



**HAL**  
open science

# Conception d'un système de cogénération solaire appliqué à l'habitat, associant un concentrateur miniature et une turbine de telsa

Arnaud Jourdan

► **To cite this version:**

Arnaud Jourdan. Conception d'un système de cogénération solaire appliqué à l'habitat, associant un concentrateur miniature et une turbine de telsa. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Toulouse - INPT, 2013. Français. NNT : 2013INPT0103 . tel-04549890

**HAL Id: tel-04549890**

**<https://theses.hal.science/tel-04549890>**

Submitted on 17 Apr 2024

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

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



Université  
de Toulouse

# THÈSE

En vue de l'obtention du

## DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par :

Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse)

Discipline ou spécialité :

Energétique et Transferts

---

Présentée et soutenue par :

M. ARNAUD JOURDAN

le vendredi 8 novembre 2013

Titre :

CONCEPTION D'UN SYSTEME DE COGENERATION SOLAIRE  
APPLIQUE A L'HABITAT, ASSOCIANT UN CONCENTRATEUR  
MINIATURE ET UNE TURBINE DE TELSA.

---

Ecole doctorale :

Mécanique, Energétique, Génie civil, Procédés (MEGeP)

Unité de recherche :

RAPSODEE, Mines-Albi

Directeur(s) de Thèse :

M. JEAN-JACQUES BEZIAN

M. BRUNO LADEVIE

Rapporteurs :

M. BERNARD BAUDOIN, ECOLE DES MINES DE DOUAI

M. PASCAL STOUFFS, UNIVERSITE DE PAU ET DES PAYS DE L ADOUR

Membre(s) du jury :

M. CHRISTOPHE MENEZO, INSA LYON, Président

M. BRUNO BOUTEILLE, SIREA INDUSTRIE, Membre

M. BRUNO LADEVIE, ECOLE NLE SUP DES MINES ALBI CARMAUX, Membre

M. JEAN-JACQUES BEZIAN, ECOLE NLE SUP DES MINES ALBI CARMAUX, Membre



Institut national polytechnique de Toulouse

Ecole doctorale :

MEGeP : mécanique, énergétique, génie civil et procédés

Spécialité : énergétique et transferts

Unité de recherche :

RAPSODEE, Mines-Albi

Entreprise d'accueil :

SIREA INDUSTRIE

Thèse en vue de l'obtention du diplôme de  
docteur de l'université de Toulouse

# Conception d'un système de cogénération solaire appliqué à l'habitat, associant un concentrateur miniature et une turbine Tesla

Arnaud JOURDAN

Présentée et soutenue publiquement le vendredi 8 novembre 2013

Jury constitué de

Jean-Jacques BÉZIAN	directeur
Bruno LADEVIE	co-directeur
Bernard BAUDOIN	rapporteur
Pascal STOUFFS	rapporteur
Bruno BOUTEILLE	examineur
Christophe MÉNÉZO	examineur



## « Remerciements »

Je remercie celles et ceux qui ont participé<sup>1</sup> de près ou de loin à ce travail et en particulier suivant un ordre aléatoire :

Judith L., Yao A., David L., Laëtitia K., Yannick B., David T., Serge V., Audrey D., Olivier B., Gabin K., Mamie Mayoune, Brigitte A., Christophe M., Julie A., Bruno L., Sebastian W., Gilles F., Clémentine E., Olivier B., David B., Johnny, Jacky A., Mouna E., Olivier F., Mathieu B., Sabrina, Pauline D., Tata Jo, Romain R., Nicolas B., Marie, Christophe S., Jacques G., Marc P., Chantal G., Bruno B., Bernard B., Stephan M., Vincent E., Francine, Ana M., Manue T., Lionel B., Damien V., Papa, Victor P., Mattieu D., Valoch, Richard F., Jean-Bernard C., Philippe K., Marcus J., Sylvain R., Fabienne R., Momo, Clémence, Pierre-André, Jean-Philippe M., Laurent B., Carmen, Tonton Ernst, Sylvie F., Odile D., Marie-Claude R., Franck, Anne-Marie F., Papy Pierre, Julien O., Elsa O., Régis S., Sylvain C., Isabelle L., Kadja S., Jérémie D., Anaïs K., Laëtitia, Alan, Mathieu G., Pascal V., Mamie Thérèse, Jean-Claude H., Didier R., Pascale B., Marie P., Jean-Baptiste A., Joël A., Jérémie D., Didier M., Pascal S., Mami Jeanne, Tata Camille, Alpha B., Yoann D., Maman, Fabrice P., Jean-Jacques B., Jean-François L., Dominique D., Guillaume T., Nicolas T., Mamie Linette, Anaïs J., Tonton Marcel, André Z., Romain C., François V., Alexandre P., Michel F., Sonia, Christophe A., Claude D., Eric K., Antony D., Cendrine G., Benoît A., Nelly P., Muriel, Lutin, Caro, Gary B., Lassina S., Anne-Claire P., Matthieu R. et Anson D..

Comme souvent la page des remerciements est la page lue par le plus de monde. Le message principal (peu explicite dans les pages qui suivent) et le suivant :

---

1. L'important c'est de participer... et dans notre cas, l'action est prise au sens large et englobe celle d'encourager, décourager, dégouter, provoquer, soutenir, stimuler, animer, inciter, appuyer, reconforter, subventionner, engueuler, critiquer, moquer, valoriser, dévaloriser, aider...



# Résumé

LA responsabilité de notre activité dans les récentes et parfois brutales modifications climatiques est avérée. Maîtrise de la demande en énergie et énergies renouvelables apparaissent comme les deux solutions pour remédier à cette catastrophe. Dans ce travail, nous nous intéressons à la cogénération appliquée aux bâtiments résidentiels. Deux zones géographiques sont concernées, l'Afrique de l'Ouest et la France. Il n'existe pas de système de cogénération solaire de très faible puissance ( $< 10$  kWe).

La solution envisagée dans ce travail consiste à produire de la chaleur à environ  $150$  °C et un rendement supérieur à  $50$  %, de l'utiliser ensuite dans un ORC pour produire électricité et chaleur à basse température. Le système complet doit être résistant et à bas coût.

Or pour atteindre ces performances, la concentration solaire est obligatoire. Une partie de ce travail consiste donc au développement d'un panneau à concentration solaire qui répond à ces deux contraintes thermiques, mais aussi au fait d'être robuste, fiable et facilement intégrable à l'enveloppe d'un bâtiment. Dans ce cadre, la technologie cylindro-parabolique a été retenue, adaptée et miniaturisée.

En ce qui concerne la partie thermodynamique, le verrou technologique se trouve principalement dans le groupe turboalternateur. L'objet de la seconde partie de cette thèse consiste ainsi à la conception d'un organe de détente également robuste, nécessitant qu'une maintenance simplifiée et réalisable par les équipes de SIREA. La turbine Tesla, brevetée en 1913 par Nikola Tesla, devrait satisfaire à ce cahier des charges. Sa particularité est qu'à l'opposée des autres turbines, son rotor ne possède pas d'aubage, mais seulement des disques parallèles. Son fonctionnement est basé sur l'adhésion du fluide aux surfaces des disques.

Mots-clefs : énergie solaire  
micro-cogénération  
miniaturisation  
ORC  
solaire à concentration  
turbine Tesla

# Abstract

THE responsibility of our activity in the recent and sometimes brutal climate changes is recognized. Energy demand management and renewable energies appear as two solutions to overcome this disaster. In this work, we focus on combined heat and power applied to residential buildings. Two geographical areas are concerned, West Africa and France. For the moment, no system of very low power ( $< 10$  kWe) solar cogeneration exists.

In this work, considered solution consists to produce heat at  $150$  °C and with an efficiency greater than  $50$  %, then to use it in an ORC for producing electricity and low temperature heat. The whole system has to be resistant and low-cost.

But to reach those performances with solar radiation, concentration is necessary. The first part of this thesis is to elaborate a solar concentrating panel which answer to these two thermal constraints. The new solar panel must be robust, reliable and easily integrable on the building envelope. In this context, parabolic trough is adopted, adapted and miniaturised.

Regarding the thermodynamic part, technological lock is found mainly in the turbogenerator. The purpose of the second part of this thesis consists of the design of a an expansion equipment, requiring simplified maintenance and achievable by the team of Sirea. The Tesla turbine, patented in 1913 by Nikola Tesla, should satisfy this specification. Its characteristic is that the opposite other conventional turbines, the rotor is not bladed or vaned, only parallel disks. Fluid exerts shear stress on the disk surfaces resulting in a torque at the shaft.

Mots-clefs : solar energy  
micro-CHP  
miniaturisation  
ORC  
concentrating solar thermal power  
Tesla turbine

# Table des matières

<b>Remerciements</b>	<b>5</b>
<b>Résumé</b>	<b>7</b>
<b>Abstract</b>	<b>8</b>
<b>Table des matières</b>	<b>9</b>
<b>Introduction</b>	<b>13</b>
<b>I Contexte, définitions, état de l'art</b>	<b>17</b>
<b>1 « Vous avez dit solaire ? »</b>	<b>19</b>
1.1 Le Soleil et la Terre...	22
1.2 Utilisation de l'énergie solaire sans concentration	29
1.3 Concentration solaire : une technique bien « réfléchie »	33
1.4 Conversion de l'énergie solaire : marché et R&D	42
<b>2 Ressource solaire, habitat et besoins énergétiques</b>	<b>47</b>
2.1 Cas de la France	47
2.2 Afrique de l'Ouest : exemple du Bénin	55
<b>3 Technologies de microgénération</b>	<b>61</b>
3.1 Génération directe d'électricité	63
3.2 Génération d'énergie mécanique	64
3.3 Le froid solaire	66
3.4 Micro-concentration solaire	67
<b>II Conception et étude expérimentale d'un « panneau solaire à concentration »</b>	<b>73</b>
<b>4 Contraintes et dimensionnement du concentrateur</b>	<b>77</b>
4.1 Contraintes de conception	78

