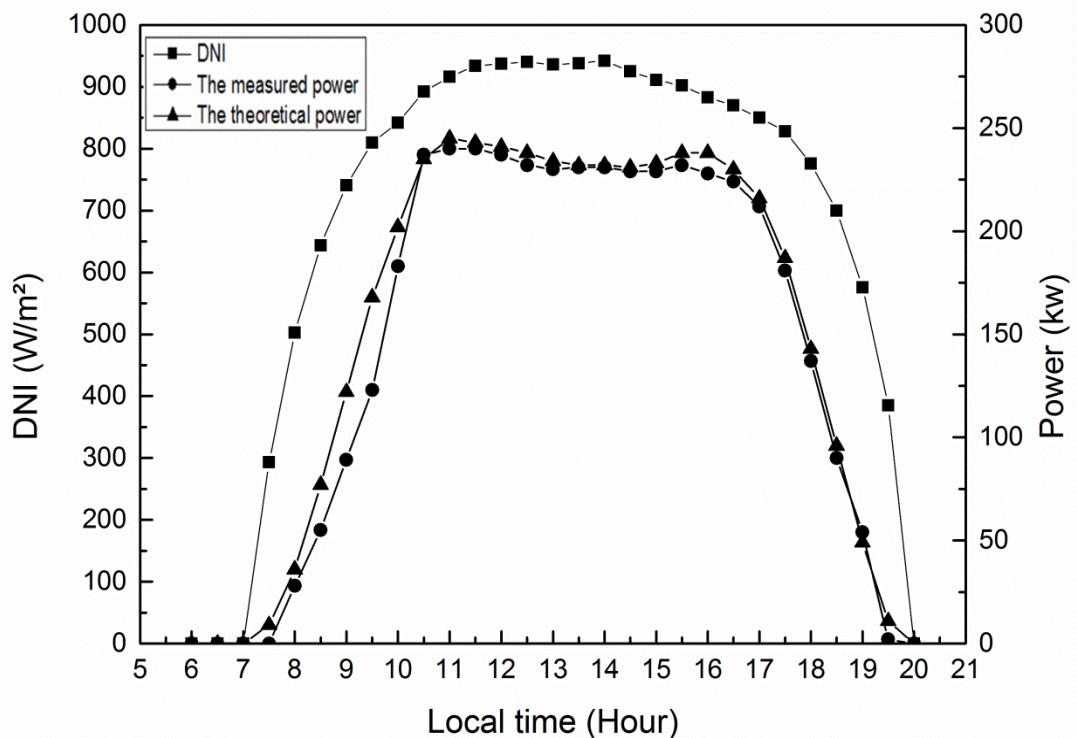


Figure 5.15 : puissance théorique et mesurée pour la journée du 08/04/2015

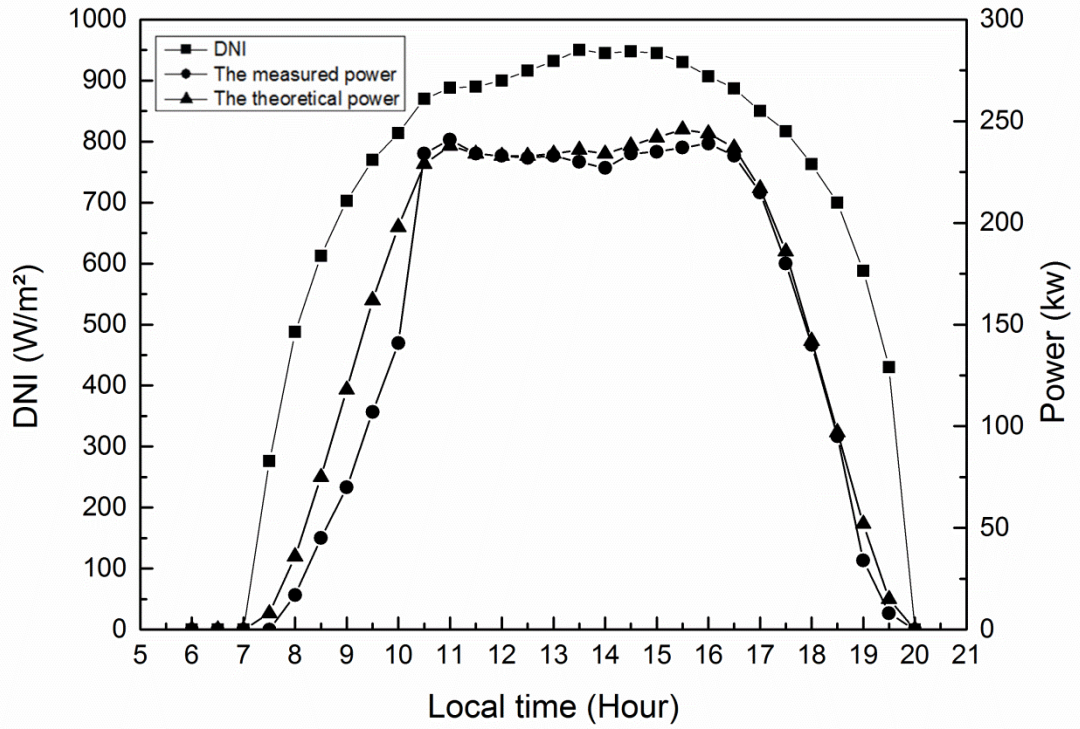


Figure 5.16 : puissance théorique et mesurée pour la journée du 09/04/2015

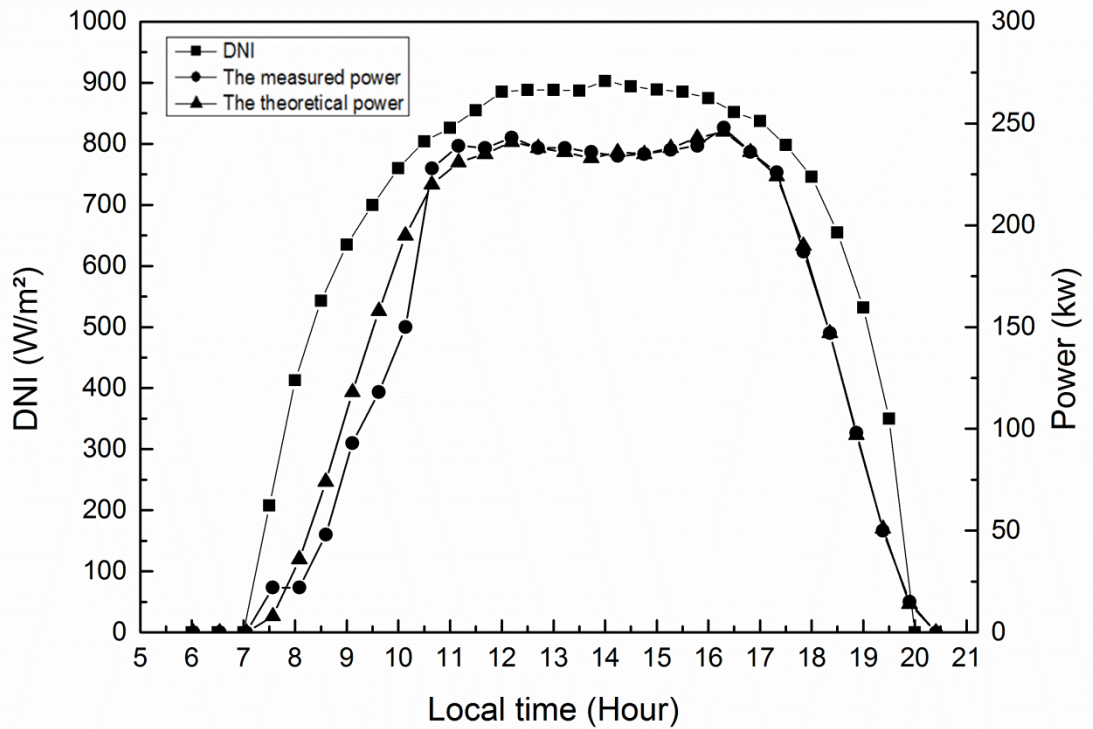


Figure 5.17 : puissance théorique et mesurée pour la journée du 13/04/2015

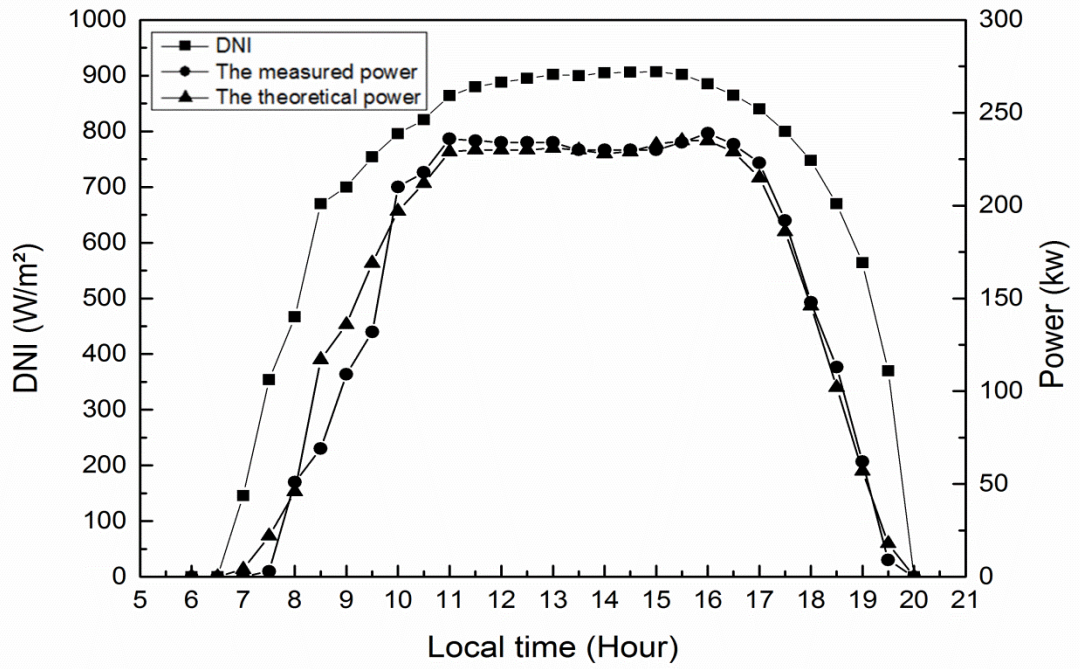


Figure 5.18 : puissance théorique et mesurée pour la journée du 23/04/2015

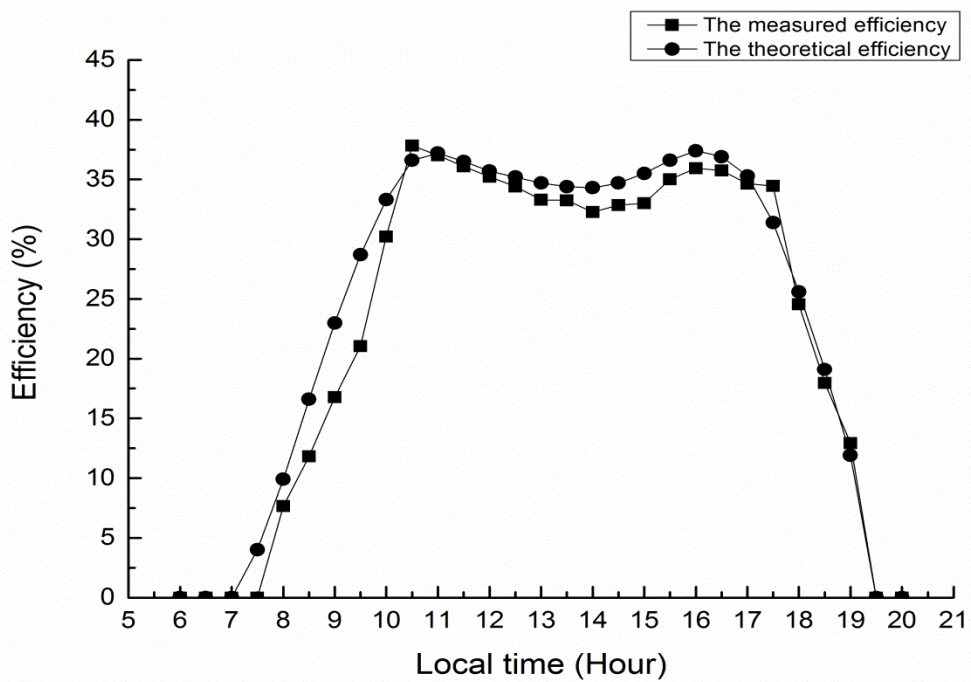


Figure 5.19 : rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 08/04/2015

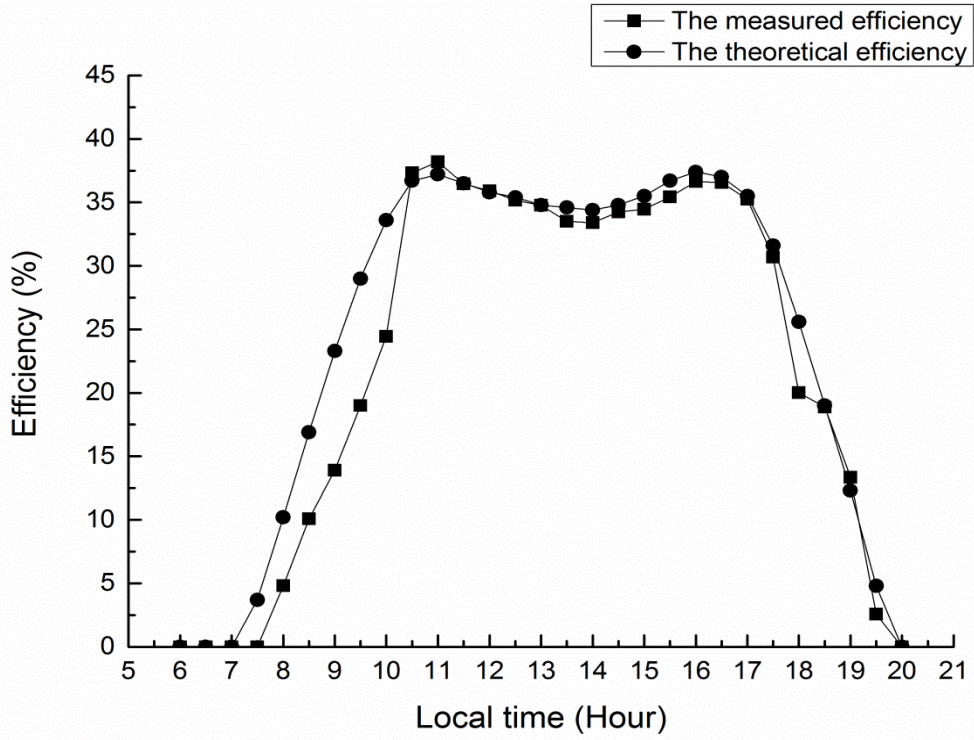


Figure 5.20 : rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 09/04/2015

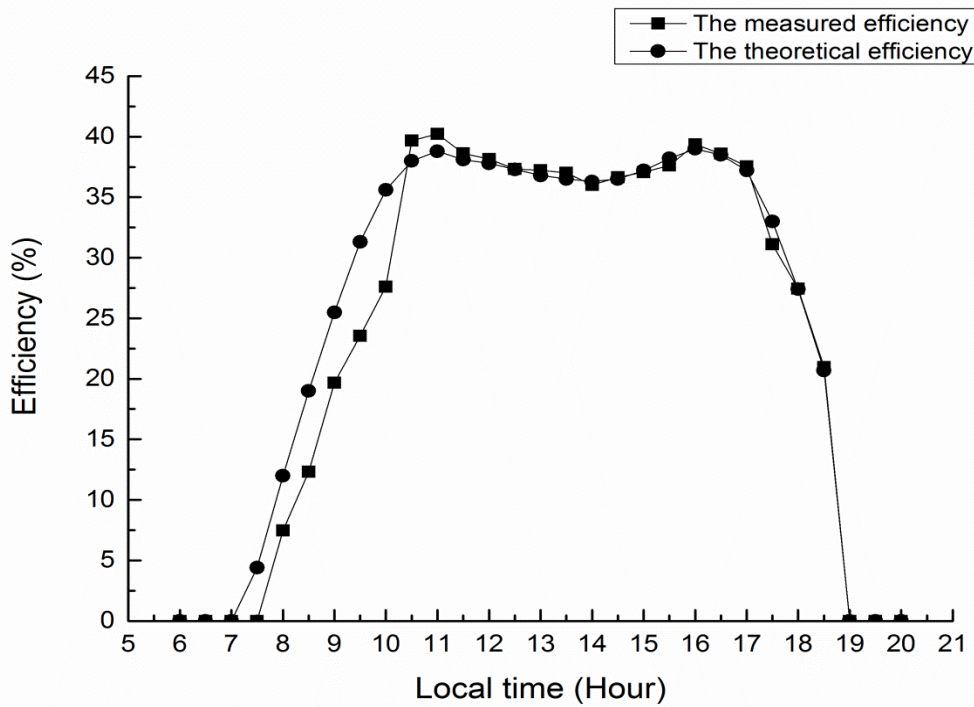


Figure 5.21 : rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 13/04/2015

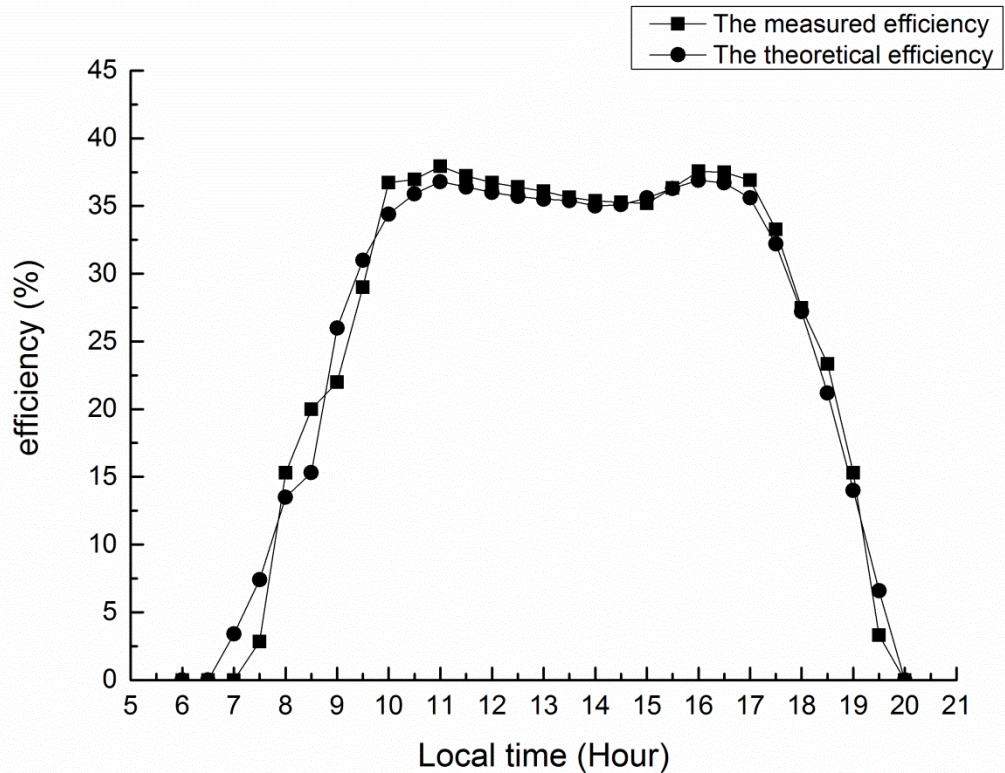


Figure 5.22 : rendement journalier théorique et mesuré pour la journée du 23/04/2015

Le tableau 5.1 représente un exemple des valeurs obtenues pour trois journées avec un calcul d'erreur entre les résultats théoriques et les résultats expérimentaux (les résultats détaillés des puissances et des rendements sont présentés en appendice D).

$$\text{Erreur relative} = \frac{|P_{\text{théorique}} - P_{\text{mesurée}}|}{P_{\text{mesurée}}} * 100$$

Tableau 5.11 : les résultats obtenus avec leurs erreurs relatives

	Journée du 08 Avril 2015			Journée du 09 Avril 2015			Journée du 13 Avril 2015		
Heure	P _{th} (KW)	P _m (Kw)	Erreur(%)	P _{th} (Kw)	P _m (Kw)	Erreur(%)	P _{th} (Kw)	P _m (Kw)	Erreur(%)
10h:30	235	237	0.84	229	234	2.13	220	228	3.5
11h:00	245	240	2.08	238	241	1.24	231	239	3.34
11h:30	243	240	1.25	234	234	0	235	238	1.26
12h:00	241	237	1.68	233	233	0	241	243	0.82
12h:30	238	232	2.58	233	232	0.43	238	238	0
13h:00	234	230	1.73	234	233	0.42	236	238	0.84
13h:30	232	231	0.43	236	230	0.6	233	236	1.27
14h:00	232	231	0.43	234	227	3	236	234	0.85
14h:30	231	229	0.87	238	234	1.7	235	235	0
15h:00	233	229	1.74	242	235	2.97	238	237	0.42
15h:30	238	232	2.58	246	237	3.79	243	239	1.67
16h:00	238	232	2.52	244	239	2.09	246	248	0.8
16h:30	230	224	2.67	237	233	1.71	236	236	0
17h:00	216	212	1.88	217	215	0.93	224	226	0.88
17h:30	187	181	3.31	186	180	3.33	190	187	1.6
18h:00	143	137	4.37	142	140	1.42	147	147	0
18h:30	96	94	2	97	95	2.1	97	98	1

5.7.6. Interprétation des résultats

Les résultats issus des expérimentations ont permis de suivre l'évolution des performances du prototype solaire notamment la puissance thermique et le rendement journalier. La problématique majeure sur le fonctionnement de la centrale solaire reste sa totale dépendance aux aléas météorologiques (passage de nuages, temps pluvieux).

Sur ces courbes (Figures 5.15, 5.16, 5.17, 5.18) apparaît la puissance théorique et la puissance mesurée. On peut remarquer le temps de préchauffage du prototype, (jusqu'à 10h environ), avant d'avoir des valeurs qui reflètent la réalité. On voit bien que l'inertie thermique joue un rôle important sur les performances de notre capteur, cela apparaît dans les résultats obtenus au début

de fonctionnement de l'installation, et ce n'est qu'à partir de 10h qu'on a des valeurs qui reflètent la réalité. Les effets de blocage, ombrage, et l'effet cosinus jouent un rôle très important dans les performances du prototype solaire de Fresnel, cela est bien apparent dans les résultats obtenus aux débuts, et aux fins de journée, dû principalement aux rayons rasants, et à la position du soleil. On constate aussi que les différentes erreurs optiques telles que les erreurs de positionnement, les erreurs de pointage et de poursuite (la poursuite n'est pas intégrale) ont une influence sur le rendement journalier de prototype. Les « fluctuations » sur le haut de la courbe théorique (figures 5.19, 5.20, 5.21, 5.22), représentent l'ombre entre les miroirs créée par le récepteur.

L'évolution en fonction du temps des puissances théoriques et expérimentales montre des valeurs significatives qui varient entre 50 et 250 kW thermique. L'évolution du rendement journalier en fonction du temps montre des valeurs significatives qui varient entre 10 et 43 %.

En dehors du matin et de la fin de l'après-midi, les résultats montrent un bon accord avec les mesures expérimentales, et cela est bien apparent dans le calcul de l'erreur relative qui est de l'ordre de 3%. La puissance maximale atteinte 250 kW avec une efficacité journalière de 40%. D'après l'analyse de ces résultats on constate que l'on ne prend pas en compte les résultats mesurés avant 10h00. Il s'agit du temps de préchauffe du prototype ou inertie thermique, de plus l'instrumentation installée ne permet pas de répondre efficacement : problème de temps de réponse. Comme on peut le voir sur les graphes, les courbes expérimentales et théoriques correspondent bien. Nous constatons que les résultats expérimentaux sont en parfaite concordance avec les résultats théoriques, avec une erreur relative maximale de l'ordre de 3%.

Nous pouvons ainsi conclure que le modèle théorique utilisé explique bien les phénomènes physiques de notre banc d'essais et valide les résultats expérimentaux obtenus.

5.8. CONCLUSION

Dans cette partie, nous avons présenté une analyse détaillée pour la détermination des performances analytiques et expérimentales d'un prototype solaire à concentrateur linéaire de Fresnel.

Nous avons développé un modèle de calcul théorique dans lequel nous avons pris en considération tous les phénomènes physiques influençant sur les performances de ce dernier sans exception