4.2	Suivi du Soleil . . . . .	79
4.3	Utilisation d'un vitrage . . . . .	82
4.4	Pertes optiques . . . . .	83
4.5	Pertes thermiques . . . . .	84
4.6	Pertes géométriques . . . . .	84
4.7	Dimensionnement du miroir cylindro-parabolique . . . . .	85
4.8	Dimensionnement du récepteur . . . . .	87
4.9	Synthèse des prototypes réalisés . . . . .	91
<b>5</b>	<b>Tests et résultats expérimentaux</b>	<b>93</b>
5.1	Description du banc d'essai . . . . .	93
5.2	Instrumentation, mesures et acquisition . . . . .	95
5.3	Discussion autour des rendements . . . . .	97
5.4	Traitement des résultats bruts : « DecodSol » . . . . .	99
5.5	Résultat des tests des configurations 1.1 et 1.2 . . . . .	99
5.6	Concentrateur 1.3 et 1.4 : intérêt de l'absorbeur . . . . .	100
5.7	Concentrateur 2.0 . . . . .	102
<b>6</b>	<b>Modèle de transfert radiatif solaire</b>	<b>105</b>
6.1	Utilisation d'EDStaR . . . . .	106
6.2	Algorithme de suivi . . . . .	109
6.3	Modèle du Soleil . . . . .	114
6.4	Modèle de vitre . . . . .	116
6.5	Vérification des résultats du modèle radiatif . . . . .	120
6.6	Aide à la conception d'un pilote . . . . .	122
<b>III</b>	<b>Conception et étude expérimentale d'une turbine Tesla</b>	<b>131</b>
<b>7</b>	<b>Etat de l'art et analyse comparative</b>	<b>135</b>
7.1	Principe de fonctionnement . . . . .	136
7.2	Comparaison avec les turbines conventionnelles . . . . .	137
7.3	Analyse dimensionnelle . . . . .	138
7.4	Inventaire des pertes . . . . .	140
7.5	Gradient de pression au sein du rotor . . . . .	140
7.6	Rendement isentropique de la turbine . . . . .	141
7.7	Modèles proposés dans la littérature . . . . .	141
7.8	Revue des principaux résultats expérimentaux . . . . .	143
<b>8</b>	<b>Essais et caractérisation de deux turbines Tesla</b>	<b>145</b>
8.1	Conception de la première turbine . . . . .	145
8.2	Banc de test instrumenté . . . . .	146
8.3	Puissance, couple et rendement de la turbine . . . . .	148
8.4	Essais et résultats de la première série . . . . .	149
8.5	Deuxième turbine : géométrie et banc d'essai . . . . .	152
8.6	Caractérisation de la deuxième turbine . . . . .	153

---

<b>9</b>	<b>Perspective : assemblage solaire/Tesla dans un ORC</b>	<b>157</b>
9.1	Cycle de Rankine organique . . . . .	158
9.2	Détermination du fluide . . . . .	160
9.3	Cas d'un site du Sud de la France . . . . .	162
9.4	Cas d'un village isolé au Bénin . . . . .	164
	<b>Conclusion</b>	<b>167</b>
	<b>Listes des abréviations, sigles et unités</b>	<b>169</b>
	<b>Table des figures</b>	<b>175</b>
	<b>Liste des tableaux</b>	<b>177</b>
	<b>Bibliographie</b>	<b>179</b>



# Introduction

« SOL OMNIBUS LUCET »  
*le Soleil brille pour tous*

L' AUGMENTATION de la teneur en gaz à effet de serre de l'atmosphère terrestre contribue à l'accroissement de la température moyenne des océans et de l'atmosphère. Cette transformation globale crée de nombreuses modifications climatiques à l'échelle locale (épisodes de sécheresse et de froid, fortes précipitations, fonte des glaces...). La communauté scientifique s'est maintenant accordée sur la validation de notre responsabilité dans ce processus<sup>2</sup> [58, 82].

Une des principales raisons de ce « dérèglement » est notre consommation grandissante d'énergie. Celle-ci étant principalement produite à partir de ressources fossiles, nous relâchons quotidiennement d'énormes quantités de gaz à effet de serre (augmentation de 1,0 à 6,8 GtC/an entre 1935 et 2000, et à  $\approx 9,2$  GtC/an en 2013), notamment sous forme de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) [24]. Parallèlement à cette énorme consommation, principalement des pays industrialisés, d'autres pays n'ont pas ou très peu accès à l'énergie. Avec leur développement économique et industriel, actuel et futur, la demande au cours des prochaines années va encore s'amplifier.

Deux solutions « clefs » sont envisageables et à envisager : maîtrise de la demande en énergie MDE et énergies d'origine renouvelable EnR. La maîtrise de la demande en énergie correspond à la responsabilisation et l'éducation énergétique des populations, mais également à l'amélioration des efficacités. L'utilisation de sources d'énergie renouvelables nécessite de développer des systèmes énergétiques rentables écologiquement et économiquement.

Dans ce travail nous nous intéressons aux consommations d'énergie dans l'habitat. Nous ciblons deux zones géographiques radicalement opposées tant en termes des besoins que de la ressource : l'Afrique de l'Ouest et la France. A l'échelle collective en Afrique (petit quartier) ou individuelle en Europe (site isolé ou site autonome), la quantité d'énergie employée et les puissances appelées sont équivalentes et faibles (quelques kilowatt-heures par jour).

C'est dans ce contexte que ce travail de thèse CIFRE a pris naissance. L'entreprise SIREA, implantée dans le secteur énergétique, a souhaité développer un produit qui réponde à la problématique suivante : fournir à partir de l'énergie solaire de l'électricité

---

2. *Les concentrations atmosphériques mondiales de dioxyde de carbone, de méthane et d'oxyde nitreux ont fortement augmenté en conséquence des activités humaines entreprises depuis 1750, et dépassent aujourd'hui largement les valeurs préindustrielles déterminées à partir des carottes de glace couvrant plusieurs milliers d'années. L'augmentation mondiale de la concentration en dioxyde de carbone est essentiellement due à l'utilisation des combustibles fossiles et aux changements d'affectation des terres, tandis que la concentration accrue de méthane et d'oxyde nitreux est essentiellement due à l'agriculture.* 1<sup>er</sup> § encadré extrait du rapport du GIEC : *Résumé à l'intention des décideurs* [58]

et de la chaleur pour de très petites puissances de l'ordre de 1 kWe à bas coût et de manière durable.

Une solution classique et intuitive est d'utiliser des panneaux photovoltaïques pour la production d'électricité, et de la stocker dans des batteries. En parallèle, des capteurs thermiques fournissent de la chaleur qui est stockée dans un ballon. Pour pouvoir consommer de l'énergie à d'autres moments que pendant la période d'ensoleillement, l'étape de stockage reste obligatoire. Cette solution est cependant relativement coûteuse en investissement et nécessite une maintenance du parc batteries.

Nous avons choisi d'utiliser uniquement la transformation de l'énergie radiative du Soleil en chaleur. Elle permet d'une part de fournir le besoin en chaleur, et d'autre part grâce au stockage, de fournir l'électricité à la demande, par l'intermédiaire d'un cycle de Rankine organique ORC. La solution mise en œuvre doit être performante, robuste et peu coûteuse.

Le cycle organique de Rankine est un cycle thermodynamique fermé qui utilise un fluide de travail ayant la particularité de s'évaporer à basse température (en dessous de 100 °C) à une pression relativement proche de l'atmosphère. Cependant, limité par le rendement de Carnot, en utilisant comme source froide l'air, il est nécessaire d'élever la température de source chaude. Celle-ci devra approcher les 150 °C. Pour conserver un rendement satisfaisant sur la collecte du rayonnement, il n'est plus possible d'utiliser les technologies classiques à capteurs plans ou tubes sous vide. La concentration solaire permet de satisfaire cette contrainte.

Les technologies à concentration sont en partie maîtrisées pour des installations de grande taille. Durant ce travail, nous avons tenté de mettre au point un « panneau solaire à concentration » permettant de répondre aux contraintes de coût, robustesse, miniaturisation et efficacité.

Le cycle thermodynamique est quant à lui également connu et maîtrisé pour des puissances supérieures à 100 kWe. Il devient plus rare pour la gamme de 10 à 100 kWe et anecdotique en dessous. Le principal verrou technologique est l'organe de détente. Les quelques produits existants ou en cours de développement sont proposés à des tarifs élevés. C'est pourquoi, nous nous sommes attachés à concevoir une turbine répondant elle-aussi aux critères de coût, robustesse, faible puissance et efficacité.

La turbine Tesla est une technologie encore non maîtrisée et peu connue. Elle n'utilise ni la pression sur les pales, ni l'impact à vitesse élevée du fluide sur les aubes, mais est basée sur les phénomènes de frottement et d'adhésion. La pression d'un fluide visqueux est transformée en énergie cinétique (comme dans une turbine à action) et cède ensuite cette énergie au rotor par friction. Le rotor ne possède pas d'aubage, mais uniquement des disques plans, parallèles, espacés et munis d'une ouverture autour de l'arbre pour laisser s'échapper le gaz.

Les travaux présentés dans ce manuscrit reprennent le cheminement de notre réflexion. C'est pourquoi, étant parti d'une feuille blanche, nous avons repris « les bases ». La première partie notamment (bibliographie) sera pour le néophyte un appui nécessaire pour comprendre notre raisonnement. L'initié percevra ces lignes comme des rappels, ou lui fera ressortir des informations enfouies dans sa mémoire.

La conception du panneau solaire à concentration est développée dans les deux parties suivantes (expériences sur plusieurs concepts puis optimisation par modélisation). Notre choix s'est porté sur la technologie cylindro-parabolique. Deux prototypes de concentrateur ainsi que leur banc d'essai ont été construits et testés. La conception et

les choix de matériaux sont expliqués. Les résultats et leur analyse sont ensuite proposés. La modélisation et la simulation de l'équation de transfert radiatif au sein du système développé sont validées grâce à l'expérience. L'utilisation de ces outils a permis ensuite d'optimiser la géométrie.

Nous présenterons ensuite nos travaux sur la turbine Tesla (partie III). Cette turbomachine à part entière n'a jamais encore été commercialisée. Par la simplicité apparente de cette technologie, nombreuses sont les réalisations exécutées par des amateurs. Paradoxalement, les études expérimentales sont rares ; des modèles théoriques souvent peu convergents et aux hypothèses fortes, viennent étayer la littérature. Après une étude bibliographique de cette machine, nous présenterons le banc de test et les prototypes testés. Enfin, en perspective nous traiterons le couplage théorique entre une installation de panneaux solaires à concentration et un cycle organique de Rankine utilisant une turbine Tesla. Ce système de cogénération solaire est appliqué à deux cas concrets, celui d'une utilisation au Bénin et en France.



# Première partie

## Contexte, définitions, état de l'art



# Chapitre 1

## « Vous avez dit solaire ? »

« On s'étonne trop de ce que l'on voit rarement,  
et pas assez de ce que l'on voit tous les jours. »  
COMTESSE DE GENLIS (1746 - 1830)

### Sommaire

---

<b>1.1</b>	<b>Le Soleil et la Terre...</b>	<b>22</b>
1.1.1	... un couple astronomique	22
1.1.2	... un couple énergétique	25
1.1.3	La mesure du rayonnement solaire	28
<b>1.2</b>	<b>Utilisation de l'énergie solaire sans concentration</b>	<b>29</b>
1.2.1	Capteur solaire photovoltaïque	30
1.2.2	Capteur plan ou panneau solaire thermique	31
1.2.3	Capteur solaire à tubes sous vide	32
<b>1.3</b>	<b>Concentration solaire : une technique bien « réfléchie »</b>	<b>33</b>
1.3.1	Les pionniers des technologies solaires	34
1.3.2	Technologies et géométrie	36
1.3.3	Tracking : la course au Soleil	41
1.3.4	Amélioration des surfaces sélectives	41
<b>1.4</b>	<b>Conversion de l'énergie solaire : marché et R&amp;D</b>	<b>42</b>

---

L'ÉNERGIE solaire est l'énergie qui provient du rayonnement solaire. Elle est à l'origine du cycle de l'eau, du vent, et de la photosynthèse réalisée par le règne végétal, dont dépend le règne animal via les chaînes alimentaires. L'énergie solaire est donc à l'origine de toutes les énergies sur Terre, à l'exception de l'énergie nucléaire (fission et fusion nucléaire), de la géothermie et de l'énergie marémotrice<sup>1</sup>. [38, 48]

L'Homme utilise l'énergie solaire pour la transformer en d'autres formes d'énergie : énergie chimique (aliments), énergie cinétique, énergie thermique, énergie électrique et énergie de la biomasse [38]. Souvent, l'expression « énergie solaire » est employée pour désigner les énergies électrique et thermique obtenues à partir du rayonnement du Soleil.