Dans le calcul optique nous avons pris en considération tous les pertes à savoir : Les pertes par effet cosinus, les pertes par ombrage entre les miroirs, les pertes par ombrage entre le récepteur et les miroirs. On a introduit aussi dans nos calculs les pertes dues à l'encrassement et réflectivité des miroirs et aussi les pertes de bout de ligne qui est un paramètres important pour l'évaluation des performances de concentrateur de Fresnel, Ces paramètres ont été rarement discutés par les chercheurs et dans les divers publications ce qui nous a mené de les prendre en considération dans nos calcul vu à leurs importantes influences sur les performances de concentrateur de Fresnel.

Dans la partie thermique (dans le récepteur), également on a déterminé les diverses performances en prenant en considération tous les phénomènes physiques et toutes les pertes thermiques à savoir : les pertes dues à la transmittivité de la vitre, les pertes dues à l'encrassement de la vitre, les pertes par débordement et blocking, les pertes par réflexion dans le CPC, et les pertes thermique dans le récepteur (convection et rayonnement).

Nous avons validé les résultats obtenus par des résultats expérimentaux, dans la validation expérimentale, nous prenons en considération tous les phénomènes thermodynamiques sans exception. A notre connaissance, cela n'a pas été fait avant et a permis un meilleur aperçu de la configuration expérimentale développée par la division énergie solaire de la société CNIM.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Ce travail de recherche consistait à étudier les performances optiques et thermiques d'une centrale solaire thermique à concentration, plus précisément une centrale solaire à concentrateur linéaire de Fresnel, et cela à travers une étude théorique et une validation expérimentale.

Pour atteindre cet objectif, cette étude a fait appel à plusieurs disciplines que nous avons présentées selon la démarche suivante :

Premièrement, le rayonnement solaire l'acteur principal du travail, a fait l'objet de la première partie de chapitre 1. Quelques définitions des paramètres astronomiques, ainsi que les modèles utilisés pour l'estimation du rayonnement solaire ont été données, dans la deuxième partie, une brève présentation sur les applications de l'énergie solaire, et un peu en détail le solaire thermique à concentration avec une description des diverses technologies a été donnée.

Après avoir dressé dans le chapitre 2 une synthèse bibliographique sur l'état de l'art des concentrateurs linéaires de Fresnel, on a constaté que plusieurs chercheurs et entreprises s'intéressent à cette technologie, vu à ses avantages, ainsi que son faible coût de réalisation par rapport aux autres systèmes à concentrations, on a constaté aussi que dans un temps très court, la technologie de Fresnel a connu une évolution très importante, sur tous dans son aspect technique, enfin les scientifiques se sont penchés plus sur l'étude expérimentale plutôt que l'étude théorique du concentrateur de Fresnel, en effet grâce à ces travaux plusieurs solutions sont proposées, ce qui a permis d'améliorer les performances optiques et thermiques de cette technologie. Mais une étude théorique suivie d'une expérience donnerait de meilleurs résultats.

C'est pourquoi on a fait une modélisation optique et thermique dans le chapitre 3, cette dernière a permis de prédire le comportement optique et thermique du concentrateur de Fresnel, cette partie dans notre étude a servi d'outil pour dimensionner notre centrale. Cet outil numérique nous a permis de faire une étude de dimensionnement, d'optimisation, et une étude paramétrique, en faisant varier les divers paramètres pertinents qui peuvent avoir une grande

influence sur le rendement optique, thermique, et le rendement globale de la centrale

Dans le chapitre 4, nous avons présenté les résultats obtenus et leurs interprétations, où une étude paramétrique détaillée a été effectuée, où nous n'avons rien négligé, cette dernière permettant de déterminer l'influence de chaque paramètre sur les performances de la centrale à savoir : l'impact de la vitre, la géométrie du récepteur, la forme des miroirs, la hauteur qui sépare le champ solaire du récepteur, et l'orientation du champ solaire, sont les paramètres essentiels pour prédire les performances de tel technologie. Un calcul de dimensionnement, et d'optimisation a été effectué afin de déterminer la configuration optimale de la centrale, toutes les configurations ont été simulées dans l'année. La configuration optimale trouvée est un récepteur mon-tube muni d'une vitre, et l'orientation du champ solaire Nord-Sud, avec des miroirs courbés. Une étude optique et thermique détaillées sur cette dernière a été effectuée, afin de déterminer les diverses performances à savoir le rendement optique, le rendement thermique. Une estimation des différentes pertes a été faite, elles concernent les pertes optiques tel que : les pertes par ombrage, par blocage, et par débordement. Concernant les pertes thermiques du récepteur, elles ont été évaluées à travers un modèle thermo-fluidique, en utilisant un calcul CFD, où nous avons pris en considération tous les paramètres influençant sur les pertes thermiques. Enfin, des résultats très concluants ont été trouvés, qui sont très conformes avec les différents travaux effectués dans ce domaine.

Dans le but d'enrichir bien notre travail, une étude expérimentale a été présentée dans le chapitre 5, l'analyse expérimentale a été réalisée sur la configuration optimale trouvée dans le chapitre précédent, où nous avons montré et décrit le prototype solaire de Fresnel étudié, l'implantation, les caractéristiques techniques et géométriques, l'instrumentation utilisé pendant les tests, et le déroulement du processus expérimentale pour évaluer les performances du prototype solaire. Cette étude expérimentale a permet de valider le modèle théorique, et de caractériser le prototype, les résultats obtenus sont très satisfaisants et concluants.

Perspectives :

D'après l'étude effectuée dans ce travail de thèse sur la centrale solaire à concentrateur de Fresnel, et en analysant les différents résultats obtenus durant tous ce travail, nous sommes arrivés à constater que la problématique majeure sur le fonctionnement de la centrale solaire reste sa totale dépendance aux aléas météorologiques (passage de nuages, temps pluvieux). Pour cette raison nous proposons comme perspectives dans des futurs projets de recherche afin d'améliorer les performances de :

- Installer sur le prototype solaire un stockage de chaleur sous forme d'eau chaude, ceci permettra de lisser la production mais aussi de fonctionner la nuit.
- Il serait intéressant d'installer une valorisation énergétique. En effet, la vapeur produite est actuellement rejetée. Cependant, la puissance thermique en pointe, qui est de 474kW, est actuellement trop faible pour coupler une turbine à laquelle il faut fournir au moins quelques MW en vapeur saturée pour la production d'électricité. La solution serait alors d'augmenter la surface du champ solaire, en ajoutant plus de concentrateurs, pour pouvoir coupler une turbine ORC (Organic Rankine Cycle).

APPENDICE A : Les centrales solaires de Fresnel dans le monde

Centrale	Entreprise	Puissance	Mise en service	Lieu	Précision
Timberlina	Areva-Solar	25MWth soit 5MWe	Octobre 2008	Californie	26000 m ²
Liddell	Macquarie Generation	9 MWe	2012	Australie	18490 m ²
Kagan Creek	Areva Solar	44 MWel (44GWh/an)	2013	Australie	Hybride 750 MWel
Putro Errado1(PE1)	Novatec Solar	1.4 MWel	2009	Espagne	18000 m ²
Putro Errado2(PE2)	Novatec Solar	30 MWel	Mars 2012	Espagne	302000 m ²
Fres Demos	Solar Power Group	0.8 MWth	2007	Almeria (Espagne)	1433 m ²
Prototype CNIM	CNIM	0.5 MWth	Juillet 2012	La Seyne sur- Mer (France)	720 m ²
Alba Nova 1	Solar Euromed	12 MWe	2014	Island	140,000 m ²
Augustin Fresnel 1	Solar Euromed	250 KWe	2012	Targasson (France)	400 m ²
Llo Solar Thermal Project	CNIM	9 MWe	2015	Pyrénées Orientales (France)	120000 m ²
Dhursar	Reliance Power	100 MWe	En construction	Inde	
eCare Solar Thermal Project	CNIM	1 MWe	En construction	Maroc	
Kogan Creek Solar Boost	CS Energy	44 MW e	En construction	Australie	

APPENDICE B : Résultats générés par le code optique Opsol

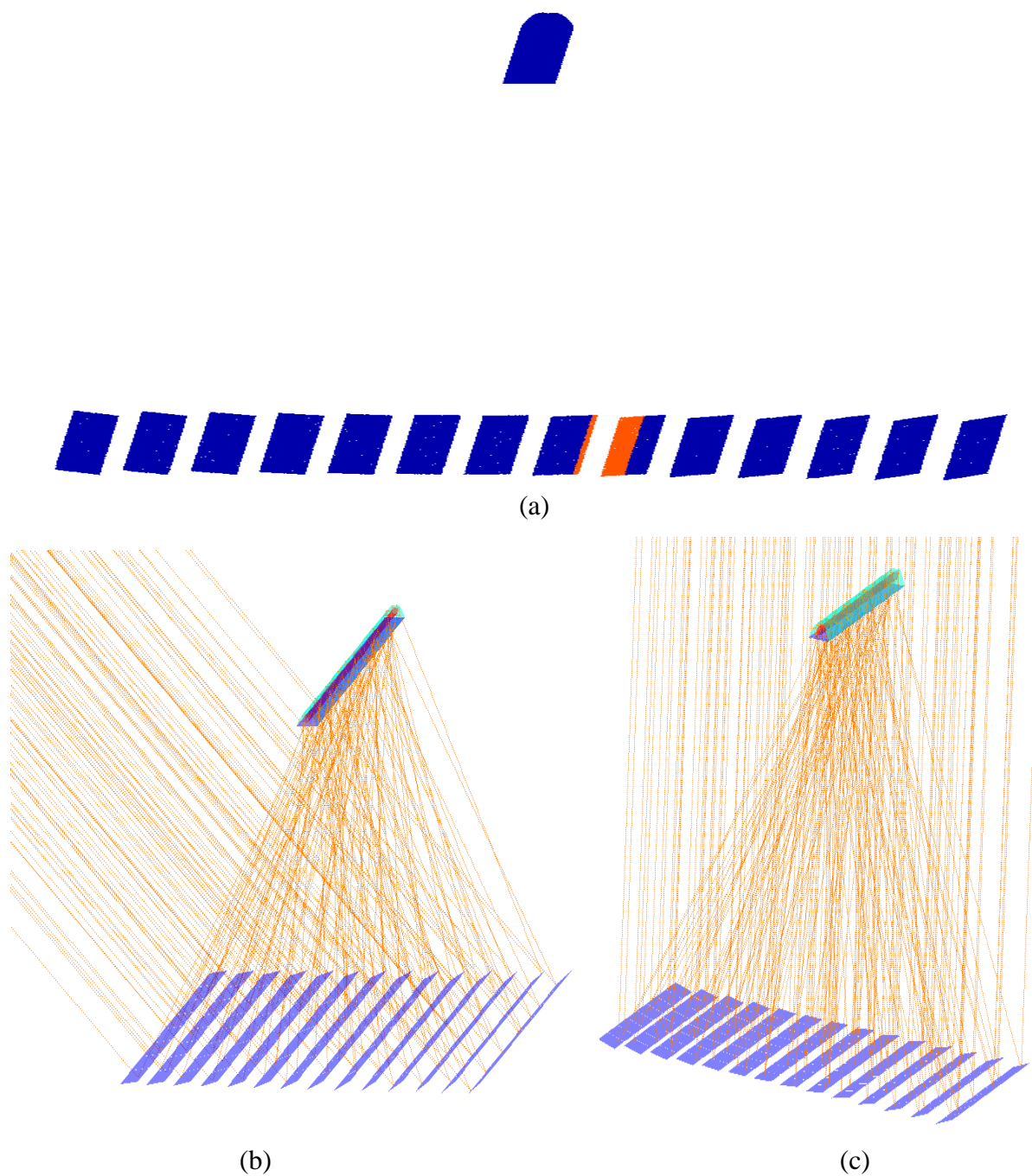


Figure : les résultats de simulations obtenues pour la journée de 21/06, Modélisation sous OPSOL

- (a) : visualisations sous TECPLOT des points d'intersections (bleu) et zone d'ombrage (orange) à 12h
- (b) : visualisations sous TECPLOT des rayons solaires et leurs intersections avec les héliostats et récepteur à 9h
- (c) : visualisations sous TECPLOT des rayons solaires et leurs intersections avec les héliostats et récepteur à 12h.

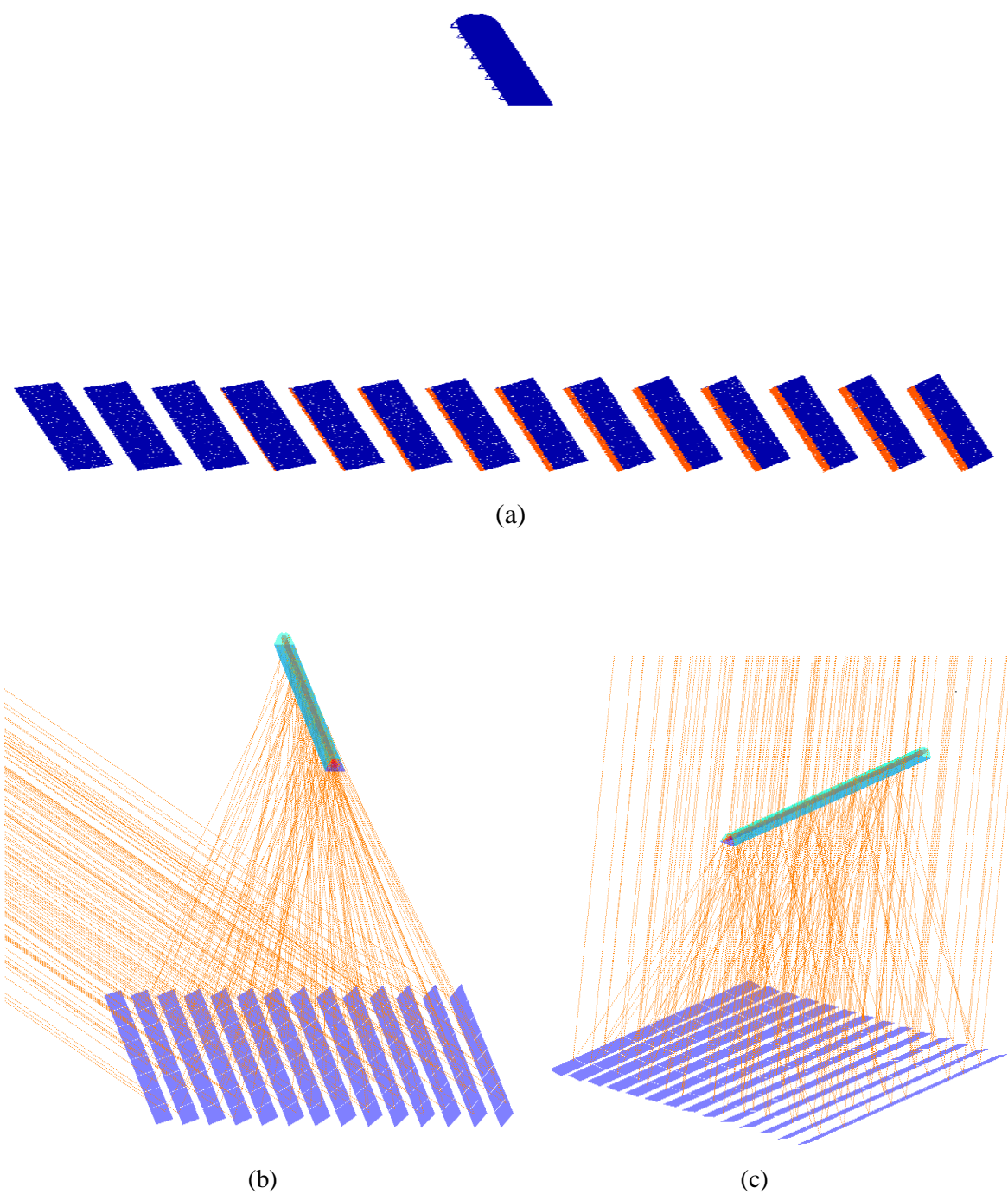


Figure : les résultats de simulations obtenues pour la journée de 21/03, Modélisation sous OPSOL

- (a) : visualisations sous TECPLOT des points d'intersections (bleu) et zone d'ombrage (orange) à 9h
- (b) : visualisations sous TECPLOT des rayons solaires et leurs intersections avec les héliostats et récepteur à 9h
- (c) : visualisations sous TECPLOT des rayons solaires et leurs intersections avec les héliostats et récepteur à 12h

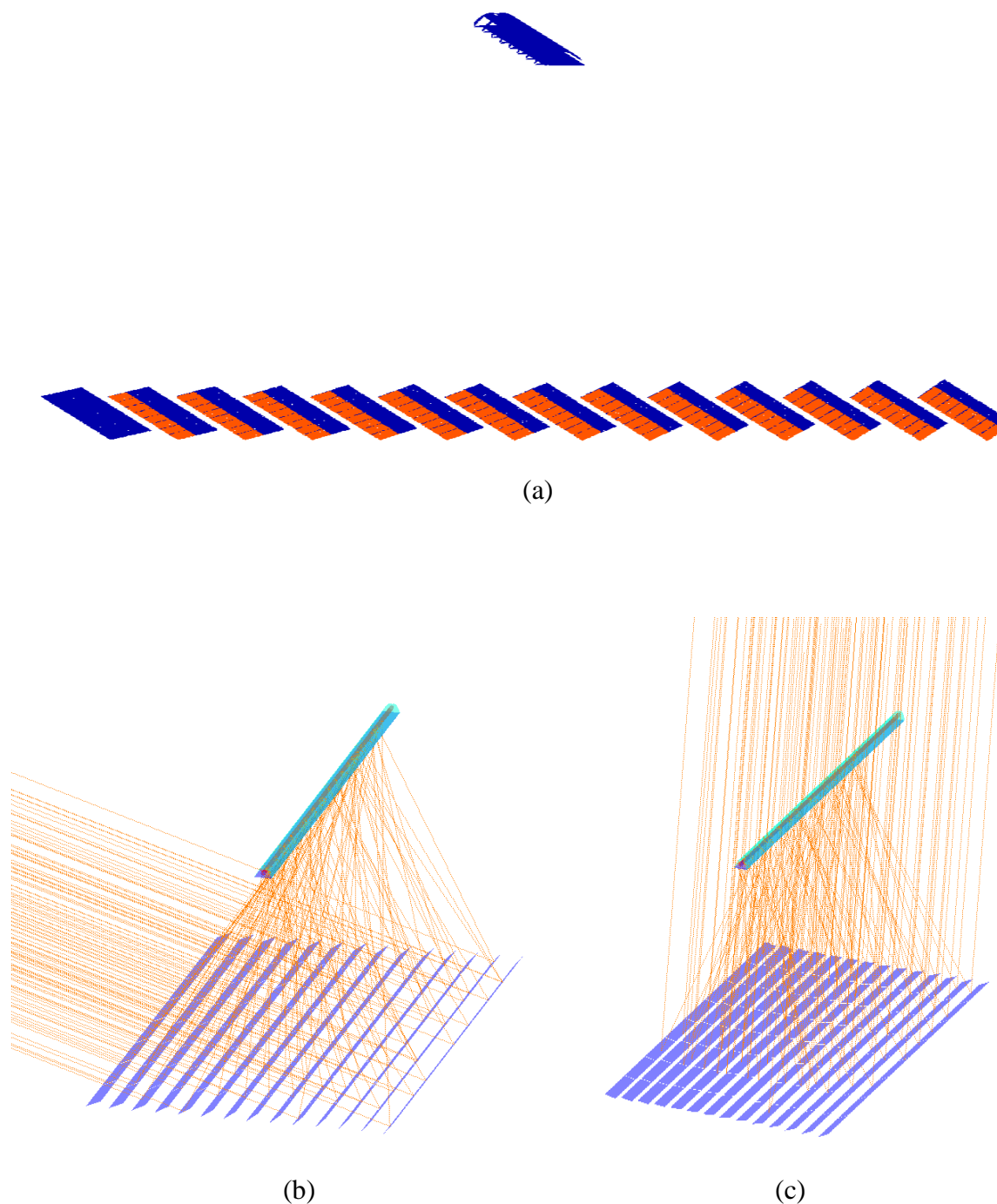


Figure : les résultats de simulations obtenues pour la journée de 21/12, Modélisation sous OPSOL

- (a) : visualisations sous TECPLOT des points d'intersections (bleu) et zone d'ombrage (orange) à 12h
- (b) : visualisations sous TECPLOT des rayons solaires et leurs intersections avec les héliostats et récepteur à 9h
- (c) : visualisations sous TECPLOT des rayons solaires et leurs intersections avec les héliostats et récepteur à 12