---

1. La marée est la composition de plusieurs ondes (jusqu'à une centaine de composantes). Les plus importantes sont les composantes semi-diurnes (ondes M2 et S2) et diurnes (ondes K1 et O1). L'énergie marémotrice provient du Soleil, de la rotation de la Terre et en majeure partie de la Lune. [48]

Une énergie renouvelable est une source d'énergie se renouvelant suffisamment rapidement à l'échelle de temps humaine pour être considérée comme inépuisable. A cette échelle, la consommation ne diminue pas la ressource. Avec un renouvellement instantané, l'énergie solaire est renouvelable. Les phénomènes naturels, provoqués par le Soleil, la Lune (marées) et la Terre (géothermie profonde), sont les sources primaires d'énergie renouvelables. Le caractère renouvelable d'une énergie dépend non seulement de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée. Le bois, par exemple, reste renouvelable tant que moins d'arbres sont abattus qu'il n'en pousse.

Sont considérées comme énergies renouvelables :

- la biomasse (photosynthèse),
- la géothermie, l'hydraulique (eau et terre),
- l'éolien (air),
- les énergies marémotrice, houlomotrice, hydrolienne, osmotique et thermique des mers (mers et océans),
- le solaire dans ses nombreuses déclinaisons (rayonnement).

Les combustibles riches en carbone, dits combustibles fossiles, et les matières fissiles ne sont pas des énergies renouvelables. Elles regroupent le charbon, le pétrole, le gaz naturel, les schistes et sables bitumineux, les hydrates de méthane, la tourbe, le gaz et huiles de schiste, l'uranium, le plutonium et autres actinides.

**La biomasse** désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale, animale ou fongique pouvant devenir source d'énergie par combustion, après méthanisation ou après de nouvelles transformations chimiques (agrocarburant). La maîtrise du feu a été sa première utilisation pour se protéger, se chauffer, cuire et s'éclairer.

**La géothermie** est de plus en plus utilisée. L'étymologie du mot donne sa définition : chaleur, énergie interne de la Terre. L'origine de cette chaleur est la chaleur primitive (seulement 10 % de l'énergie géothermique) et la radioactivité naturelle. Attention, le mot géothermie est de plus en plus employé avec un contre-sens. La géothermie « basse température » ou « de surface » ne correspond pas à l'énergie géothermique. La régénération se fait par le flux solaire ( $\simeq 21 \text{ W/m}^2$  en moyenne sur l'année) et non pas par le flux terrestre ( $\simeq 100 \text{ mW/m}^2$ ). C'est de l'énergie solaire stockée dans les premiers décimètres du sol.

**L'hydraulique**, en tant qu'énergie classique, utilise le flux d'un cours d'eau pour entraîner un alternateur à partir d'une turbine. Cette énergie a l'importante propriété de pouvoir être stockée. Ce stockage s'effectue par la construction d'une retenue d'eau qui laisse s'écouler un débit plus ou moins important suivant la demande en électricité. Par l'utilisation de STEP<sup>2</sup>, l'hydraulique permet aussi de stocker indirectement de l'énergie électrique.

**L'éolien** est une source d'énergie intermittente. La ressource est prévisible globalement, mais peu prévisible localement (lieux et temps); de plus le vent n'est pas stockable. C'est actuellement l'énergie renouvelable « moderne » la plus productive dans le monde avec 283 GWe installés [46]. Les éoliennes sont une variante

---

2. STEP est l'acronyme de station de transfert d'énergie par pompage. L'eau d'un barrage est turbinée en période de forte consommation électrique, puis stockée dans une retenue en aval, avant d'être remontée par pompage dans la première retenue en période creuse. On parle couramment de pompage-turbinage.

moderne des moulins à vent (en général quatre ailes). Elles transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Suivant leur fonction, elles possèdent un nombre de pales différent. Les parcs éoliens sont composés le plus souvent d'éoliennes à trois pales. Les aérogénérateurs de plus petites tailles possèdent un axe de rotation vertical ou horizontal. L'éolien est aussi directement utilisé pour le pompage [28, 71]. Dans ce cas, une pompe est directement entraînée par le rotor. Les éoliennes de pompage se reconnaissent facilement à leur nombre élevé de pales.

**L'énergie des mers** est au début de son développement, elle est plutôt une énergie d'avenir. Quatre catégories sont à distinguer : l'énergie marémotrice, l'énergie des vagues et des courants (hydrolienne), et l'énergie thermique des mers. La première s'apparente à l'énergie hydraulique de basse chute (exemple : usine marée-motrice de la Rance achevée en 1966). Les deuxième et troisième connaissent un intérêt grandissant (exemple du projet Pelamis, à l'eau depuis août 2004 [44], voir figure 1.1). D'innombrables dispositifs de conversion sont donnés à réflexion (piston, flotteur, réservoir, turbine...). Enfin, l'énergie thermique des mers tire profit du gradient de température entre les eaux profondes et les eaux de surface. Une machine thermique vient ensuite convertir les calories.

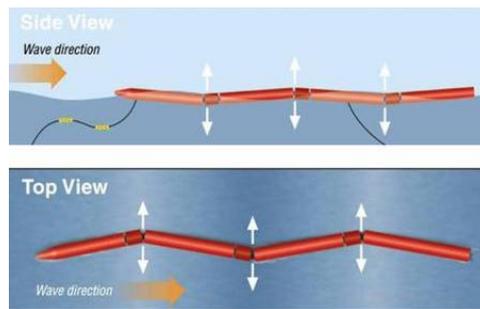


FIGURE 1.1 – Mouvements du *Pelamis* utilisés pour la production de courant électrique

**Le solaire** correspond à l'énergie apportée par le rayonnement de la fusion thermonucléaire du Soleil. Le solaire demeure la principale source directe ou indirecte des énergies renouvelables. Le flux solaire reçu par la Terre en périphérie de son atmosphère vaut  $1,75 \cdot 10^{14}$  kW.

Sur la figure 1.2 page suivante est représentée la production d'énergie primaire mondiale. D'après l'agence internationale de l'énergie [68], notre production en 2010 était donc de 12 717 Mtep<sup>3</sup>. La production mondiale d'énergie est en très forte croissance : multiplication par deux en quarante ans. Calculons de façon simplifiée le temps nécessaire au Soleil pour nous fournir nos besoins annuels.

$$\frac{12717 \times 11630 \times 10^6 \text{ kWh}}{1,75 \cdot 10^{14} \text{ kW}} \times 60 \simeq 51 \text{ min}$$

3. D'après l'agence internationale de l'énergie, une mégatonne équivalent pétrole (Mtep) est équivalent à 11 630 GWh<sub>EP</sub>. La production mondiale d'énergie en 2010 a donc atteint environ 150 000 milliards de kilowattheures d'énergie primaire. A titre indicatif, une maison individuelle de 130 m<sup>2</sup> respectant la RT2012, consomme environ 16 000 kWh<sub>EP</sub>/an.

Chaque 51 minutes, nous recevons donc suffisamment d'énergie pour subvenir à l'ensemble de nos besoins annuels. Ce résultat n'est bien sûr pas représentatif de la réalité, il permet seulement de mieux quantifier la ressource. Les paramètres à prendre en compte pour estimer plus sensiblement les possibilités de cette énergie sont la surface de terre utilisable, les pertes à travers l'atmosphère, le rendement des systèmes que l'on utilise pour transformer le flux radiatif en chaleur, électricité, énergie mécanique...

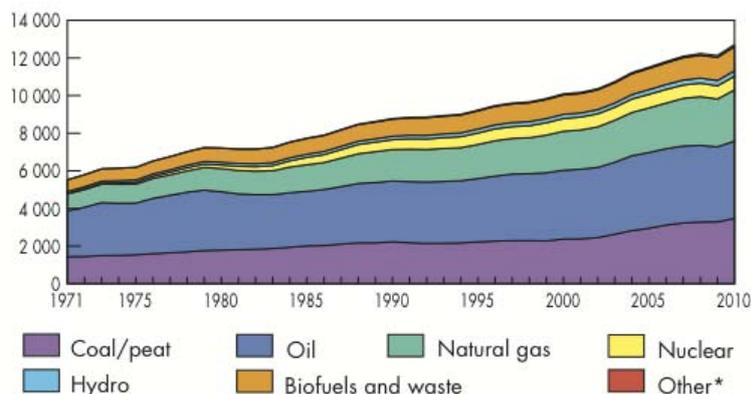


FIGURE 1.2 – Évolution de la production mondiale d'énergie primaire exprimée en Mtep, entre 1971 et 2010 : répartition par sources d'énergie [68]

Dans la suite de ce chapitre, nous développons dans un premier temps, les phénomènes astronomiques et énergétiques qui incombent au solaire, puis les technologies mises au point par l'homme pour maximiser l'utilisation de cette énergie. Enfin dans une dernière section, nous traitons du contexte concurrentiel actuel autour de l'énergie solaire.

## 1.1 Le Soleil et la Terre...

### 1.1.1 ... un couple astronomique

Le Soleil est l'étoile centrale de notre système planétaire (le système solaire en figure 1.3 page ci-contre). Il est composé d'hydrogène (74 %<sup>4</sup>) et d'hélium (24 %). Autour de lui gravitent huit planètes<sup>5</sup>, des astéroïdes, des comètes et de la poussière. Le Soleil représente à lui seul 99 % de la masse du système solaire. En astronomie, le Soleil est symbolisé par un cercle avec un point en son centre ☉.

Le Soleil fait partie d'une galaxie (assimilable à un disque) constituée de matière interstellaire et d'environ 200 à 400 milliards d'étoiles : la voie lactée. Il se situe à 50 années-lumière du plan équatorial du disque, et est distant de 25 à 28 000 années-lumière du centre galactique. Sa période de révolution galactique est d'environ 220 millions d'années, et sa vitesse de 220 km/s. L'orbite galactique solaire est animée d'ondulations sinusoïdales perpendiculaires à son plan de révolution.

4. Répartition en pourcentage massique, le reste se répartit entre tous les éléments (O, C, N...).

5. Depuis le 24 août 2006, Pluton a été déclassée par l'union astronomique internationale (UAI). Elle n'est donc plus la 9<sup>e</sup> planète de notre système solaire(!), mais une planète naine.

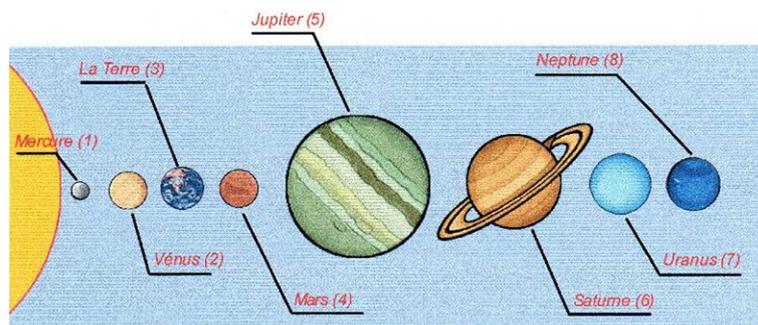


FIGURE 1.3 – Notre système solaire représenté uniquement à l'échelle des diamètres (pas des distances), excepté le Soleil

Le Soleil tourne également sur lui-même. Il subit une rotation différentielle et tourne plus rapidement à l'équateur (25 jours) qu'aux pôles (35 jours). Le Soleil est également en rotation autour du barycentre du système solaire (décalé du centre du Soleil en raison de la masse de Jupiter).

La Terre est une planète tellurique de notre système solaire. Sa composition chimique [5], en fraction massique, est essentiellement répartie entre les éléments suivants : l'oxygène (32,4 %), le fer (28,2 %), le silicium (17,2 %), le magnésium (15,9 %), le nickel (1,6 %), le calcium (1,6 %) et l'aluminium (1,5 %). Les masses de carbone et d'hydrogène sont très faibles. La masse de la Terre est 300 000 fois plus faible que celle du Soleil. Le rayon est 110 fois plus petit pour atteindre 6380 km à l'équateur.

Un des ingrédients nécessaires à la vie est l'existence d'une atmosphère. Elle est composée d'un mélange de gaz. Les principaux composants en sont l'azote (78 %) et l'oxygène (21 %). On en trouve d'autres, tels que : vapeur d'eau, dioxyde de carbone, ozone et gaz rares. Bien que leur masse soit faible, leur importance est grande sur l'évolution de la météo et du climat [4].

La Terre interagit avec des objets célestes et principalement avec le Soleil et la Lune. Elle tourne autour du Soleil en 365,26 jours environ (valeur arrondie à un jour de 24 heures), avec comme repère le ciel étoilé, ce qui correspond à une année sidérale.

L'axe de rotation de la Terre est incliné de  $23,4^\circ$  par rapport à un axe perpendiculaire au plan de l'écliptique, ce qui produit l'alternance des saisons sur la surface du globe. Cet angle entre l'écliptique et le plan de l'équateur est appelé l'obliquité. La Lune, unique satellite naturel de la Terre, crée les marées, stabilise l'axe de rotation de la Terre et ralentit la rotation de notre planète.

Le couple, qu'exercent les forces de marées, de la Lune et du Soleil, sur le renflement équatorial de la Terre, provoque un lent changement de direction de l'axe de rotation de la Terre. Ce phénomène cyclique appelé précession a une période de 25 800 ans durant laquelle l'axe de la Terre décrit ainsi un cône complet. A la précession s'ajoute un balancement périodique de l'axe de rotation de la Terre autour de sa position moyenne : la nutation. Elle se traduit par une oscillation de l'axe pouvant aller jusqu'à  $17,2''$  avec une période de 18,6 ans. La figure 1.4 page suivante schématise ces deux phénomènes.

On l'aura compris, la Terre et son étoile sont animées d'une multitude de mouvements. Le suivi exact et théorique du Soleil peut rapidement devenir complexe. Il peut donc se faire à différentes échelles. Suivant le type d'application que l'on souhaite effec-

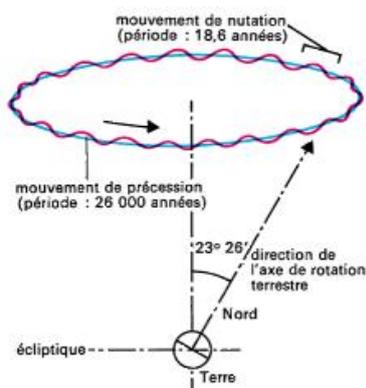


FIGURE 1.4 – Obliquité et mouvements astronomiques de la Terre (rotation, nutation et précession)

tuer, il est possible de prendre en compte ou de négliger certains phénomènes et ainsi d'adapter la précision avec laquelle on effectue les calculs. Plus la concentration solaire est élevée, plus la précision doit être accrue.

Dans tous les cas, il est nécessaire de repérer le Soleil sur la voûte céleste. Les différentes sciences repèrent les astres à l'aide de systèmes de coordonnées horizontales, horaires, équatoriales, écliptiques ou galactiques. Le système le plus intuitif (figure 1.5) pour un observateur terrestre est le système horizontal qui repère l'azimut du Soleil par rapport au sud puis sa hauteur (aussi nommée élévation) par rapport à l'horizon.

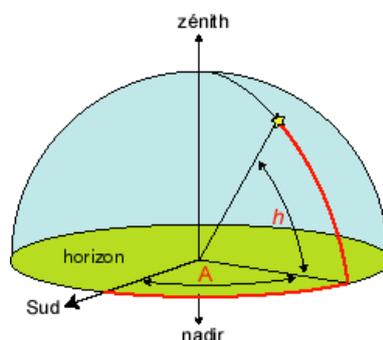


FIGURE 1.5 – Coordonnées horizontales. L'observateur terrestre, au centre de l'(hémi)sphère céleste locale, repère l'azimut  $A$  et la hauteur  $h$  de l'astre

Enfin, nous considérerons, dans la suite de ce document, que le diamètre apparent du Soleil, ou angle solide sous lequel le Soleil est vu depuis le sol terrestre est constant :  $\varepsilon = 32' \simeq 0,533^\circ \simeq 9,31 \text{ mrad}$ . De plus, la distance Terre-Soleil est considérée égale à une unité astronomique<sup>6</sup>.

En ce qui concerne le temps, plusieurs définitions existent. Le temps solaire vrai ou apparent, est basé sur la définition de midi solaire (point de culmination du Soleil). On parle aussi du temps solaire moyen qui correspond à une durée d'un jour moyen de

6. Depuis la dernière assemblée générale de l'union astronomique internationale en 2012,  $1 \text{ ua} = 149\,597\,870\,700 \text{ m}$  exactement.

24 h. L'équation du temps donne la différence entre les deux. Elle varie entre environ -17 et +14 minutes suivant le jour de l'année. L'analemme, en forme de huit resserré, et présente sur certains diagrammes solaires, est la représentation de l'évolution de l'équation du temps au cours d'une année pour un lieu donné. L'ensemble des calculs de ce travail est basé sur le temps solaire moyen.

### 1.1.2 ... un couple énergétique

Le Soleil, constitué d'un noyau à très haute température ( $15.10^6$  K) et d'une épaisse couche de plasma (gradient de densité et de température), tire son énergie, chaque seconde, de la fusion de quatre millions de tonnes d'hydrogène en hélium. Autour du noyau s'étend une zone radiative où ces deux éléments ionisés émettent des photons aussitôt absorbés... De la photosphère<sup>7</sup>, la lumière met environ 8,3 minutes pour parvenir jusqu'à la Terre.

L'énergie solaire transmise par rayonnement apporte chaleur et lumière sur terre. Ce rayonnement est responsable de la plupart des phénomènes météorologiques observés sur notre planète, ainsi que des climats mondiaux<sup>8</sup>. Le flux thermique à la surface de la Terre est (en moyenne) à 99,97 % d'origine solaire. La chaleur issue de la Terre elle-même représente seulement le 0,03 % restant. La Terre reste en « quasi-équilibre » thermique en émettant du rayonnement infrarouge vers l'espace.

Le Soleil est un astre incandescent qui émet un rayonnement électromagnétique. Il se comporte comme un corps noir, émettant à une température estimée à  $T_S \simeq 5\,780$  K<sup>9</sup>. Le rayonnement (seul mode de transfert thermique qui ne nécessite aucun support matériel) solaire est l'exemple le plus parlant quant à ce phénomène physique. Son émittance totale  $M$  est définie par  $M = \sigma T_S^4$ <sup>10</sup>. La Terre n'intercepte qu'environ deux milliardièmes de l'énergie émise par le Soleil. La constante solaire<sup>11</sup> est égale à  $1\,367$  W/m<sup>2</sup>. Par ciel clair, la densité de flux énergétique globale, reçue à la surface de la Terre, atteint à midi  $1\,000$  W/m<sup>2</sup>. De l'énergie interceptée par la Terre, 60 % sont réfléchis par l'atmosphère (figure 1.6 page suivante), 11,5 % par la surface de la Terre.

L'énergie solaire est donc une énergie renouvelable présente en tout lieu, intermittente (cycles journalier et saisonnier), propre (sans déchet), disponible (pas de tarif, pas d'intermédiaire, pas de réseau) et peu prévisible. Cependant, elle nécessite des installations pour sa conversion en chaleur ou en électricité. En raison de la nébulosité, toutes les régions du monde ne reçoivent pas autant d'ensoleillement. Il y a aussi une très forte disparité entre les lieux géographiques (pôles et équateur).

Le rayonnement émis par le Soleil constitue un spectre continu, allant de l'ultraviolet (UV) à l'infrarouge (IR), en passant par le visible, où les irradiances monochromatiques sont les plus élevées (figure 1.7 page 27). En traversant l'atmosphère, les gaz et les molécules absorbent certaines bandes de l'ultraviolet et de l'infrarouge. Ainsi, à la surface de la Terre, le rayonnement solaire comprend : 5 % d'UV, 40 % de lumière visible et

7. Dernière couche gazeuse du Soleil, épaisse de 400 km.

8. Les climats mondiaux résultent de l'obliquité de la Terre et du rayonnement solaire. Le cycle des saisons résulte de l'excentricité (durée) et de l'obliquité de l'écliptique (température).

9.  $5\,780$  K  $\simeq 5\,500$  °C (supprimer 273,15 aux kelvin pour obtenir des degrés Celsius).

10. Avec  $\sigma = 5,6704.10^{-8}$  W/m<sup>2</sup>K<sup>4</sup> constante de Stefan-Boltzmann.

11. La constante solaire exprime la quantité d'énergie solaire que recevrait une surface de  $1$  m<sup>2</sup> située à  $1$  unité astronomique ( $1$  ua  $\simeq 150.10^6$  km), exposée perpendiculairement aux rayons du Soleil, en l'absence d'atmosphère; valeur retenue par l'organisation internationale de métrologie légale (OIML).

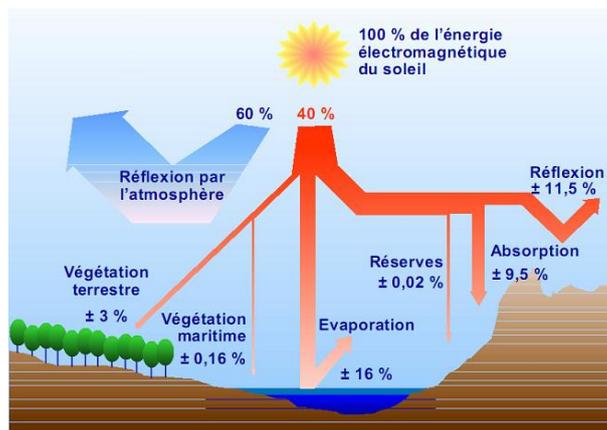


FIGURE 1.6 – Répartition de l'énergie solaire reçue sur Terre [78]

55 % d'IR, porteurs essentiels de l'énergie thermique. Bien que le Soleil émette dans l'ensemble des directions et des longueurs d'onde, il est une partie du spectre qui nous intéresse plus particulièrement : le rayonnement thermique. Cette bande spectrale est comprise entre 0,1 et 100  $\mu\text{m}$ .