APPENDICE C : Les paramètres mesurés

Tableau 1 : Températures d'entrées, de sorties, et le débit d'appoint pour la journée de 09
Avril 2015

Heure locale	Température d'entrée (°C)	Température de sortie (°C)	Débit d'appoint (l/h)
7h:30	58	88,6	0
8h:00	71,4	74,2	0
8h:30	83,3	89,4	0
9h:00	107	116	0
9h:30	149,8	163,1	0
10h:00	210,5	226,4	0
10h:30	234,9	252,6	290
11h:00	235,3	253	282
11h:30	237,3	253	271
12h:00	237,1	253	267
12h:30	237,3	253	261
13h:00	237,8	253	264
13h:30	238,1	252,6	265
14h:00	237,8	253	261
14h:30	237,1	252,7	265
15h:00	237	252,7	269
15h:30	236,8	252,4	278
16h:00	236,3	252,4	281
16h:30	236,8	252,3	269
17h:00	237,3	252,3	252
17h:30	238,8	252,1	224
18h:00	241	252,1	158
18h:30	242,9	251,8	132
19h:00	243,8	251,3	0
19h:30	237,4	239,8	0

Tableau 2 : Températures d'entrées, de sorties, et le débit d'appoint pour la journée de 13 Avril 2015

Heure locale	Température d'entrée (°C)	Température de sortie (°C)	Débit d'appoint (l/h)
7h:30	14,1	32,8	0
8h:00	35,8	39,6	0
8h:30	52	58,2	0
9h:00	81,3	94,1	0
9h:30	131	145,4	0
10h:00	200	215,7	0
10h:30	237	253	285
11h:00	234,5	253	285
11h:30	237	252,7	275
12h:00	237	252,6	279
12h:30	237	252,6	275
13h:00	237	253	270
13h:30	237,1	252,6	269
14h:00	237,3	252,6	270
14h:30	237,3	252,7	271
15h:00	237	252,6	275
15h:30	237,1	252,4	277
16h:00	236,2	252,3	289
16h:30	236,3	251,9	279
17h:00	236,8	252,3	270
17h:30	236,8	252	221
18h:00	248,7	252	0
18h:30	248,7	252,1	0
19h:00	231,5	236,7	0
19h:30	205,3	212,9	0

Tableau 3 : Températures d'entrées, de sorties, et le débit d'appoint pour la journée de 23Avril 2015

Heure locale	Température d'entrée (°C)	Température de sortie (°C)	Débit d'appoint (l/h)
7h :00	32,5	56	0
7h:30	59	57,7	0
8h:00	67	74,2	0
8h:30	97,5	102,6	0
9h:00	113,7	126,7	0
9h:30	175,6	191,1	0
10h:00	225	237	252
10h:30	224,2	237,3	256
11h:00	222	237	270
11h:30	222,2	237	271
12h:00	222	237	270
12h:30	222	237	266
13h:00	222,2	237,2	265
13h:30	222,3	237	260
14h:00	222,5	237	260
14h:30	222,3	237	261
15h:00	222,3	236,7	266
15h:30	222,2	237	270
16h:00	221,8	237	275
16h:30	222	236,7	271
17h:00	222,5	237	258
17h:30	224	236,7	223
18h:00	226,4	236,7	171
18h:30	230,9	236,7	162
19h:00	227,8	235,9	132
19h:30	233,1	235	0
20h:00	225,1	224,6	0

APPENDICE D : Les résultats théoriques et expérimentaux

Tableau 1 : les résultats obtenus pour la journée de 08/04/2015

Heure locale	DNI (W/m ²)	La puissance mesurée (kW)	La puissance théorique (kW)	Le rendement mesuré (%)	Le rendement théorique (%)
6h:00	0	0	0	0	0
6h:30	0	0	0	0	0
7h :00	0	0	0	0	0
7h:30	293	0	9	0	4
8h:00	503	28	36	7,65	9,9
8h:30	644	55	77	11,81	16,6
9h:00	741	89	122	16,76	23
9h:30	810	123	168	21,04	28,7
10h:00	842	183	202	30,21	33,3
10h:30	892	237	235	37,84	36,6
11h:00	916	240	245	37	37,2
11h:30	934	240	243	36,1	36,5
12h:00	937	237	241	35,21	35,7
12h:30	940	232	238	34,4	35,2
13h:00	936	230	234	33,31	34,7
13h:30	938	231	232	33,25	34,4
14h:00	942	231	232	32,27	34,3
14h:30	925	229	231	32,86	34,7
15h:00	911	229	233	33	35,5
15h:30	902	232	238	35	36,6
16h:00	883	228	238	35,93	37,4
16h:30	870	224	230	35,76	36,9
17h:00	850	212	216	34,63	35,3
17h:30	828	181	187	34,45	31,4
18h:00	776	137	143	24,56	25,6
18h:30	700	90	96	17,96	19,1
19h:00	576	54	49	12,93	11,9
19h:30	385	2	11	0	0
20h:00	0	0	0	0	0

Tableau 2 : les résultats obtenus pour la journée de 09/04/2015

Heure locale	DNI (W/m ²)	La puissance mesurée (kW)	La puissance théorique (kW)	Le rendement mesuré (%)	Le rendement théorique (%)
6h:00	0	0	0	0	0
6h:30	0	0	0	0	0
7h :00	0	0	0	0	0
7h:30	276	0	8	0	3,7
8h:00	488	17	36	4,81	10,2
8h:30	613	45	75	10,07	16,9
9h:00	703	70	118	13,89	23,3
9h:30	770	107	162	19	29
10h:00	814	141	198	24,45	33,6
10h:30	870	234	229	37,32	36,7
11h:00	888	241	238	38,2	37,2
11h:30	890	234	234	36,45	36,5
12h:00	900	233	233	35,91	35,8
12h:30	916	232	233	35,18	35,4
13h:00	932	233	234	34,78	34,8
13h:30	950	230	236	33,51	34,6
14h:00	945	227	234	33,41	34,4
14h:30	948	234	238	34,26	34,8
15h:00	945	235	242	34,45	35,5
15h:30	930	237	246	35,42	36,7
16h:00	907	239	244	36,65	37,4
16h:30	887	233	237	36,56	37
17h:00	850	215	217	35,26	35,5
17h:30	817	180	186	30,68	31,6
18h:00	763	140	142	20,02	25,6
18h:30	700	95	97	18,87	19
19h:00	588	34	52	13,36	12,3
19h:30	430	8	15	2,58	4,8
20h:00	0	0	0	0	0

Tableau 3 : les résultats obtenus pour la journée de 13/04/2015

Heure locale	DNI (W/m ²)	La puissance mesurée (kW)	La puissance théorique (kW)	Le rendement mesuré (%)	Le rendement théorique (%)
6h:00	0	0	0	0	0
6h:30	0	0	0	0	0
7h :00	0	0	0	0	0
7h:30	208	22	8	0	4,4
8h:00	413	22	36	7,48	12
8h:30	543	48	74	12,31	19
9h:00	635	93	118	19,67	25,5
9h:30	700	118	158	23,56	31,3
10h:00	760	150	195	27,62	35,6
10h:30	804	228	220	39,68	38
11h:00	826	239	231	40,23	38,8
11h:30	855	238	235	38,62	38,1
12h:00	885	243	241	38,14	37,8
12h:30	888	238	238	37,32	37,3
13h:00	888	238	236	37,22	36,8
13h:30	887	236	233	37	36,5
14h:00	903	234	236	36	36,3
14h:30	894	235	235	36,64	36,5
15h:00	889	237	238	37,07	37,2
15h:30	885	239	243	37,61	38,2
16h:00	875	248	246	39,37	39
16h:30	852	236	236	38,58	38,5
17h:00	837	226	224	37,54	37,2
17h:30	798	187	190	31,11	33
18h:00	746	147	147	27,46	27,4
18h:30	655	98	97	20,98	20,7
19h:00	532	50	51	0	0
19h:30	350	15	14	0	0
20h:00	0	0	0	0	0

Tableau 4 : les résultats obtenus pour la journée de 23/04/2015

Heure locale	DNI (W/m ²)	La puissance mesurée (kW)	La puissance théorique (kW)	Le rendement mesuré (%)	Le rendement théorique (%)
6h:00	0	0	0	0	0
6h:30	0	0	0	0	0
7h :00	146	0	4	0	3,4
7h:30	354	3	22	2,83	7,4
8h:00	467	51	46	15,29	13,5
8h:30	670	69	117	20	15,3
9h:00	700	109	136	22	26
9h:30	754	132	169	29	31
10h:00	796	210	197	36,72	34,4
10h:30	821	218	212	36,96	35,9
11h:00	864	236	229	37,93	36,8
11h:30	880	235	230	37,23	36,4
12h:00	888	234	230	36,71	36
12h:30	895	234	230	36,41	35,7
13h:00	902	234	231	36,09	35,5
13h:30	900	230	230	35,63	35,4
14h:00	905	230	228	35,37	35
14h:30	906	230	229	35,28	35,1
15h:00	907	230	233	35,19	35,6
15h:30	902	234	235	36,32	36,3
16h:00	885	239	235	37,57	36,9
16h:30	865	233	229	37,49	36,7
17h:00	840	223	215	36,92	35,6
17h:30	800	192	186	33,28	32,2
18h:00	748	148	146	27,48	27,2
18h:30	670	113	102	23,34	21,2
19h:00	564	62	57	15,29	14
19h:30	370	9	18	3,32	6,6
20h:00	0	0	0	0	0

REFERENCES

1. http://docinsa.insa-lyon.fr/these/2004/chain/05_chapitre_1.pdf
2. François Nepveu, "Production décentralisée d'électricité et de chaleur par système parabole Stirling : Application au système EURODISH", Thèse de doctorat, université de Perpignan, 2008.
3. Pierre GARCIA, "Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur", Thèse de doctorat, université de Perpignan, 2007.
4. http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_thermique_capteurs_cy-indroparaboliques
5. <http://www.outilssolaires.com/pv/prin-centraleB.htm>
6. Di Canio, D., Treytl, W.J., Jur, F.A., Watson, C.D., 1979. Line focus solar thermal central receiver research study, FMC Corporation.
7. Silvi, C., 2009. The pioneering work on linear Fresnel reflector concentrators in Italy. In: Presented at the 15th SolarPACES International Symposium, Berlin, Germany.
8. Negi, B.S., Mathur, S.S., Kandpal, T.C., 1989. Optical and thermal performance evaluation of a linear fresnel reflector solar concentrator. *Solar and Wind Technology* 6, 589–593.
9. Mills, D., Morrison, G.L., Pye, J.D., Le Lievre, P., 2006. Multi-tower line focus Fresnel array project. *Journal of Solar Energy Engineering* 128, 118–120.

10. Morin, G., Platzer, W., Eck, M., Uhlig, R., Haberle, A., Berger, M., et al., 2006. Road map towards the demonstration of a linear Fresnel collector using a single tube receiver. In: Presented at the 13th International solarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Las Vegas, USA.
11. Bernhard, R., Laabs, H.G., de Lalaing, J., Eck, M., Eickhoff, M., Pottler, K. et al., 2008a. Linear Fresnel collector demonstration on the PSA Part I – design: construction and quality control. In: Presented at the 15th SolarPACES International Symposium, Berlin, Germany.
12. Bernhard, R., Laabs, H.G., de Lalaing, J., Eck, M., Eickhoff, M., Pottler, K., et al., 2008b. Linear Fresnel collector demonstration on the PSA Part II – commissioning and first performance tests. In: Presented at the 15th SolarPACES International Symposium, Berlin, Germany.
13. Barale, G., Heimsath, A., Nitz, P., Toro, A., 2010. Optical design of a linear Fresnel collector for sicily. In: Presented at the 16th SolarPACES International Symposium Perpignan, France.
14. Spoladore, M., Camacho, E., Valcher, E., 2011. Distributed parameters dynamic model of a solar Fresnel collector field. In: Presented at the 18th IFAC World Congress, Milano, Italy.
15. Pino, F.J., Caro, R., Rosa, F., Guerra, J., 2012. Experimental validation of an optical and thermal model of a linear Fresnel collector system. Applied Thermal Engineering, 1–9.
16. Industrial Solar, 2013. <<http://www.industrial-solar.de/CMS/en/>>.
17. Lin, M., Sumathy, K., Dai, Y.J., Wang, R.Z., Chen, Y., 2013. Experimental and theoretical analysis on a linear Fresnel reflector solar collector prototype with V-shaped cavity receiver. Applied Thermal Engineering 51, 963–972.

18. Brost, R., Zhu, G., 2009. Commercial development of an advanced, high temperature, linear-Fresnel based concentrating solar power concept. SkyFuel, prepared under DOE FOA no. DE-FC36-08GO180342009.
19. Morin, G., Mertins, M., Kirchberger, J., Selig, M., 2011. Super NOVA – construction, control & performance of steam superheating linear Fresnel collector. In: Presented at the 17th SolarPACES International Symposium, Granada, Spain.
20. Areva Solar, 2013a. <<http://www.areva.com/EN/solar-220/arevasolar.html>>.
21. Conlon, W.M., 2011. Superheated steam from CLFR solar steam. In: Presented at the 17th SolarPACES International Symposium, Granada, Spain.
22. Novatec Solar, 2013. <<http://www.novatecsolar.com/>>.
23. Brost, R., Zhu, G., 2009. Commercial development of an advanced, high temperature, linear-Fresnel based concentrating solar power concept. SkyFuel, prepared under DOE FOA no. DE-FC36-08GO180342009.
24. Areva Solar, 2013b. US Sandia Labs Join Forces for CLFR Molten-Salt Storage <http://www.solarnovus.com/index.php?option=com_content&view=article&id=5656:areva-solar-us-sandia-labs-join-forcesfor-clfr-molten-salt-storage&catid=41:applications_technews&Itemid=245>.
25. NREL, 2013. System Advisor Model. <<https://sam.nrel.gov/>>.
26. Wagner, M., Zhu, G., 2012. A direct-steam linear Fresnel performance model for NREL's system advisor model. In: Presented at the ASME 2012 6th International Conference on Energy Sustainability, San Diego, CA.
27. Negi, B.S., Mathur, S.S., Kandpal, T.C., 1990. Designs and performance characteristics of a linear fresnel reflector solar concentrator with a flat vertical absorber. Solar and Wind Technology 7, 379–392.