De façon générale, on différencie les rayonnements diffus, direct, global et réfléchi. Le global est le rayonnement qui parvient sur une surface donnée. Le direct est le rayonnement qui arrive sur cette surface directement du Soleil. Le diffus est la différence entre le global et le direct, en provenance de la voûte céleste (rayonnement diffusé par les gaz et poussières atmosphériques) et du rayonnement réfléchi par le sol (albedo). Enfin, le DNI est l'irradiance normale directe, elle inclut la région circumsolaire (diamètre de  $5^\circ$  autour du centre du Soleil, plus de détail 1.1.2 page suivante). En tout point, pour toute inclinaison, si  $\theta$  est l'angle entre la direction du Soleil et la normale à la surface considérée alors :

$$\text{global} = \text{diffus} + \text{direct} \quad (1.1)$$

$$\text{avec direct} = \text{DNI} \cos \theta \quad \text{et} \quad \text{réfléchi} \subset \text{diffus} \quad (1.2)$$

L'organisme de normalisation ASTM international propose des tables de référence pour les irradiances spectrales solaires. L'ASTM G173-03 reprend le spectre standard pour le DNI et le global à AM1.5<sup>12</sup>, qui est l'irradiance globale (hémisphérique) pour une surface inclinée à  $37^\circ$ . L'émittance énergétique totale s'élève à 1000,4  $\text{W}/\text{m}^2$  pour le global et à 900,1  $\text{W}/\text{m}^2$  pour le DNI. [102]

Le diffus hémisphérique du ciel est souvent considéré comme isotrope (même luminance dans tout le ciel). Cela contredit l'observation courante selon laquelle le ciel est plus brillant au voisinage de l'horizon. Cette constatation a conduit certains auteurs à décomposer le diffus hémisphérique en deux composantes : diffus du ciel isotrope et le diffus du cercle d'horizon (plus rarement considéré) dû à la présence d'aérosols dans la basse atmosphère. Par ailleurs, le diffus du sol, moins important, est souvent considéré comme isotrope [23]. En modélisation, l'expression du diffus hémisphérique peut-être améliorée en utilisant un modèle de l'atmosphère.

12. AM1.5 = air mass 1.5, correspond au rayonnement qui traverse 1,5 fois l'épaisseur de l'atmosphère, AM0 correspond au rayonnement extraterrestre (ASTM E490), en bordure d'atmosphère.

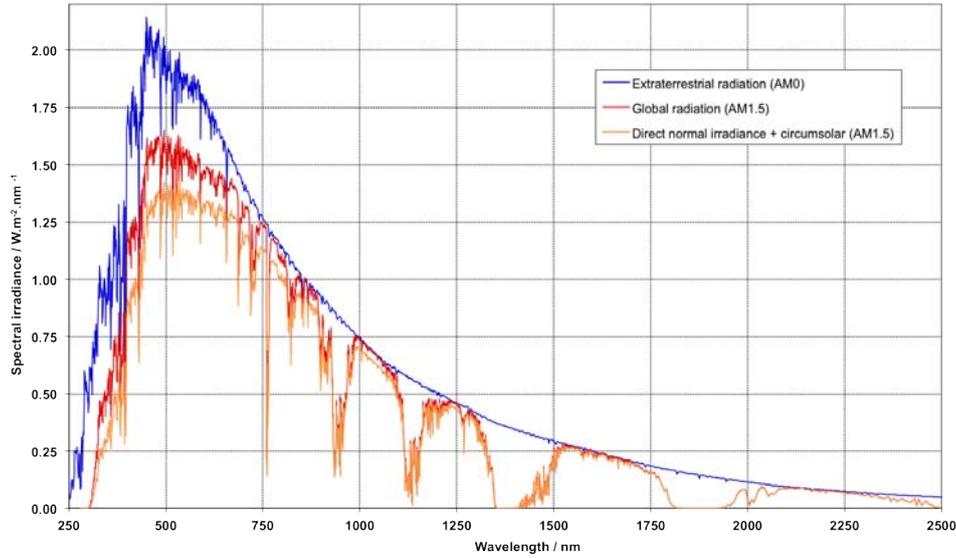


FIGURE 1.7 – Spectres solaires de référence normalement incident et global, par une journée claire et spectre extraterrestre [102]

**Région circumsolaire** La proche région autour du disque solaire est nommée circumsolaire. D'après Buie [29], les limites géométriques théoriques de cet anneau sont le diamètre du Soleil (4,65 mrad) pour le rayon intérieur, et un rayon extérieur de 43,6 mrad (2,5°), allant parfois jusqu'à 61,1 mrad (3,5°). Le diffus circumsolaire est caractérisé par le fait que son irradiance ne dépend que de l'angle séparant la direction considérée de la direction du Soleil. Celui-ci est souvent modélisé comme un point, ou mieux comme un disque, mais n'émet pas la même puissance suivant l'éloignement à son centre. Buie [30, 18] propose un modèle de définition du profil de flux rayonné suivant le déplacement radial angulaire. Celui-là est le rapport du flux rayonné contenu dans la région circumsolaire au flux incident total rayonné dans la région circumsolaire et le disque solaire. La somme de l'énergie contenue dans le disque varie peu avec le ratio circumsolaire (CSR ou  $\chi$ ) : variation inférieure à 4 % pour  $0,05 \leq CSR \leq 0,4$ .

$$\chi = \frac{\phi_{cs}}{\phi_i} = \frac{\phi_{cs}}{\phi_s + \phi_{cs}} \quad (1.3)$$

Le modèle du profil de flux radial pour l'ensemble disque solaire et anneau circumsolaire est

$$\varphi(\theta) = \frac{\cos(0,326\theta)}{\cos(0,308\theta)} \quad \text{pour} \quad \{\theta \in \mathbb{R} | 0 \leq \theta \leq 4,65 \text{ mrad}\} \quad (1.4)$$

$$\varphi(\theta) = \exp(\kappa)\theta^\gamma \quad \text{pour} \quad \{\theta \in \mathbb{R} | \theta > 4,65 \text{ mrad}\} \quad (1.5)$$

$$\text{avec } \gamma = 2,2 \ln(0,52\chi)\chi^{0,43} - 0,1$$

$$\kappa = 0,9 \ln(13,5\chi)\chi^{-0,3}$$

Les valeurs typiques du ratio circumsolaire sont comprises entre 0 et 0,3. 71,5 % ont un CSR inférieur à 0,05 et 89,5 % inférieur à 0,15.

### 1.1.3 La mesure du rayonnement solaire

La mesure du rayonnement solaire est utile dans bien des domaines (météorologie, énergie, agriculture, astrophysique, etc.). Dans le cadre de ce travail, elle est nécessaire pour caractériser l'efficacité d'un système solaire, prévoir ses caractéristiques et son comportement.

Le rayonnement émis par le Soleil arrive en périphérie de l'atmosphère terrestre avec un flux de  $1367 \text{ W/m}^2$ . En pénétrant dans l'atmosphère, il subit de nombreuses modifications. Des échanges radiatifs (réflexion, absorption, diffusion) le modifie tant quantitativement (puissance) que qualitativement (spectre, direction). On considère généralement deux bandes de longueurs d'onde pour qualifier les flux radiatifs primaires importants d'une surface au niveau du sol.

**Les courtes longueurs d'onde** sont le rayonnement arrivant du Soleil compris entre  $0,3$  et  $3 \mu\text{m}$ . C'est donc le rayonnement solaire, il comprend les irradiances directe et diffuse.

**Les grandes longueurs d'onde** proviennent de sources de chaleur à température ambiante avec des longueurs d'onde supérieures à  $3 \mu\text{m}$ . C'est le rayonnement émis par l'atmosphère, la Terre, les objets à température ordinaire et les capteurs solaires.

Des radiomètres sont utilisés pour mesurer ce flux à la surface terrestre. Le pyranomètre est un radiomètre pour la mesure du rayonnement hémisphérique global d'un plan. Le pyréliomètre est un radiomètre muni d'un collimateur pour la mesure du rayonnement direct sous incidence normale. Il doit être monté sur un suiveur.

**Le pyranomètre** est un instrument de mesure permettant d'accéder à l'irradiation solaire globale d'une surface plane. C'est donc un capteur développé pour mesurer la densité de flux du rayonnement solaire sur un angle solide de  $2\pi$  sr. En général c'est un capteur actif (qui assure une conversion d'énergie thermique en énergie électrique).

S'il est équipé d'un cache occultant le disque solaire, il mesure alors uniquement le rayonnement diffus. Lorsque deux pyranomètres sont installés sur une même surface, l'un sans cache et l'autre avec, il est alors possible de calculer le rayonnement direct.

Deux technologies de pyranomètre existent. La première, la moins onéreuse, est aussi la moins précise. Une cellule photovoltaïque étalonnée, en silicium monocristallin, est recouverte par un dôme conique, diffusant la lumière de la façon la plus homogène sur la cellule. A température ambiante, on considère alors que le signal de sortie est directement proportionnel au rayonnement solaire dans une certaine bande spectrale (en général de  $400$  à  $1100 \text{ nm}$ ). Les caractéristiques du spectre solaire étant approximativement constantes, il est alors possible de remonter à l'énergie globale. Un avantage de ce type de radiomètre est son temps de réponse très faible ( $\ll 1 \text{ s}$ ) [126].

La seconde technologie (fig. 1.8 page ci-contre) est basée sur l'absorptivité d'une surface noire. Celle-ci s'échauffe plus ou moins; elle est couplée à une batterie de thermocouples. Ceux-ci délivrent une tension directement proportionnelle au rayonnement. La surface noire est protégée de l'extérieur par un ou plusieurs



FIGURE 1.8 – CMP22, pyranomètre haut de gamme de Kipp & Zonen avec un temps de réponse de 5 s et une erreur directionnelle  $<$  à  $5 \text{ W/m}^2$

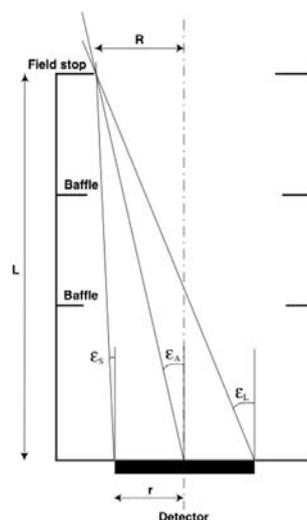


FIGURE 1.9 – Géométrie d'un pyréliomètre : les angles d'inclinaison  $\varepsilon_S$ , d'ouverture  $\varepsilon_A$  et limite  $\varepsilon_L$  permettent sa modélisation

dômes en verre ou en quartz. Deux autres fonctions leur sont attribuées, limitation de la convection et limitation de la réponse spectrale entre 300 et 2800 nm (variable suivant les modèles du commerce).

**Le pyréliomètre** est un instrument qui utilise un détecteur collimaté (fig. 1.9) pour mesurer le DNI et le rayonnement provenant de la région circumsolaire. La mesure est effectuée en permanence dans un plan perpendiculaire aux rayons solaires. Le pyréliomètre est donc installé sur un suiveur solaire (communément nommé tracker).