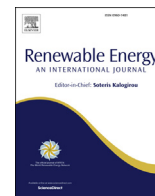
28. Negi, B.S., Mathur, S.S., Kandpal, T.C., 1989. Optical and thermal performance evaluation of a linear fresnel reflector solar concentrator. *Solar and Wind Technology* 6, 589–593.
29. Gordon, J.M., Ries, H., 1993. Tailored edge-ray concentrators as ideal second stages for Fresnel reflectors. *Applied Optics* 32.
30. Abbas, R., Montes, M.J., Piera, M., Martinez-Val, J.M., 2012a. Solar radiation concentration features in linear Fresnel reflector arrays. *Energy Conversion and Management* 54, 133–144.
31. Abbas, R., Munoz, J., Martinez-Val, J.M., 2012b. Steady-state thermal analysis of an innovative receiver for linear Fresnel reflectors. *Applied Energy* 92, 503–515.
32. Mills, D., Morrison, G., 2000. Compact linear Fresnel reflector solar thermal power plants. *Solar Energy* 68, 262–283.
33. Mathur S S, Kandpal T C, et Negi B S. "Optical design and concentration characteristics of linear Fresnel reflector solar concentrators, Mirror elements of equal width". *Energy Conversion and Management*, Volume 31, 1991, Page 221-232.
34. Pye, J.D., Morrison, G., Behnia, M., 2003. Transient modelling of cavity receiver heat transfer for the compact linear Fresnel reflector. *Manufacturing Engineering*, 1-9.
35. Reynolds, D.J., Jance, M.J., Behnia, M., Morrison, G.L., 2004. An experimental and computational study of the heat loss characteristics of a trapezoidal cavity absorber. *Solar Energy* 2004, 229–234.
36. Singh, P.L., Ganesan, S., Yadav, G.C., 1999. Performance study of a linear Fresnel concentrating solar device. *Renewable Energy* 18, 409– 416.

37. Singh, P.L., Sarviya, R.M., Bhagoria, J.L., 2010. Thermal performance of linear Fresnel reflecting solar concentrator with trapezoidal cavity absorbers. *Applied Energy* 87, 541–550.
38. Dey, C.J., 2004. Heat transfer aspects of an elevated linear absorber. *Solar Energy* 76, 243–249.
39. Sahoo, S.S., Singh, S., Banerjee, R., 2013. Study state hydrothermal analysis of the absorber tubes used in linear Fresnel reflector solar thermal system. *Solar Energy* 87, 84–95.
40. Xie, W.T., Dai, Y.J., Wang, R.Z., 2013. Thermal performance analysis of a line-focus Fresnel lens solar collector using different cavity receivers. *Solar Energy* 91, 242–255.
41. Larsen, S.F., Altamirano, M., Hernandez, A., 2012. Heat loss of a trapezoidal cavity absorber for a linear Fresnel reflecting solar concentrator. *Renewable Energy* 39, 198–206.
42. Sahoo, S.S., Singh, P.L., Banerjee, R., 2012. Analysis of heat losses from a trapezoidal cavity used for linear Fresnel reflector system. *Solar Energy* 86, 1313–1322.
43. Hinterberger, H., Winston, R., 1966. Efficient light coupler for threshold erenkov counters. *Review of Scientific Instruments* 37.
44. Winston, R., Minano, J.C., Benitez, P., 2005. *Nonimaging Optics*. Elsevier, Academic Press.
45. Baranov, V.K., Melnikov, G.K., 1966. Study of the illumination characteristics of hollow focons. *Soviet Journal of Optical Technology* 33, 408–411.
46. Winston, R., Hinterberger, H., 1975. Principles of cylindrical concentrators for solar energy. *Solar Energy* 17.

47. Rabl, A., 1976. Optical and thermal properties of compound parabolic concentrators. *Solar Energy* 15.
48. Selig, M., Mertins, M., 2010. From saturated to superheated direct solar steam generation – technical challenges and economical benefits. In: Presented at the 16th SolarPACES International Symposium Perpignan, France.
49. Grena, R., Tarquini, P., 2011. Solar linear fresnel collector using molten nitrates as heat transfer fluid. *Energy* 36, 1048–1056.
50. Velazquez N, Garcia VO, Saucedo D et Beltran R. "Numerical simulation of a linear Fresnel Reflector concentrator used as direct generator in a solar-Gax cycle". *Energy Conversion and Management*, volum 51, March 2010, Page 434-445.
51. Jean Jacques BEZAIN et Llirenç SUREDA TRUYOLS. "Etude d'un concentrateur solaire linéique fixe intégré en toiture de bâtiment". Albi : 12^{ème} journées Internationales de Thermique, 2005.
52. Riaz M R. "Theory of concentrators of solar energy on a central receiver for electric power generation" .*J.Eng.Power* 1976.
53. Vant-Hull LL et Hildebrandt A F. "Solar Thermal Power System Based on Optical Transmission". *Solar Energy* 1976.
54. Lipps F Wet Vant-Hull LL. "A Cell-wise Method for the Optimization of Large Central Receiver System." *Solar Energy* 1978.

55. Igel E A et Hughes R L. "Optical analysis of solar facility heliostats". Solar Energy, V 22, Page 283-295, 1979.
56. A.H. Giacomo Barale¹, Peter Nitz³ and Antonino Toro⁴, OPTICAL DESIGN of a LINEAR FRESNEL COLLECTOR for SICILY, 2010.
57. M.C. Spoladore, F. Eduardo, Valcher, Maria Elena, Distributed parameters dynamic model of a solar Fresnel collector field, in: Proceedings of the 18th IFAC World Congress Milano (Italy), 2011, pp. 14784-14789.
58. J. Francisco, C. Rosario, R.L. Juan, R. Felipe, G. Jos_e, in: Experimental Validation of an Optical and Thermal Model of a Linear Fresnel Collector. 2nd European Conference on Polygeneration eTarragona, Spain, 2011, pp. 1e8.
59. Gh.SPENCER., and Murty, M.V.R.K., "General Ray-Tracing Procedure," Journal of the Optical Society of America, Vol, 52, pp.672-678, June 1962.
60. J.R. HOWELL. «The Monte Carlo method in radiative heat transfer. Journal of Heat Transfer- Transactions of the Asme », 120(3) :547–560, Aug. 1998.
61. S Benyakhlef, A Al Mers, O Merroun, A Bouatem, N Boutammachte, S El Alj, H Ajdad, Erregueragui Z, Zemmouri E (2016) Impact of heliostat curvature on optical performance of linear Fresnel solar concentrators. Renew Energy 89:463–474
62. Profil de DNI (www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php)
63. S. Benyakhlef, S. El Alj, A. Al Mers,* , O. Merroun, A. Bouatem, N. Boutammachta, H.Ajdad: , Development of ray tracing code for modeling linear Fresnel collector systems, International Conference on Mechanics and Energy ICME'2014, March 18-20, 2014, Monastir, TUNISIA

64. S. Benyakhlef, S. el Alj, H. Ajdad, O. Merroun, A. Al Mers, A. Bouatem, N. Boutammacht, « Modélisation du comportement Optique d'un Concentrateur Solaire Cylindro-parabolique », 3ème Congrès de l'Association Marocaine de Thermique, 2013 Agadir.
65. El Alj. S, et al.: "Modeling and simulation of a Linear Fresnel solar collector," Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014 International, IEEE, vol., no., pp.770,773, 17-19 Oct. 2014
66. Benyakhlef, S., Al Mers, A., Bouatem, A., Boutammachte, N., & Merroun, O. (2014, October). «Verification & validation of simulation code for Linear Fresnel systems. In Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014 International (pp. 214-218). IEEE.
67. T. Wendelin. "SOLTRACE": a new optical modeling tool for concentrating solar optics ». In : ASME. 2003
68. Introduction to heat transfer-Incropera/DeWitt-Ed.Wiley ,p463 lower surface of heated plate
69. Introduction to heat transfer-Incropera/DeWitt-Ed.Wiley, p331-p333 the flat plate in parallel flow.
70. Introduction to heat transfer-Incropera/DeWitt-Ed.Wiley p462 upper surface of heated plate
71. <http://www.outilssolaires.com/Glossaire/prin-1geometrie.htm>
72. <http://thiers.stephane.free.fr/repcours/CoursSolEPF2010.P1.pdf>



Theoretical and experimental performance analysis of a Fresnel type solar concentrator



Hani Beltagy^{a,*}, Djaffar Semmar^a, Christophe Lehaut^b, Nouredine Said^c

^a Hydrogen Energy Applications Laboratory (LApEH), Mechanical Engineering Department, University of Blida, Algeria

^b Solar division in the CNIM Company (SUNCNIM), l'entreprise de Constructions Industrielles de la Méditerranée (CNIM), France

^c Renewable Energy Development Center (EPST/CDER), Bouzareah, Algiers, Algeria

ARTICLE INFO

Article history:

Received 13 April 2016

Received in revised form

22 August 2016

Accepted 18 September 2016

Keywords:

Solar concentration
Fresnel concentrator
Performances
Thermal power
Daily efficiency

ABSTRACT

Solar concentration is one of the most promising ways for the electricity production. The use of linear Fresnel solar power plant for electricity production, or heat supply is one of the most attractive solutions for developing countries with high sunshine because of the accessible level of technology involved.

In this work we present a theoretical and experimental study of a prototype using Fresnel type concentrator. The theoretical model used allows us to determine various essential parameters design of the set up that are easily compared to measured data. It has been shown that thermal power production and daily efficiency are well predicted as compared to measurements. For a 250 kW installed thermal prototype, a thermal daily efficiency over 40% was measured.

© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Solar thermal conversion with concentration is one possible way for the electricity and heat production. Among such conversion, the use of linear Fresnel technology shows a growing interest now days because of its attractive compromise between performance, simplicity of implementation and cost.

These features have motivated a number of research efforts to improve the general performance of linear Fresnel solar concentrator systems and construction of solar thermal plants based on this approach.

A pioneer work was realized by Giovanni Francia (1911–1980) back in the sixties. At the beginning of 1960, he developed a linear Fresnel reflector (LFR). He conceived and designed a first prototype in Genova in 1963. Next year, he built and tested a prototype of LFR in Marseille (France). Francia was convinced that the solar concentrating energy applications could only be imagined with an economic profitability and a simple technique. So, the use of plane mirrors was for him a decisive key point design for the breakthrough of the large-scale solar concentrating application because of the technology involved and consequently the cost.

Today the development of the LFR technology is moved forward in an interesting way. Several companies propose a LFR system. The most involved ones are: Novatec Solar (formerly Novatec-Biosol), Solar Power Group (SPG), Areva Solar (formerly Ausra) and Industrial Solar (formerly PSE, then Mirroxx).

There are new actors who emerge lastly particularly in France. CNIM designed and experimenting a prototype since 2010, Solar Euromed also developed a prototype using the same technology but a slightly different configuration. ALSOLEN, a the group ALCEN, is a new French actor, announced in October 2011, comes to strengthen the sector of the LFR.

These first LFR power plants are very important to improve this technology because they supply the first valuable experimental results that constitutes a data base to future design improvement.

The first solar thermal power plant based on the linear Fresnel solar concentrator was the 1.4 MWe installed in Puerto Errado, Spain and a second one being built, with a projected power output of 30 MWe (Abbas et al.) [1]. Also, in the USA, Ausra built a 5 MWe compact linear Fresnel concentrator demonstration power plant.

One interesting way of using this technology is the direct steam generation systems which eliminates the need of using expensive thermo-oil and complex heat exchangers. The superheated steam can be generated directly in the absorber of the concentrating collector. Mills and Morrison [2] presented the first results from the

* Corresponding author. Tel.: +213 551464592; fax: +213 26344655.
E-mail address: hani.beltagy@gmail.com (H. Beltagy).

Nomenclature

$P_{1,n}$	Power received by mirrors (kW)
$P_{0,n}$	Losses by shading mirror/mirror (kW)
$P_{0,receiver}$	Losses by shading receiver/mirror (kW)
$P_{2,n}$	Power retransmitted by the mirror (kW)
ρ_{mirror}	Reflectivity of the mirror
enc_{mirror}	fouling of mirrors
$P_{3,n}$	Power losses at the end of line (kW)
$B_{DL,n}$	Losses at the end of line (kW)
$P_{4,n}$	The power received by the receiver tube (kW)
η_{focal}	Yield of the focal with regard to the glass (%)
$P_{heat\ losses}$	Heat losses (kW)
$\Phi_{tthermal}$	Thermal flow absorbed by the absorber tube (kW)
$P_{mast\ shade}$	Power losses by mast shade (kW)
H	Height of the mast (cm)
d_{mast}	Diameter of the mast (cm)
N_{masts}	Number of masts
β_H	Sun elevation ($^{\circ}$)
$D_{mast\ shade}$	Diameter of mast shade (cm)
α_{tube}	Absorptivity of absorber tube (%)
P_{field}	Power absorbed by the receiver tube (kW)
Q	Collected sun energy (kW)
$m \cdot water$	Flow rate of water (Kg/s)
Cp	Specific heat (KJ/Kg.K)

$\Delta T_{absorber\ tube}$	Temperature difference of absorber tube (K)
$m \cdot water$	Flow rate of vapor (Kg/s)
$\Delta H_{vaporization}$	Variation of enthalpy of vaporization (KJ/Kg)
$m \cdot water\ of\ supplement$	Flow of water of supplement (Kg/s)
$T_{evaporation}$	Temperature of evaporation (K)
$T_{input\ water}$	Water temperature at input of tube (K)
$Cp\ t_{evaporation}$	Specific heat at evaporation temperature (KJ/Kg.K)
$Cp\ t_{input\ water}$	Specific heat of water temperature at inlet (KJ/Kg.K)
Q_{conv}	Convection losses (W/m ²)
Q_{rad}	Radiation losses (W/m ²)
h_{conv}	Coefficient of convective losses (W/m ² .K)
h_{rad}	Coefficient of radiative losses (W/m ² .K)
ϵ	Emissivity
σ	Stefane-Boltzmann constant, $5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^{-4}$
S_a	Absorber surface (m ²)
S_m	Surface of mirrors (m ²)
U	Overall heat loss coefficient (W/m ² .K)
T_{amb}	Ambient air temperature (K)
T_{pipe}	Temperature of pipe (K)
DNI	Direct Normal Irradiance (W/m ²)
CFD	Computational Fluid Dynamics
CPC	Compound Parabolic Concentrator

linear Fresnel solar concentrating collector installation of 1MWth at the Liddell power station completed in 2004. Direct steam generation with the solar array was achieved and optical performance met the design specifications.

The shortfall of the linear Fresnel solar concentrator is that its concentration factors (10–40) are still notably lower than those of parabolic trough concentrators (30–100), but this can be improved with good optical designs (mirror separation, shape, width and orientation). Also, its thermal performance, where this study focuses on, still requires significant improvement by improving its thermal design models and heat transfer characteristics of the receiver system.

Barale et al. [3] performed optical design of the linear Fresnel collector prototype being built in Sicily, to optimize the geometry of the collector in the FREeSuN project. The study considered all the relevant optical loss mechanisms - reflector surface errors, tracking errors, shading and blocking due to structure and tracked mirrors, etc. It is found that if the receiver was too far from the primary mirror plane, the contribution of errors would drastically reduce the optical performance and using uniform mirror curvature (one adapted curvature for all mirrors) would prevent the efficient focalization of all the mirror rows.

Pino et al. [4] conducted experimental validation of an optical model of a linear Fresnel collector system using the solar cooling plant with an absorption chiller located at the School of Engineering, University of Seville, Spain. They described the design and validation of a mathematical model for a solar Fresnel collector. The task of the model is to simulate the optical and thermal analysis of a Fresnel system for heating water. The model is validated using real data gathered from a cooling plant with double effect absorption chiller located at the School of Engineering of University of Seville, Spain (Experimental cooling plant is also described).

Gabriel Morin et al [5] presented the results of the geometrical collector optimizations and the tracking system of the primary mirrors, and showed results of the experimental evaluation of the

receiver, including the secondary mirror. The main purpose of the “VDemo-Fresnel” project was a theoretical investigation and an adaptation of simulation tools of a special technology using linear Fresnel collector integrated to building.

Marco Spoladore et al [6] conducted experimental validation for a dynamic model for a linear Fresnel collector field used in solar refrigeration plant. The collector field concentrates solar radiations on a tube that heats up water that is used in an absorption machine to produce chilled air for air conditioning purposes.

D. R. Mills et al. [7] describes the testing on-site of a 1MW_{th} Compact Linear Fresnel Reflector (CLFR) solar array at Liddell Power Station. The solar array concept used in this project is of the Linear Fresnel type and was originally developed at the University of Sydney in 1993 (Mills and Morrison, 2000). In their approach, ground level reflector rows directed solar beam radiation at a downward facing cavity receiver mounted on multiple elevated parallel tower lines. The technology is innovative in that it allows reflectors to be focused on either of the adjacent absorber lines so that this configuration offers minimal mutual reflector blocking.

D. Mills et al. [8] showed the interest to arrange several focal lines in parallel. Indeed, the radiation can be reflected about several focal lines alternately. The collection and the distribution of the light on the receivers can be optimized. Francisco et al. [9] conducted experimental validation of an optical and thermal model of a linear Fresnel collector. Abbas et al. [10] carried out a steady-state numerical simulation of the thermal performance of the linear Fresnel collector receiver tubes of the trapezoidal cavity to determine the optimum tube diameter and length. They assumed a uniform radiation flux impinging on the receiver tube.

Velazquez N and al [11] was interested in the optimization of the performances and the simulation of the thermal exchanges in solar cells with the effect of concentration of Fresnel types. They firstly studied a trapezoid oven provided with circular tubes and rectangular tubes in a case to see the difference between both. In this experimental study of various factors of concentration and selective

covers were considered, the results showed that the thermal efficiency is higher of 8% for the circular tube in comparison with the rectangular tube. The yield varied between 16 and 59,6% and between 25 and 71,2% respectively for the circular tube with a black painting and selective cover surface. It varied between 15,6 and 56,3% and between 25 and 64% for the same properties of surface but with a rectangular tube for different factors of concentration of 9,4 and 19,8 [11].

Jean Jacques BEZAIN and al [12] were specially interested in the effects of parameters of conception on the thermal performances such as the orientation of mirrors and the quality of the thermal exchanges in tubes. An heat balance was done using theoretical models and then validated with experimental results.

Other works showed that these systems of conversion can produce high temperatures, Riaz [13] developed a theory associated in with the systems has two tracking axes. Additional works of Vant-Hull and Hildedra [14], Lipps and Vant-Hull [15], and Igel and Hughes [16] showed the same effect.

Feuermann and Gordon [17] developed an optical analysis of reflector with effect of concentration of Fresnel type in two floors (LFR). The problem with this arrangement is mainly bound to the effects of shading and blocking between the reflecting mirrors. However, blocking can be reduced by increasing the height of absorbers but it affects the cost of realization. A detailed state of art of this technology is published Guangdong Zhu & Al [18].

2. Objectives

The main objective of this study is to perform an experimental validation a theoretical model developed to determine the thermal performance of solar prototype based on Fresnel technology.

The tests are done in the solar division of the CNIM in Seyne on sea, France. The prototype is working on fully automatic functioning basis. The system control records various parameters which allow to measure the energy performances.

To validate the recorded performances, we check continuously the measured and the theoretical performance parameters.

The expected performances are calculated by means of a theoretical calculation which takes into account the various phenomena involved.

The comparison between the expected results allows to validate the running of the prototype and also to help making various improvements to increase the performance.

This comparison allowed us to validate the theoretical calculation, by adapting certain parameters, which take into account differences between the theory and the experiment (Imperfections of the profiles of mirrors, the profiles of secondary reflectors, fouling of the receiver).

In this work we present the solar field under study as well as the instrumentation used during measurements, then we describe the theoretical model used for the calculation of the performances and compare it with experimental results obtain on the field.

2.1. Description of the solar field

For this study, we are interested in a solar field composed 14 lines of linear Fresnel concentrators tracking the sun on north-south axis alignment. Each mirror follows the sun throughout the day, by concentrating beam radiation on a fixed receiver. The receiver makes use of a CPC (a compound parabolic concentrator) to improve performance.

The geometrical characteristics of installation are as follows (Figs. 1 and 2):

- 8 rows of mirrors and 7 lines on each side of the receiver

- 14 mirrors by rows of a length of 6.42 m each
- The receiver is about 8.03 m height over mirrors
- The opening of the receiver is equal to 30 cm
- Diameter of the receiving tube is equal to 7 cm

3. Experimental setup description

3.1. Meteorological measurements

The installation is equipped with a meteorological measurement station (SOLYS2) that besides measuring the outside temperature and the wind speed, measures continuously the direct solar irradiation received on the site of the power plant on a very short time period.

3.2. Receiving tubes

In entrance and exit out of tubes, two thermocouples are installed to measure entrance and exit temperatures of water. Also, outside air temperatures to the right and to the left of both tubes are measured.

3.3. Control of the mirrors position

An API (Application Programming Interface) that tracks the sun governs the control of the position of mirrors.

3.4. The collector reservoir

The collector reservoir contains the quantity of water necessary for the circuit. We measure the water level of the collector by means of a differential pressure receiver. The level of the reservoir is regulated i.e if the level is low (less than 3000 mm), it is necessary to fill up a supplement of water to the circuit. We also measure the pressure in the collector reservoir by means of a pressure transmitter and a stream flow device. The regulation of the pressure in the collector and in the receiving tube is made by a vent steam. The pressure of the circuit is maintained at a constant value by a regulator that controls the gate of the vent steam.

3.5. Circulation buckle

The flow of water is measured by a flow sensor. The water speed flow is controlled by a circulating pump equipped with a speed driver.

3.6. Water supplement

On the water inlet, a pump is used to automatically regulate the level of reservoir. Soft water tank is used as a booster.

3.7. Measure of the incident irradiance

To measure the incident irradiation (DNI) throughout the day, a sun tracker is installed. An integrated GPS and an algorithm is used to follow the sun throughout the day. The measured DNI is used to estimate the yield of the power plant. The DNI is measured by a high precision pyrheliometer. (See Fig. 3).

4. Performance calculation

4.1. Evaluation of the solar resource

The evaluation of performances of the power plant are based on sunshine duration and DNI.



Fig. 1. The studied Fresnel prototype.

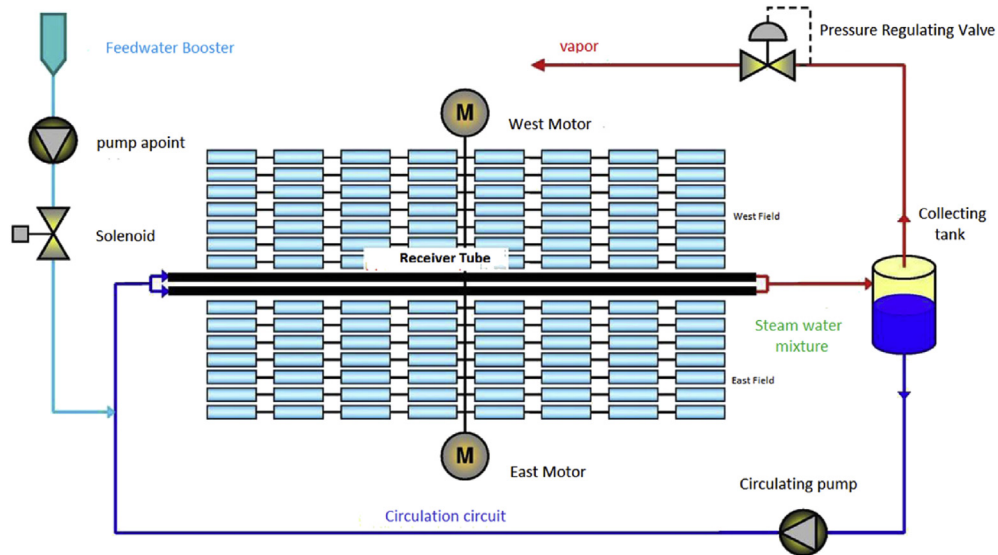


Fig. 2. Set up of the installation.

The calculation of the annual production of such an installation is based on daily curves of period of sunshine duration, which allow to predict the electric production of the power plant hour by hour throughout a “typical” year.

4.2. Thermal power of the solar field

The performance of the solar field is calculated using the input data that are:

- The position of the sun (elevation and azimuth of the sun),
- The DNI,
- The weather conditions (ambient temperature and wind),

- Pressure and vapor temperature.

4.3. Predictive calculation of power of the field

The performances are evaluated from a theoretical model which was validated by experimental data obtained from the prototype that is in use since June 2010.

This calculation takes into account various physical phenomena impacting on the efficiency, such as:

- Geometrical yield on mirrors (slope of the sun on every mirror),
- Fouling of miroirs,



Fig. 3. Pyrheliometre with sun tracker for DNI measurement.

- Mutual Shading between mirrors (in the morning and in the evening),
- Shading of the receiver on mirrors,
- Length of unlighted tube (due to the height of the sun),
- Transmission and reflection of the glass of receiver,
- Width of the sunspots of every mirror at the level of the receiver according to the curvature of the mirror and its relative slope (calculation of the percentage of interception of receiver),
- Yield on absorption of the receiving tube,
- Reflectivity of the secondary mirror,
- Heat losses of the receiver by radiation and convection, according to the conditions of the boiler and the outside conditions.

$$P_2 = \sum_n P_{2,n} \quad (4)$$

4.5. Calculation of the power P3

The calculation of this power takes into account the total losses. For each mirror we have:

$$P_{3,n} = P_{2,n} \frac{(line + B_{DL,n})}{line} \quad (5)$$

And $B_{DL,n} < 0$
Hence

$$P_3 = \sum_n P_{3,n} \quad (6)$$

Calculation of the power on receiving tube:

The calculation of this power takes into account the:

4.4. Theoretical analysis

Calculation of the power received by the field:

The calculation of this power takes into account:

- losses by cosine effect
- losses by shading of mirrors
- losses by shading of the receiver

For each mirror we have:

$$P_{1,n} = (line \times P_{O,n} - P_{o, receiver,n}) \quad (1)$$

And so

$$P_1 = \sum_n P_{1,n} \quad (2)$$

Calculation of the power retransmitted by the mirror:

The calculation of this power takes account:

- Losses due to the breaking of mirrors
- Losses due to the reflectivity of the mirrors

For each mirror we have:

$$P_{2,n} = P_{1,n} \times \rho_{mirror} \times (1 - enc_{mirror}) \quad (3)$$

And

- Losses due to the transmittivity of the glass
- Losses due to the breaking of mirrors
- Losses due to overflow and blocking
- Losses due to reflexion of secondary CPC mirror

We have:

$$P_{4,n} = P_{3,n} \times \eta_{focal/glass,n} \quad (7)$$

And

$$P_4 = \sum_n P_{4,n} \quad (8)$$

4.6. Heat loss calculation in the field

The heat losses per unit length of the receiver tube are given by:

$$P_{Heat\ losses} = N_{line} \times line \times \Phi_{thermal} \quad (9)$$

The losses due to the shadow by the pylon (on the field) are given by:

$$P_{ombre\ masts} = \frac{H \times \frac{d_{masts}}{100} \times (N_{masts} - 1)}{\tan(\beta_H) \times S_{field}} P_4 \quad (10)$$

And

$$D_{ombre\ masts} = \frac{H}{\tan(\beta_H)} \quad (11)$$

The width of the shadow is equal to the width of the pylon or its diameter.

We then get:

$$P_{ombre\ masts} = \eta_{ombre\ masts} P_4 = \frac{H \times \frac{d_{masts}}{100} \times (N_{masts} - 1)}{\tan(\beta_H) \times S_{field}} P_4 \quad (12)$$

Calculation of the total power of the field:

$$P_{field} = \alpha_{tube} P_4 - P_{ombre\ masts} - P_{heat\ losses} \quad (13)$$

The thermal efficiency is given by:

$$\eta = \frac{P_{field} * 1000}{DNI * S_m} \quad (14)$$

4.7. Thermal losses calculation

Here, we present the analysis of thermal behavior of the solar receiver of the Fresnel concentrator represented in Fig. 4.

When the absorber warms up, heat losses towards the outside essentially by radiation and convection take place. These losses can be linearized and characterized by a thermal loss coefficient U, called global loss coefficient. The global loss coefficient is a very convenient way to evaluate the overall losses.

Typically, the thermal losses are by convection and radiation and expressed as follows:

$$Q_{conv} = h_{conv} S_a (T_{tube} - T_{\infty}) \quad (15)$$

$$Q_{rad} = \epsilon \sigma S_a (T_{tube}^4 - T_{\infty}^4) = h_{rad} S_a (T_{tube} - T_{\infty}) \quad (16)$$

Where

$$h_{rad} = \epsilon \sigma (T_{tube} + T_{\infty}) (T_{tube}^2 + T_{\infty}^2) \quad (17)$$

In the developed model, the calculation of the convective and radiation coefficients is evaluated relative to the ambient

temperature because it is difficult to measure the temperature the receiver. Furthermore, we considered the total surface of the mirrors S_m rather than the surface of the absorber. S_a .

So we have

$$Q_{loss} = Q_{conv} + Q_{rad} = h_{conv}' S_a (T_{tube} - T_{amb}) + h_{rad}' S_a (T_{tube} - T_{amb}) \quad (18)$$

$$Q_{loss} = (h_{conv}' + h_{rad}') S_a (T_{tube} - T_{amb}) = U S_m (T_{tube} - T_{amb}) \quad (19)$$

We thus define U such as:

$$U = (h_{conv}' + h_{rad}') \frac{S_a}{S_m} \quad (20)$$

The global heat losses in concentrating devices follow generally a parabolic law, the coefficient of losses U can be often well represented by a refine function of the temperature difference between the absorber and the ambient air.

So we can write

$$U = U_0 + U_1 (T_{tube} - T_{amb}) \quad (21)$$

Fig. 5 represents the equivalent electric circuit of the thermal exchanges at the absorber. Fig. 6 represents the field temperatures in the thermal insulating material and absorber tube made out a 2 D modelling using CFD code (ANSYS Fluent). Hence, the temperature distribution in the various elements of the receiver and around the tube is graphically presented.

We notice unsurprisingly that the gradient of temperature is almost zero in the tube (3 °C) and that it is important in the insulating wool rock material (30 °C). Outside of tube, the temperature field is almost stratified because of small-scale convective movements and very thin layers.

The obtained results are presented in Figs. 7 and 8, And 9.

Fig. 7 shows the evolution of global linear losses around the external surfaces of the tube, the glass and the casing.

Fig. 8 shows the losses from the tube as well as around the glass and inside the casing. We notice that the major part of the losses observed around the Pyrex glass. They represent 71% of the losses from the tube at a 130 °C and 86% at 300 °C.