## 1.2 Utilisation de l'énergie solaire sans concentration

L'énergie solaire est utilisée de manière active et passive. Nous ne discuterons pas des solutions passives qui englobent entre autres la photosynthèse, le chauffage et l'éclairage des bâtiments, etc. Dans ces cas, le rendement énergétique de l'installation est certes optimisé, mais le système reste immuable dans le temps, il est passif. Au contraire, l'homme a inventé des technologies actives, qui s'efforcent au cours du temps (heure, jour voire saison) à s'adapter à la ressource et à maximiser l'énergie reçue. Dans cette catégorie, nous trouvons en particulier deux procédés de captation du rayonnement qui produisent deux énergies différentes. Ces capteurs sont de géométrie plane et peuvent facilement être intégrés sur un bâtiment en tant que partie du bâti ou en saillie :

- les capteurs photovoltaïques : électricité.
- les capteurs thermiques plans et sous vide : chaleur.

Comme leur nom l'indique, les capteurs plans sont pourvus d'une surface plane absorbant l'énergie incidente. Généralement, un simple vitrage protège l'*absorbeur* des agressions extérieures. Il participe à la rigidité du panneau. La vitre a la double fonction

de réduire les pertes par rayonnement (effet de serre<sup>13</sup>) et celles par convection avec l'air ambiant.

### 1.2.1 Capteur solaire photovoltaïque

L'*absorbeur* des panneaux photovoltaïques est une couche de silicium. Le courant continu collecté passe ensuite par un onduleur avant d'être injecté sur le réseau ou autoconsommé. Dans ce cas, l'électricité est souvent stockée sur batterie (utilisation locale et secours).

L'effet photovoltaïque a été découvert par Henri Becquerel en 1839 ; c'est l'absorption des photons dans un matériau possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie (semi-conducteur). Pour pouvoir transférer un électron, de la bande de valence à la bande de conduction, en créant un trou dans la première, une énergie de 1,1 eV pour le silicium cristallin est nécessaire. Les photons absorbés, d'énergie supérieure à ce gap, peuvent créer une paire électron-trou. L'électron dans la bande de conduction et le trou dans la bande de valence.

Pour obtenir un courant, on sépare l'électron et le trou en créant un champ électrique dans un semi-conducteur, une diode p-n. La zone *n* comporte un excès d'électrons, la zone *p* un excès de trous, donnant naissance à un champ électrique séparant les charges créées par l'effet photovoltaïque. Une différence de potentiel s'établit aux bornes de la cellule photovoltaïque. Pour le silicium, on obtient une zone *p* en le dopant avec du bore et une zone *n* en le dopant avec du phosphore.

Le rendement d'une cellule photovoltaïque  $\eta_{cell}$  [11], est directement la puissance électrique produite par rapport à la puissance incidente.

$$\eta_{cell} = \frac{U_{co} I_{cc} FF}{P_{incid}} \quad (1.6)$$

avec  $I_{cc}$  courant de court-circuit (à  $U = 0$  V)

$U_{co}$  tension en circuit ouvert

$FF$  facteur de forme qui définit l'efficacité de la cellule

$P_{incid} = 1000$  W/m<sup>2</sup> à AM1.5

Le silicium, matériau de base à toute l'électronique, est utilisé sous ses différentes formes cristallines. Le silicium métallurgique, pur à 98 % environ, est purifié à son tour pour atteindre 99,9999 % !

- Cellule à base de silicium cristallin : mono- ou polycristallin,
- Cellule en couche mince : dépôt de silicium polycristallin de 10 à 40  $\mu\text{m}$  sur support de silicium métallurgique, ou dépôt de silicium nanocristallin et amorphe,
- Hétéro-structures silicium amorphe/cristallin qui combinent les deux technologies précédentes,
- Autres matériaux en couches minces et en développement : tellure de cadmium CdTe, sélénure de cuivre indium CIS, matériaux organiques...!

---

13. Le rayonnement de courtes longueurs d'onde en provenance du Soleil (haute température) passe à travers le verre et chauffe l'absorbeur. Le rayonnement infrarouge issu de l'absorbeur est piégé par la vitre qui est opaque aux grandes et moyennes longueurs d'onde.

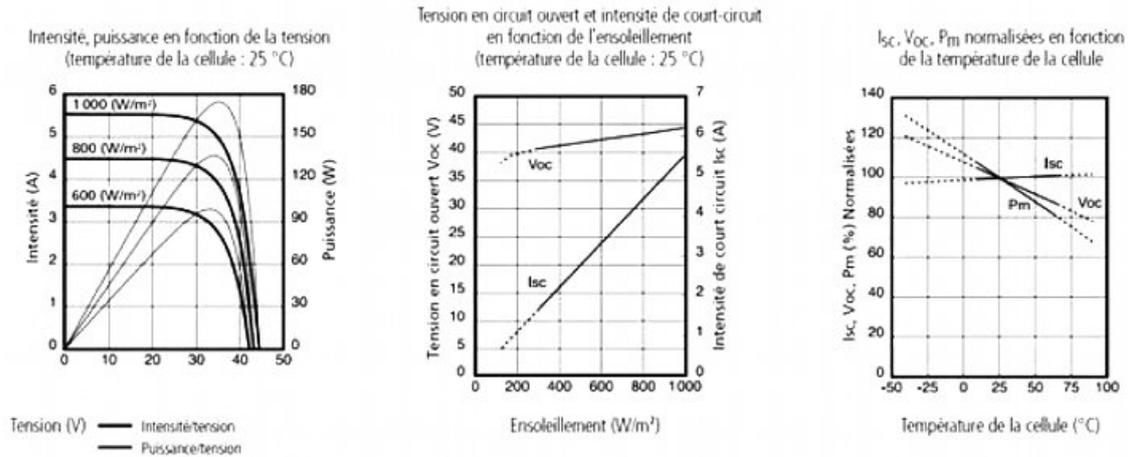


FIGURE 1.10 – Caractéristique courant/tension/puissance et sensibilités à l'irradiance et la température, exemple du module polycristallin Sharp NEQ7E3E de 167 W [108]

La production d'électricité d'un panneau photovoltaïque n'est cependant pas linéaire suivant l'irradiance et la température. Chaque fabricant donne ses performances aux conditions de test standardisées (STC) : AM1.5, 1000 W/m<sup>2</sup> et température de cellule de 25 °C. Ces conditions sont peu représentatives d'une installation réelle, mais permettent une bonne comparaison entre les technologies. Dans une situation sans concentration, l'intensité produite est proportionnelle à l'éclairement. En revanche, la tension est inversement proportionnelle à la température ( $\simeq -150$  mV/°C). Cependant la température influe aussi légèrement sur l'intensité qui s'accroît proportionnellement ( $\simeq +0,05$  %/°C). Globalement, la puissance décroît avec la température ( $\simeq -0,5$  %/°C) et augmente avec l'éclairement. Les trois derniers coefficients correspondent à la différence de température entre 25 °C (STC) et la température réelle de la cellule. L'ensemble de ces caractéristiques est repris en exemple sur la figure 1.10.

## 1.2.2 Capteur plan ou panneau solaire thermique

L'*absorbeur* des panneaux thermiques est une surface réceptrice noire. Elle doit être sélective<sup>14</sup>. Elle absorbe le rayonnement solaire incident direct et diffus (bande spectrale de 0,25 à 3  $\mu$ m). Le fluide caloporteur récupère l'énergie dans des tubes soudés à l'arrière. Les pertes par conduction sont limitées par un isolant (figure 1.11 page suivante).

Le plus simple des panneaux thermiques est fabriqué à partir de plastique polymère noir sans revêtement sélectif, ni isolation thermique arrière, ni vitrage avant. Les pertes thermiques très importantes sont compensées par un prix compétitif, une faible masse et une grande facilité de mise en œuvre. Le principal usage, en été, est le chauffage

14. Une surface sélective permet de « sélectionner » le rayonnement que l'on souhaite absorber, réfléchir, transmettre ou émettre. Dans le domaine de l'énergie solaire, deux types sont à noter :

**Absorbeur** : le coefficient d'absorption de la surface est maximal, et son coefficient d'émission, minimal.

**Verre** : le coefficient de transmission des courtes longueurs d'onde est maximal, celui des moyennes et grandes longueurs d'onde, minimal.

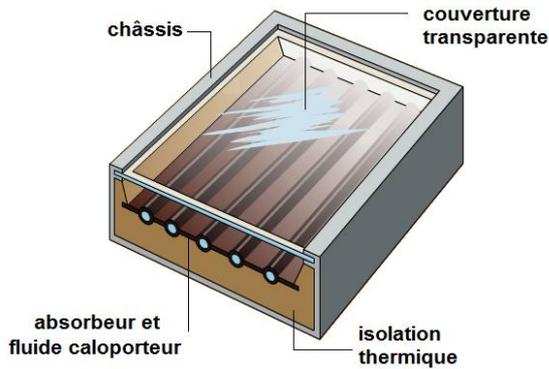


FIGURE 1.11 – Schéma simplifié de la structure d'un panneau solaire thermique plan à effet de serre

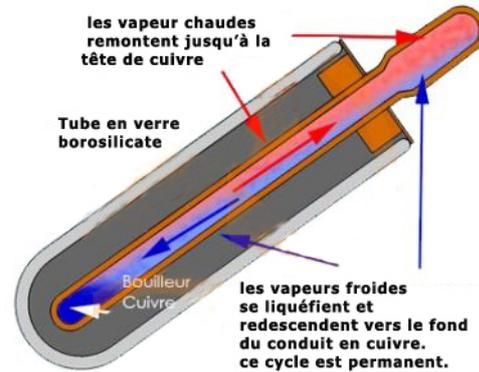


FIGURE 1.12 – Fonctionnement d'un tube sous vide à caloduc (un seul tube en verre)

d'eau pour piscine et pisciculture (fig. 1.13 page ci-contre).

En résumé, un capteur plan est constitué d'une plaque conductrice de la chaleur, revêtue d'une couche sélective face au Soleil, fixée dans un cadre entre un simple ou double vitrage, à l'avant, et une isolation, à l'arrière. Un faisceau de tubes en cuivre transfère les calories au fluide caloporteur. Cette technologie relativement simple permet le chauffage de l'eau jusqu'à environ 65 °C avec un rendement supérieur à 50 %. Au-delà, les pertes par rayonnement deviennent trop élevées et le rendement diminue rapidement.

### 1.2.3 Capteur solaire à tubes sous vide

Les capteurs à tubes sous vide existent sous différentes formes. Facilement reconnaissables, une succession de tubes en verre ( $\phi \simeq 8$  cm et 1,8 m de longueur) sont alignés parallèlement. L'isolation s'effectue soit par un seul tube en verre sous-vide dans lequel se trouve l'absorbeur qui ressort à une extrémité, soit par deux tubes en verre concentriques, entre lesquels est fait le vide. Dans ce second cas, l'absorbeur en couche mince est déposé sur la face externe du tube intérieur.