Fig. 9 shows that up to a temperature of the absorber of 200 °C, the radiation and convective losses are of the same order of magnitude. Beyond the value of 200 °C, the radiation losses become dominant.

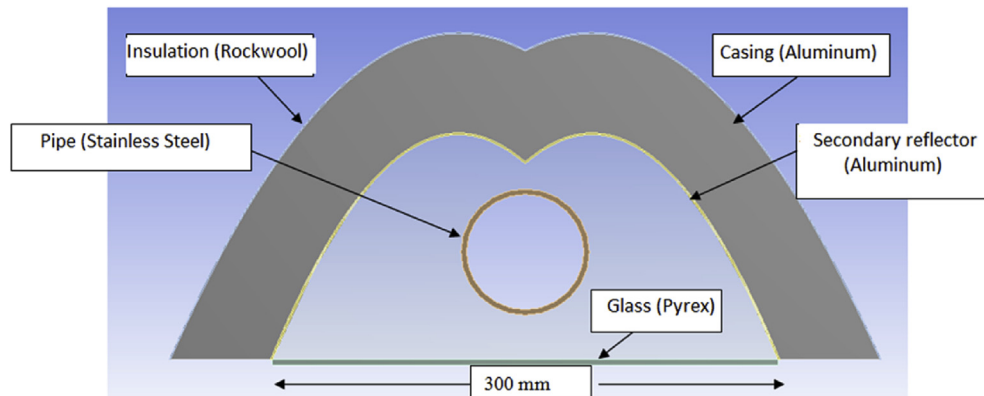


Fig. 4. Geometrical description of the solar receiver and secondary reflector.

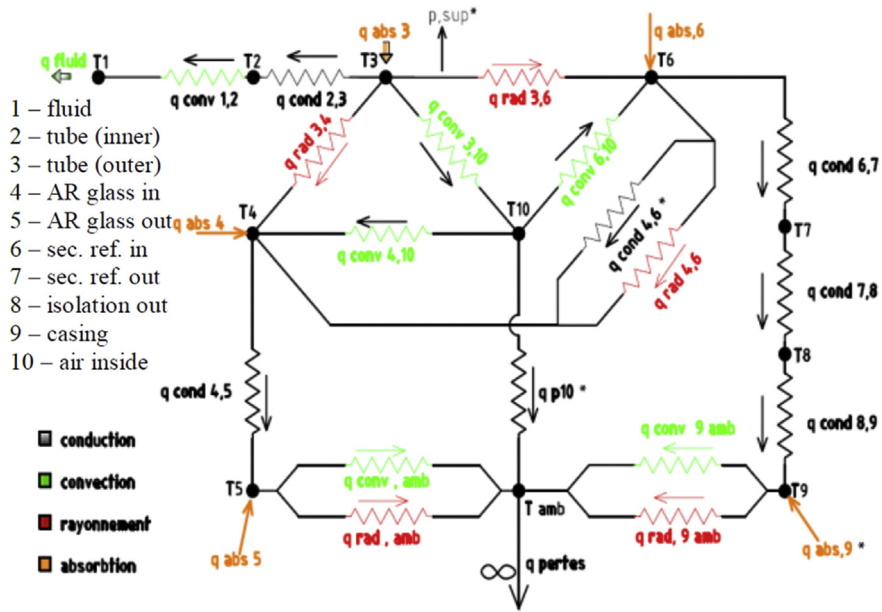
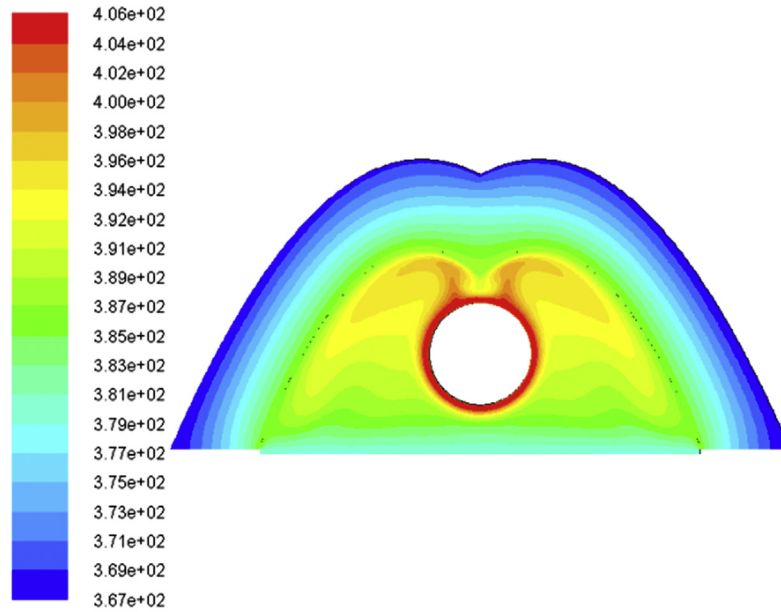


Fig. 5. Electrical/thermal analogy of heat exchange in the receiver.



Contours of Static Temperature (k)

Fig. 6. Temperature field in the insulating material and around absorber tube.

5. Experimental validation

The prototype is equipped with a number of sensors of temperature, pressure, DNI, wind speed. All of these sensors will validate the performance of the prototype. Performance calculation for a solar plant follow the same procedure as for a coal-fired plant on output/input basis. The amount of energy input is a little more difficult to measure in solar plant.

Knowing the total surface of the mirrors, we can easily calculate the input power. To evaluate the output power, we will have to distinguish between two phases of operation. The first will be the increase in temperature, and therefore the pressure, and the second is the production of steam.

During the rise of temperature, the water circulates in a closed circuit, and the recovered energy from sun is equal to:

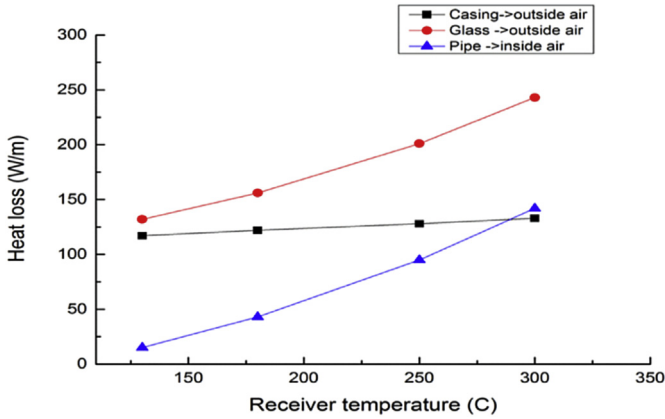


Fig. 7. Global thermal losses at: [Tamb = 30 °C, wind speed = 0 m/s, φ = 27 kW/m²].

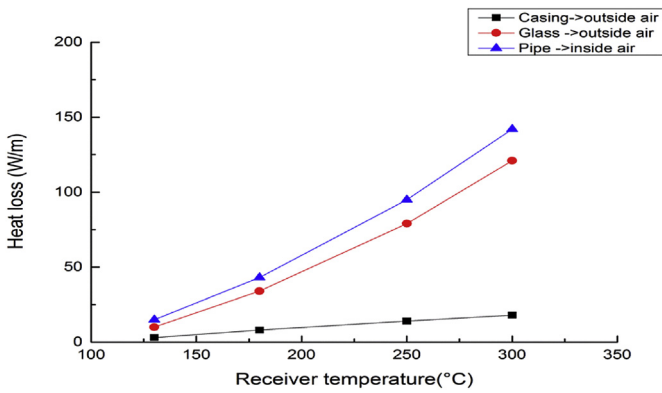


Fig. 8. Heat loss from the pipe at: [Tamb = 30 °C, wind speed = 0 m/s, φ = 27 kW/m²].

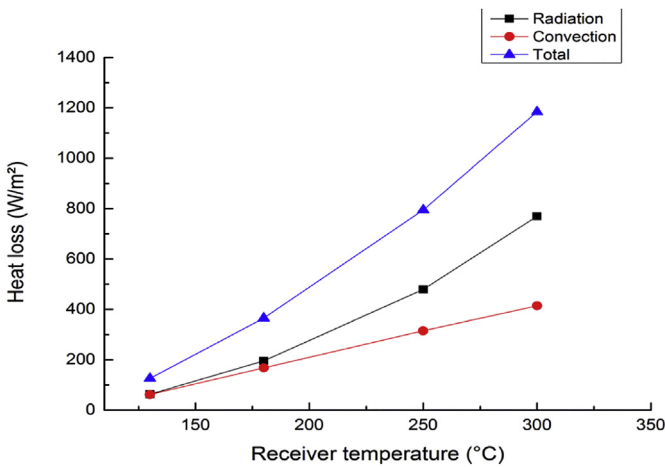


Fig. 9. Heat loss from the pipe at [Tamb = 30 °C, wind speed = 0 m/s, φ = 27 kW/m²].

$$Q = m \cdot \text{water} \cdot C_p \cdot \Delta T_{\text{receiver tube}} \quad (22)$$

For this measurement the prototype is equipped with a flow meter on the circulation circuit, and a temperature sensor in the inlet and the outlet of the receiver tube.

During the production of steam, the water circulates in an open circuit, and then the recovered energy is equal to:

$$Q = m \cdot \text{vapor} \cdot \Delta H_{\text{vaporization}} + m \cdot \text{makeup water} \cdot (T_{\text{evaporation}} \cdot C_p \cdot t_{\text{evaporation}} - T_{\text{input water}} \cdot C_p \cdot t_{\text{input water}}) \quad (22)$$

It was supposed at the beginning that the second term was negligible. In fact, in many applications, the evaporation energy is several magnitudes above heating energy. But in our prototype, the inlet water comes from the city network, and therefore hardly its temperature is greater than 15 °C. The energy needed to heat the water of several hundred degrees is important.

Calculation of the ratio of the two terms is given by:

$$m \cdot \text{vapor} = m \cdot \text{makeup water}$$

And at 100 bars²:

$$\Delta H_{\text{vaporization}} = 1320 [\text{KJ}/\text{Kg}]$$

$$T_{\text{evaporation}} = 310 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{input water}} = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$C_p \cdot t_{\text{evaporation}} = 5.910 [\text{KJ}/\text{Kg.K}]$$

$$C_p \cdot t_{\text{input water}} = 4.186 [\text{KJ}/\text{Kg.K}]$$

$$T_{\text{evaporation}} \cdot C_p \cdot t_{\text{evaporation}} - T_{\text{input water}} \cdot C_p \cdot t_{\text{input water}} = 2240 [\text{KJ}/\text{Kg}] \quad (23)$$

We can see that the output energy is only the third of the evaporation energy.

Various flow meters needed for these measures are installed on the prototype, as well as temperature sensors.

It is also very important to calculate thermal losses. All pipes are insulated and their losses are easy to calculate. The receiver is equipped with eight thermocouples which are installed on the top of the receiver tube, one between each pylon, another thermocouple measures the temperature of the air around the receiver tube and one on the secondary receiver. Two thermocouples were installed in the middle of the receiver. With all these measurements, we will be able to estimate losses, and correct for energy production over time.

The results illustrate the performance of a few days of April, for those days we represent: the DNI (Direct Normal Irradiance), measured and theoretical thermal power, as well as daily efficiency (see Figs. 10–17).

The results of the experiments allowed us to follow the behavior of the solar prototype performances as well as the thermal power and the daily efficiency.

The above curves (from 10 to 17) show the theoretical and measured performance of the plant power. We can see that a warm-up time of the prototype takes place from sun rise where power increases until around 10 solar time and then it reaches a maximum. It is clear that the thermal inertia plays an important role on the performance of the plant. It appears in the results obtained that a steady state is reached at least 2 h after operation.

Blocking effects, shading, and the cosine effect play a very important role in the performance of the solar prototype. This is apparent in the results obtained at the beginning and at end of day, due primarily to the low position of the sun.

We also found that different optical errors such as positioning error, bridging errors and tracking (the tracking is not total) influence the daily efficiency of the prototype.

Fluctuations on the top of the theoretical curve represents the shading of mirrors created by the receiver.

The thermal power as a function of time varies considerably

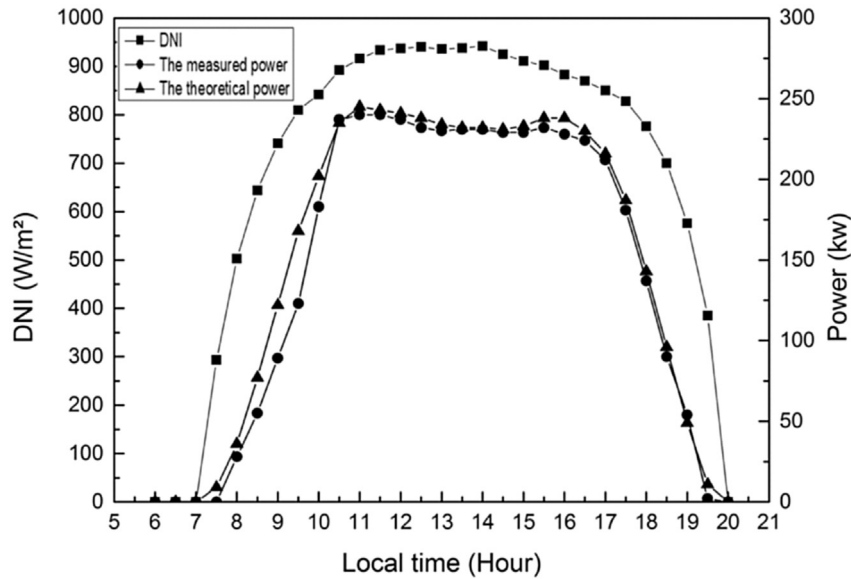


Fig. 10. Theoretical and measured power for the day 08/04/2015.

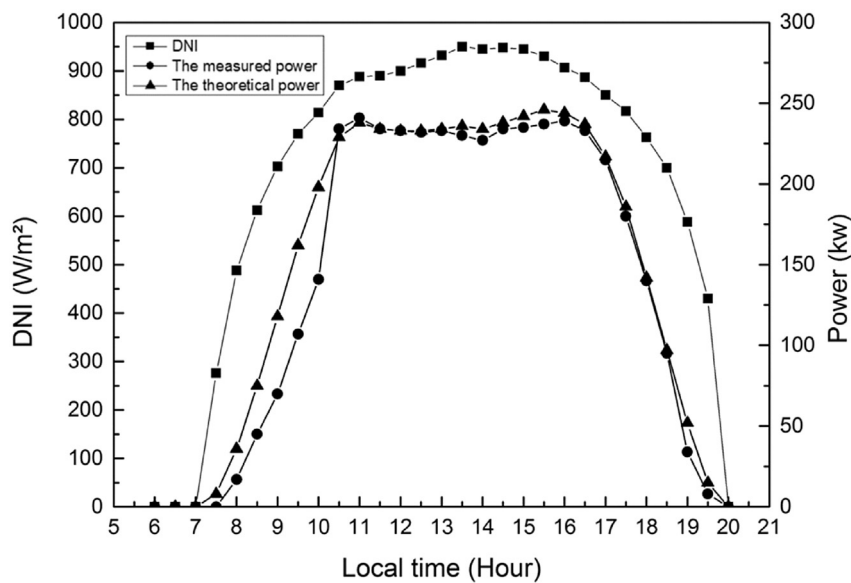


Fig. 11. Theoretical and measured power for the day 09/04/2015.

from 50 to 250 MW for one day.