En ce qui concerne le transport de chaleur, deux solutions existent : fluide caloporteur ou caloduc (installation inclinée nécessaire). Pour le cas du tube en verre seul, le fluide caloporteur parcourt un tube en U métallique ou un double tube concentrique. Dans les deux cas, l'entrée et la sortie se font du même côté. L'absorbeur est en général directement soudé au tube métallique. Pour le cas des tubes en verre concentriques, la chaleur, après avoir été conduite à travers l'épaisseur de verre intérieur, est échangée au contact du tube métallique (une fine couche d'huile améliore le transfert et l'installation de l'ampoule en verre). Enfin, pour le transport par caloduc, celui-ci est comme précédemment soit soudé à l'absorbeur (figure 1.12), soit en contact direct avec l'intérieur du tube en verre. Le caloduc correspond à un fluide à température d'évaporation basse, enfermé dans son tube métallique. Il s'évapore au contact de l'absorbeur (chaud) et se condense au niveau de l'échangeur en tête de tube, refroidi par un liquide caloporteur (froid) en circulation. En fonctionnement, le fluide circule donc naturellement par gravité à l'intérieur du tube en phases liquide et gaz.

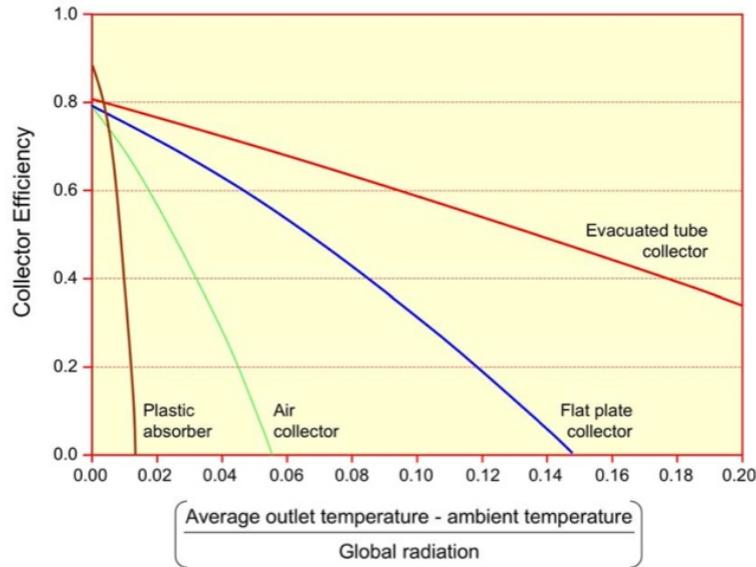


FIGURE 1.13 – Tendence optimiste des caractéristiques de quatre types de collecteurs plans. Il n’y a pas un meilleur collecteur solaire universel. Par exemple, pour une application à basse température avec un fort ensoleillement, et une température ambiante moyenne (chauffage d’une piscine hors hiver), le choix du collecteur non vitré avec absorbeur en plastique est approprié. Au contraire, placé dans un environnement froid (en hiver par exemple), il aura un rendement nul. [84]

La figure 1.14 page suivante propose une classification traditionnelle des technologies solaires suivant les température d’utilisation et puissance installée. Les technologies sans concentration correspondent aux faibles températures et puissances. Les technologies à concentration solaire, paragraphe suivant, correspondent classiquement à des puissances et températures plus élevées. Une des objets de cette thèse est de réussir à miniaturiser la technologie, et donc d’obtenir une température relativement élevée par rapport à la puissance fournie.

### 1.3 Concentration solaire : une technique bien « réfléchie »

Welford et Winston dans [123] définissent de manière élégante la concentration : « *prendre l’avantage d’une inhomogénéité directionnelle de la distribution du rayonnement global* ».

Technologiquement, la concentration est en général basée sur l’utilisation de la réflexion du rayonnement par un ou plusieurs miroirs. La réflectivité est le rapport de l’énergie réfléchi sur l’énergie incidente à la surface du matériau.

Du point de vue géométrique, l’état de surface et les caractéristiques intrinsèques des matériaux font que leur coefficient de réflectivité peut être profondément différent d’un corps à un autre. Lorsque les irrégularités géométriques sont du même ordre de grandeur que la longueur d’onde du rayonnement incident, on constate un phénomène de réflexion diffuse ou réflectance lambertienne (la réflectivité ne dépend ni de la direction

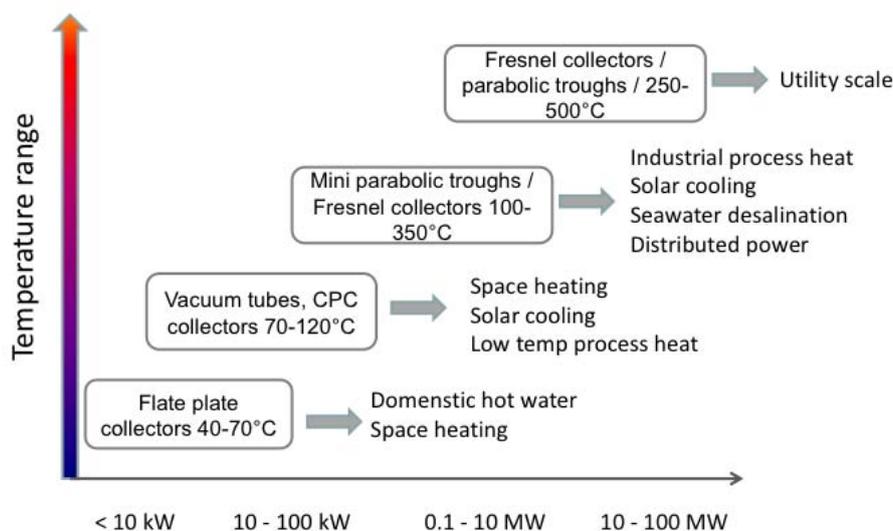


FIGURE 1.14 – Classification traditionnelle des technologies solaires en fonction des températures et des puissances

d'incidence, ni de l'angle de vision de l'observateur); la surface apparaît mate. Au contraire, si les irrégularités sont très petites, on obtient une réflectance spéculaire (l'aspect directionnel du rayonnement incident est alors conservé); la surface apparaît brillante. Dans ce cas qui nous intéresse, la réflectance est maximale dans la direction du faisceau réfléchi. Malheureusement, la plupart des objets ont un mélange de ces deux types de réflectance. [115]

En utilisant la concentration solaire, le fluide peut être chauffé à des températures au-dessus de celles atteintes par les capteurs plans. Cette chaleur à haute température est utilisée en général dans des cycles de Rankine classiques. C'est uniquement la production de chaleur qui est différente : la chaudière nucléaire ou au gaz par exemple, est remplacée par une chaudière solaire ! Les puissances commerciales des centrales solaires thermodynamiques sont comprises entre 1 et 350 MWe.

Dans ce chapitre, nous traitons majoritairement de la concentration par miroir. Il existe également la technologie des lentilles de Fresnel, généralement employée pour les systèmes à concentration photovoltaïque. Après un rapide historique, cette section traite des différentes technologies ainsi que du suivi du Soleil.

### 1.3.1 Les pionniers des technologies solaires

Augustin Mouchot est considéré comme le premier à avoir construit une machine solaire basée sur un paraboloïde de cône tronqué. Dès 1860, il réussit ses premières expériences avec un cuiseur solaire. Puis en 1872, il présente au public son invention, figure 1.15 page suivante. Par la suite Abel Pifre, produit 2,5 hp avec une machine à vapeur alimentée par une parabole de 3,5 m de diamètre, figure 1.16 page ci-contre.

William Adams part du principe qu'il serait impossible de construire une parabole plus grande que celle d'Augustin Mouchot et donc que la puissance maximale était limitée. Il décida donc d'utiliser des miroirs plans mobiles et séparés et de concentrer le rayonnement sur un récepteur fixe. Le concept de centrale à tour est né en 1878.

Aux alentours de 1883, John Ericsson utilise un concentrateur cylindro-parabolique (fig. 1.17) pour faire fonctionner son moteur à vapeur et entraîner une pompe à eau.

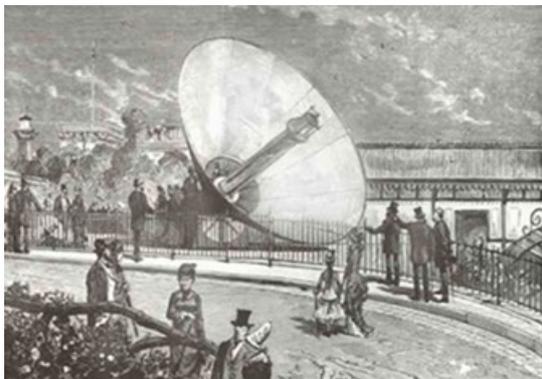


FIGURE 1.15 – Augustin Mouchot fait la démonstration de son concentrateur solaire et produit 0,5 hp [101]



FIGURE 1.16 – Utilisation du concentrateur parabolique d'Abel Pifre. Le 6 août 1882, il imprime le « Journal du Soleil » à raison de 500 copies par heure [101]

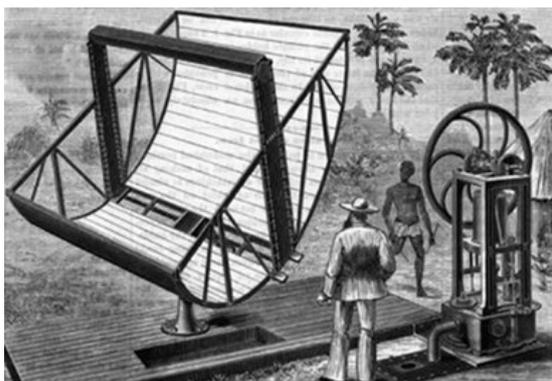


FIGURE 1.17 – Premier capteur cylindro-parabolique, John Ericsson [101]

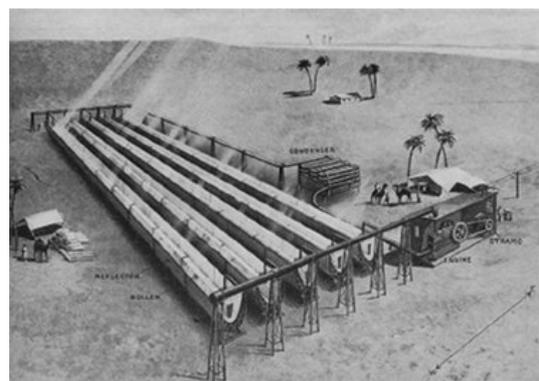


FIGURE 1.18 – Première centrale solaire à concentration commerciale installée à Al Meadi en Egypte en 1913 [101]

A l'automne 1912, les travaux de construction de la première centrale solaire commerciale ont commencé à Al Meadi en Egypte : Solar Engine One fig. 1.18. Elle a été développée par Franck Shuman et était composée de cinq concentrateurs de 62 m de longueur par 4 m d'ouverture orientés nord-sud. Utilisée à partir du 11 juillet 1913, elle permettait de pomper  $23 \text{ m}^3/\text{min}$  d'eau pour l'irrigation.

Paradoxalement, l'idée des collecteurs plans n'est apparue qu'en 1885 après que Charles Tellier voulut améliorer les installations à concentration d'Augustin Mouchot et de William Adams. Il déposa un collecteur solaire sur le toit de sa maison. C'est en 1889 qu'il eut l'idée de le recouvrir d'un vitrage et de l'isoler par l'arrière...