The daily efficiency shows significant variation during the day and varies from 10 to 43%.

Apart from the early morning and late afternoon, theoretical results show good agreement with experimental measurements. The maximum power value reached 250 KW with a daily efficiency of 40%.

Thus, we can conclude that the theoretical model used explains well the physical phenomena of our test bench and validate experimental results.

6. Conclusion

In this article, we present a detailed analysis for the determination of the analytical and experimental performances of a solar linear Fresnel concentrator prototype.

We developed a theoretical model which takes into account all the physical phenomena influencing the performances.

In the optical calculation we consider all the losses namely:

The losses by cosine effect, the losses by shading between mirrors, losses by shading between the receiver and the mirrors. We introduced also in our calculations the losses due to the fouling and the reflectivity of mirrors and the losses of end of line which is important for the evaluation of the performances of linear Fresnel concentrators. These parameters were rarely discussed by researchers, for these reasons we considered them in our calculation and evaluated their important influence on the performances of concentrator setup.

In the thermal receiver part we determined diverse performances by considering all the physical phenomena and all the heat losses. Namely, the losses due to transmissivity of the glass, the losses due to the fouling of the glass, the losses by overflowing and

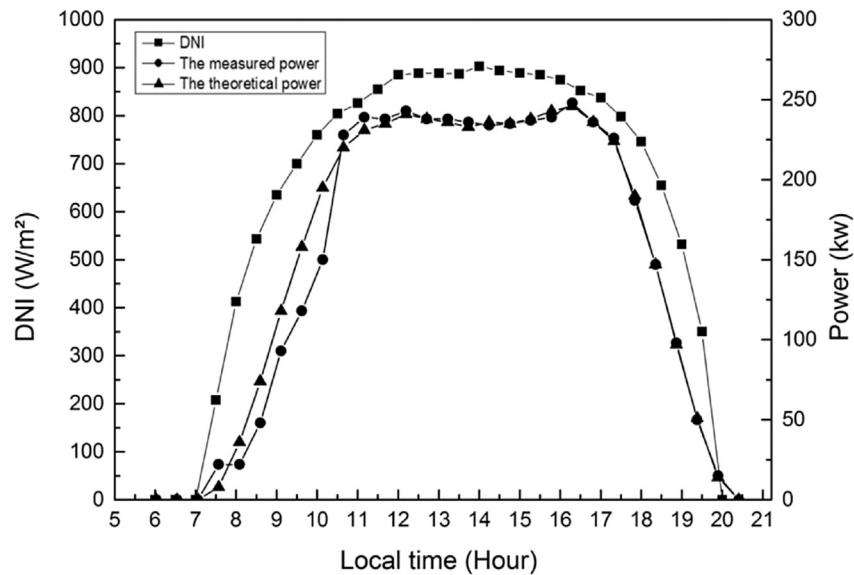


Fig. 12. Theoretical and measured power for the day 13/04/2015.

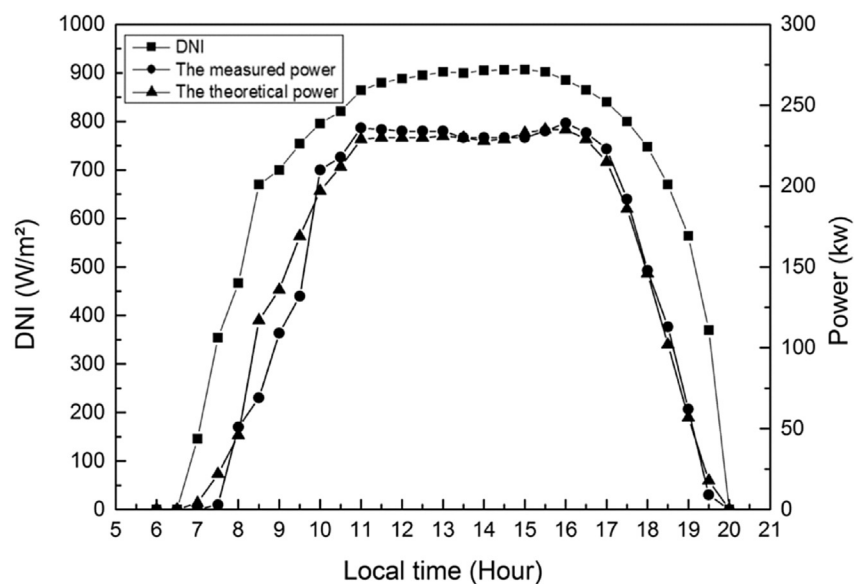


Fig. 13. Theoretical and measured power for the day 23/04/2015.

blocking, the losses by reflection in the CPC, and the thermal losses in the receiver (convection and radiation).

We validated the results obtained by the experimental setup. In the experimental validation we consider all the thermodynamics phenomena taken. To our knowledge this was not done before and allowed a better overview of the developed experimental setup.

All along the tests, the major aim of our work is to validate the theoretical model and to enhance performance.

This allowed us to determine the different parameters that improve our system and also have an idea about the final model to be used.

The major issue on the operation of the solar plant is its total dependency on the weather variation (clouds passing, rainy weather).

It would be interesting to install an energy recovery to the system to improve performance. In our system, the steam produced

is rejected to the environment. The thermal peak power is currently too small to be coupled efficiently to a steam turbine for electricity production. One solution would be to couple this plant to an ORC (Organic Rankine Cycle).

Future works

Several improvements are considered in this level of study. A storage of heat in the form of hot water can be installed on the prototype. It will help to smooth the production and also produce energy after sun set.

After validation of the whole experimental work, it would be interesting to settle an energy valuation. Indeed, the produced vapor, which is at present rejected, could be used for other purposes. The thermal power produced.

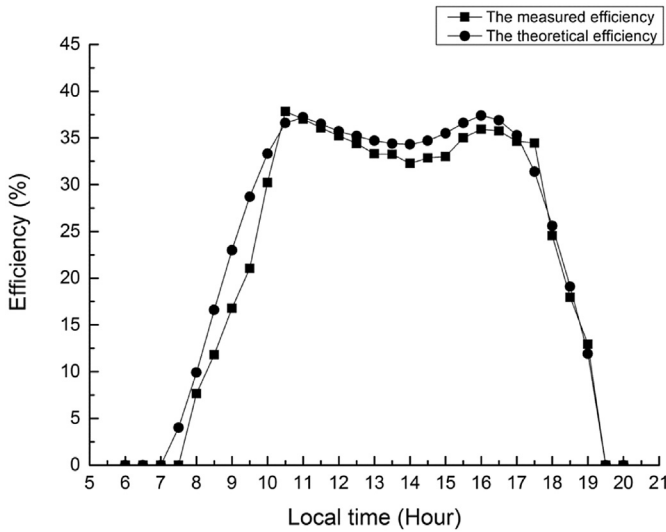


Fig. 14. Daily theoretical and measured efficiency for the day 08/04/2015.

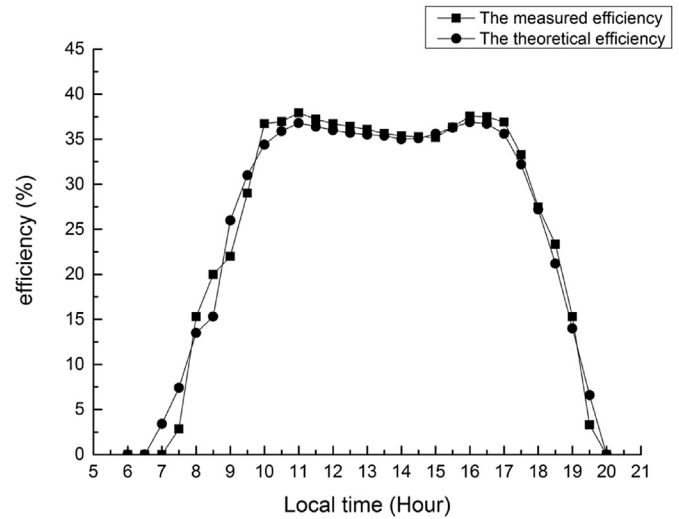


Fig. 17. Daily theoretical and measured efficiency for the day 23/04/2015.

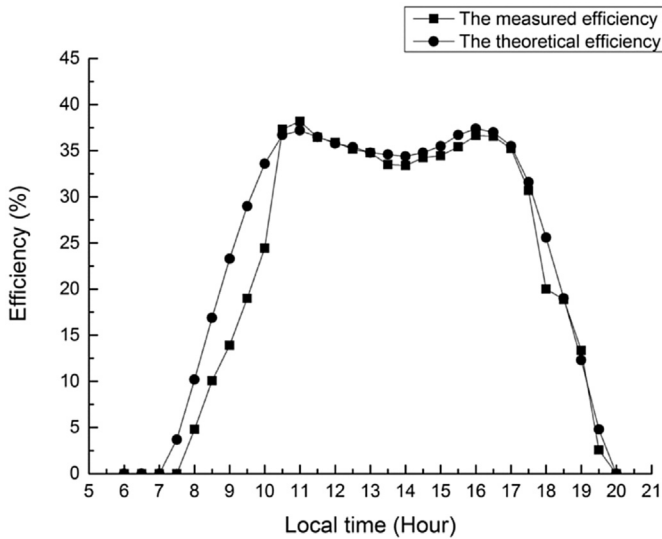


Fig. 15. Daily theoretical and measured efficiency for the day 09/04/2015.

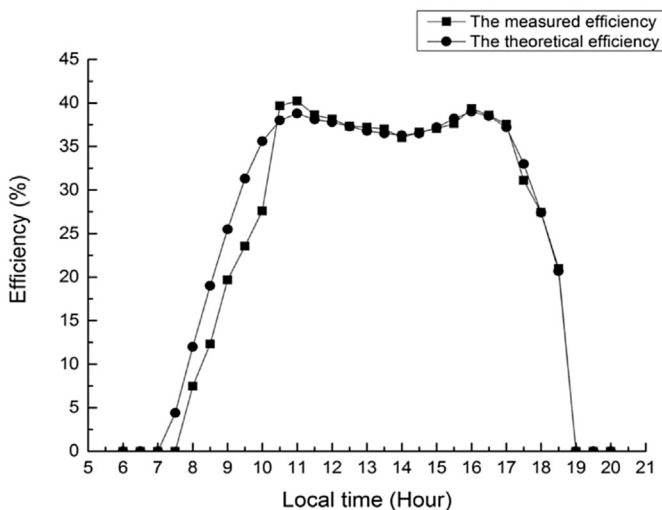


Fig. 16. Daily theoretical and measured efficiency for the day 13/04/2015.

(474 kW) is at present not important to be efficiently delivered to a vapor turbine for electricity production. One solution would then be to increase the field area by adding more concentrators.

It is also planned, when the experiment with saturated vapor will end, to investigate the possibility of producing superheated vapor. In a future plant, part of Fresnel modules will serve to produce saturated vapor, and another part that will serve to overheat this vapor. In these conditions, the ideal will be to inject directly the saturated vapor in the entry of the receiving tube and to analyze the overheating on tubes which is not possible at the moment with the current equipment (the selective cover will deteriorate from 300 to 350 °C).

Acknowledgements

This work has been carried out at the experimental facilities of solar division of the CNIM Company (SUNCNIM), France. I would like to thank all the personal who helped directly and indirectly to the establishment of this work.

References

- [1] R. Abbas, et al., Solar radiation concentration features in Linear Fresnel Reflector arrays, *Energy Convers. Manag.* 54 (1) (2012) 133–144.
- [2] D.R. Mills, A.G.L. Morrison, Modelling study for compact Fresnel reflector power plant, *J. de Physique IV Proc.* 09 (1999). Pr3-159-Pr3-165.
- [3] A.H. Giacomo Barale¹, Peter Nitz³ and Antonino Toro⁴, OPTICAL DESIGN of a LINEAR FRESNEL COLLECTOR for SICILY, 2010.
- [4] F.J. Pino, et al., Experimental validation of an optical and thermal model of a linear Fresnel collector system, *Appl. Therm. Eng.* 50 (2) (2013) 1463–1471.
- [5] A. Gabriel Morin, A.M.E.B. Werner Platzer, B. Ralf Uhlig, C. Andreas Häberle, C. Michael Berger, D. Eduardo Zarza, Road map towards the demonstration of a linear Fresnel collector using single tube receiver, in: Conference: 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, 2006.
- [6] M.C. Spoladore, F. Eduardo, Valcher, Maria Elena, Distributed parameters dynamic model of a solar Fresnel collector field, in: Proceedings of the 18th IFAC World Congress Milano (Italy), 2011, pp. 14784–14789.
- [7] D.R. Mills, P.L. L., G.L. Morrison, in: First Results from Compact Linear Fresnel Reflector Installation Proceedings of “Solar 2004”, annual Conference of ANZ-SES, Perth, Australia, 2004.
- [8] David R. Mills, Graham L. Morrison, Compact linear Fresnel reflector solar thermal power plants, *Sol. Energy* 68 (3) (2000) 263–283.
- [9] J. Francisco, C. Rosario, R.L. Juan, R. Felipe, G. José, in: Experimental Validation of an Optical and Thermal Model of a Linear Fresnel Collector. 2nd European Conference on Polygeneration –Tarragona, Spain, 2011, pp. 1–8.
- [10] R. Abbas, J. Muñoz, J.M. Martínez-Val, Steady-state thermal analysis of an innovative receiver for linear Fresnel reflectors, *Renew. Energy* 39 (2012b)

- 198–206.
- [11] N. Velazquez, V.O. Garcia, D. Saucedo, R. Beltran, Numerical simulation of a linear Fresnel Reflector concentrator used as direct generator in a solar-Gax cycle, *Energy Convers. Manag.* 51 (March 2010) 434–445.
- [12] Bezaïn Jean Jacques, Llireñç Sureda Truyols, Etude d'un concentrateur solaire linéique fixe intégré en toiture de bâtiment, in: Albi : 12^{ème} journées Internationales de Thermique, 2005.
- [13] M.R. Riaz, A theory of concentrators of solar energy on a central receiver for electric power generation, *J. Eng. Power* 98 (3) (1976) 375–383.
- [14] L.L. Vant-Hull, A.F. Hildebrandt, Solar thermal power system based on optical transmission, *Sol. Energy* 18 (1) (1976) 31–39.
- [15] F.W. Lipps, L.L. Vant-Hull, *A cellwise method for the optimization of large central receiver systems*, *Sol. Energy* 20 (6) (1978) 505–516.
- [16] E.A. Igel, R.L. Hughes, Optical analysis of solar facility heliostats, *Sol. Energy* 22 (1979) 283–295.
- [17] D. Feuermann, J.M. Gordon, Analysis of a two-stage linear Fresnel reflector solar concentrator, (*ASME*), *J. Sol. Energy Eng.* 113 (1991) 272.
- [18] G. Zhu, et al., History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors, *Sol. Energy* 103 (2014) 639–652.