Enfin, en ce qui concerne la technologie des miroirs de Fresnel, c'est Alessandro Battaglia au XIX<sup>e</sup> siècle qui semble être le pionnier de cette technologie, mais ce n'est qu'en 1964 que Giovanni Francia testa son premier prototype de LFR (concentrateur linéaire de Fresnel à réflexion) à Marseille, figure 1.19 page suivante.



FIGURE 1.19 – Installation du prototype de concentrateur linéaire de Fresnel de Giovanni Francia à Marseille

### 1.3.2 Technologies et géométrie

Toute surface concave réfléchissante se comporte comme un concentrateur lorsqu'elle est éclairée par le Soleil (pièce aux murs blancs, vallon enneigé). Les performances, certes de mauvaise qualité pour un procédé industriel, restent à nos yeux bien visibles. Les géométries régulières et classiques permettent d'atteindre des concentrations de très haut niveau.

Un système à concentration solaire est constitué :

- d'un concentrateur, en général un ou plusieurs miroirs,
- d'un récepteur, en général une surface noire, sélective au sens du rayonnement,
- d'un fluide caloporteur permettant d'évacuer du système la chaleur récoltée,
- d'un convertisseur de chaleur en énergie mécanique ou électrique.

S'il fallait retenir un :

- avantage de la concentration, c'est la possibilité d'élever la température de l'absorbeur par rapport à celle obtenue sans concentration.
- inconvénient de la concentration, c'est l'impossibilité de concentrer le rayonnement diffus...<sup>15</sup>

La concentration du rayonnement, avec un bon rendement, nécessite que le capteur soit orienté précisément. Cette contrainte nécessite un système dynamique. Un *tracker*, ou suiveur, est utilisé (voir § 1.3.3 page 41) pour suivre le Soleil.

Les systèmes à concentration solaire produisent de la chaleur mais sont assemblés dans la catégorie du solaire thermodynamique. Il nécessite d'atteindre des températures élevées. Les technologies sont classées par niveau de concentration : faible coefficient de concentration (2 à 25), moyenne (25 à 250) et haute concentration (>250). Quatre principales technologies sont en développement. Les miroirs sont souvent mis en œuvre : miroirs de Fresnel, miroirs cylindro-paraboliques, miroirs paraboliques, héliostats de centrales à tour. Les lentilles de Fresnel sont aussi employées, mais traditionnellement pour le solaire photovoltaïque à concentration.

Le principal avantage de la concentration est de pouvoir envisager des températures élevées. Le principal inconvénient (d'ordre physique) est la perte à la réflexion où à la

15. ... et donc de ne pouvoir concentrer que le rayonnement direct!

transmission d'une fraction de rayonnement direct ; et une perte totale ou partielle du rayonnement diffus, qui provient de l'environnement et non plus du Soleil, par rapport auquel les calculs de trajectoires optiques ont été effectués.

Le facteur de concentration géométrique ou concentration moyenne [53] caractérise un système collecteur d'énergie solaire. On considère une source circulaire, lointaine et émettant de manière uniforme sur toute sa surface telle que le Soleil. Le facteur de concentration (fig. 1.20) est alors le rapport de la surface d'entrée  $S$  du système à la surface image  $s$  située dans le plan focal et satisfaisant la condition suivante :  $s$  contient tous les rayons solaires collectés par la surface  $S$  et réfléchis par le système figure 1.20.

$$C_g = \frac{S}{s} \quad (1.7)$$

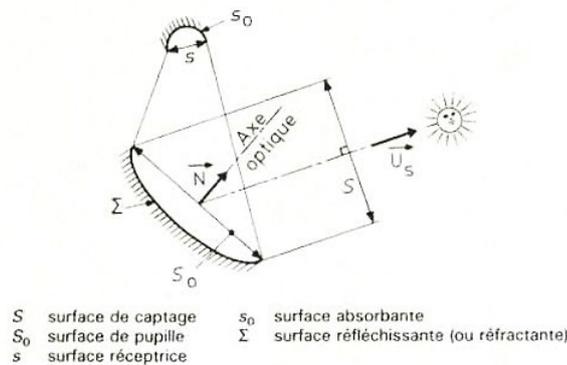


FIGURE 1.20 – Les différentes surfaces d'un concentrateur optique

La concentration géométrique  $C_g$  de concentrateurs à deux dimensions et à trois dimensions (diamètre d'ouverture  $\theta$ ) s'écrit en fonction du diamètre du Soleil  $\varepsilon$  [13] :

$$C_{g,2D} = \frac{\sin \frac{\theta}{2}}{\sin \frac{\varepsilon}{2}} \quad \text{d'où} \quad C_{gmax,2D} \simeq 215 \quad (1.8)$$

et

$$C_{g,3D} = \frac{\sin^2 \frac{\theta}{2}}{\sin^2 \frac{\varepsilon}{2}} \quad \text{d'où} \quad C_{gmax,3D} \simeq 46\,248 \quad (1.9)$$

Les facteurs de concentration étant définis, il est maintenant possible pour un système donné de formuler son rendement idéal.

Le tube récepteur à  $T_{réc}$ , placé à température ambiante  $T_{amb}$ , reçoit le rayonnement incident  $I_{sol}$  concentré au facteur  $C_g$ . En prenant comme hypothèses que le récepteur se comporte comme un corps noir et qu'il n'échange que par rayonnement, son rendement théorique est :

$$\eta_{réc} = 1 - \frac{\sigma T_{réc}^4}{C_g I_{sol}} \quad (1.10)$$

Le rendement de Carnot nous donne ensuite l'énergie disponible à la température du récepteur.

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{amb}}{T_{réc}} \quad (1.11)$$

Le produit des équations (1.10) et (1.11) donne le rendement idéal du concentrateur.

$$\eta_{idéal} = \left(1 - \frac{\sigma T_{réc}^4}{C_g I_{sol}}\right) \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{réc}}\right) \quad (1.12)$$

Plusieurs remarques à propos de la figure 1.21 :

- A un coefficient de concentration correspond une unique température optimale de récepteur (rendement maximum).
- Plus le coefficient de concentration est élevé, meilleur est le rendement maximum.
- A une température de récepteur, le rendement est d'autant meilleur que le coefficient de concentration est élevé.

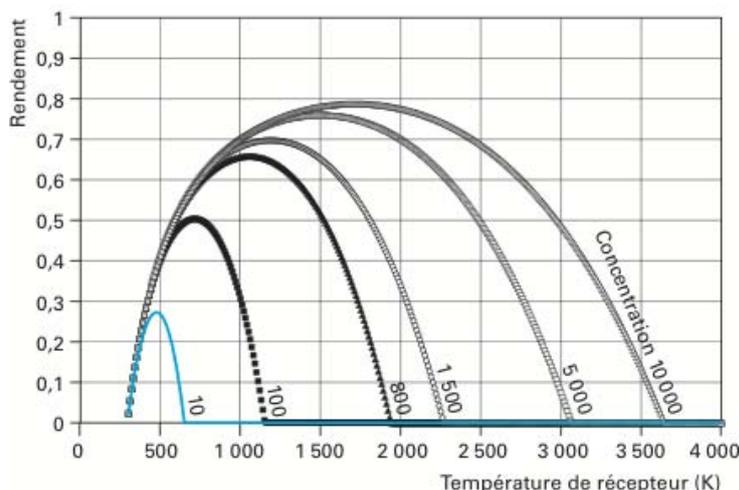


FIGURE 1.21 – Rendement de conversion d'un système concentrateur [52]

## Géométrie parabolique

Une seule réflexion permet la concentration. Le miroir possède une forme parabolique appelée parabolôïde de révolution. Cette surface *stigmatique*<sup>16</sup> est la surface géométrique idéale pour concentrer les rayons lumineux. Les rayons réfléchis convergent donc au foyer de la parabole. Cependant, pour que le rayonnement atteigne cette zone de concentration maximale, il est nécessaire d'orienter en permanence l'axe optique de la parabole en direction du centre du Soleil (suivi sur deux axes).

L'énergie rayonnée est ensuite convertie en énergie thermique. Grâce à la forme optimisée du miroir, le facteur de concentration est rapidement élevé. Les températures atteintes au niveau du récepteur dépassent facilement 700 °C. La géométrie du four solaire d'Odeillo (double réflexion) permet d'atteindre une densité de flux de 1 kW/cm<sup>2</sup> au foyer et une puissance totale de 1 MW [53].

16. [97] : Un système optique est dit stigmatique si tout faisceau issu d'un point lumineux donne à la sortie du système un faisceau convergeant en un point, ou semblant provenir d'un point.

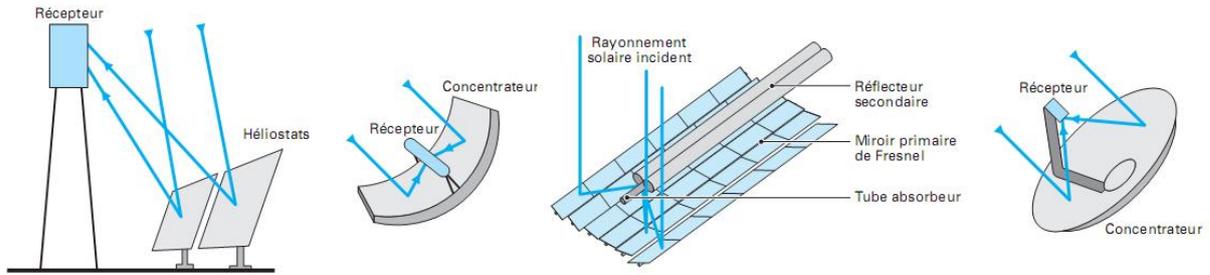


FIGURE 1.22 – Les quatre principales technologies de capteurs à concentration : centrale à tour, cylindro-parabolique, linéaire de Fresnel et parabolique

Au foyer du paraboloïde se trouve un récepteur thermique nécessaire, soit pour récupérer la chaleur par un fluide caloporteur, soit pour directement alimenter un moteur à combustion externe couplé à une génératrice. Dans ce cas, le système est un « dish-Stirling ». Il peut produire jusqu'à 25 kWe avec un rendement moyen de 26 % [60]. C'est un système autonome.

### Centrale à tour

La technologie des centrales à tour est inspirée de la géométrie parabolique. Plusieurs miroirs, appelés héliostats, espacés les uns des autres, équipés d'un système de suivi de la course du Soleil individuel, réfléchissent le rayonnement solaire sur un unique récepteur central. Le facteur de concentration peut lui aussi être très élevé. La caractéristique principale de ce système de concentration est la grande puissance au foyer.

La société Abengoa Solar est la première à avoir installé une centrale à tour commerciale (PS10 à Séville, Espagne). La plus grande centrale à tour, Gemasolar (19,9 MWe depuis 2011), utilise un champ de 2 650 héliostats de 120 m<sup>2</sup> qui renvoient le rayonnement solaire en direction du récepteur. Cette centrale bénéficie d'un stockage de chaleur par sel fondu qui lui permet de produire de l'électricité pendant 15 h sans ensoleillement. Depuis le 24 septembre 2013, première synchronisation au réseau, la centrale Ivanpah en Californie devient la plus grosse centrale à tour avec une puissance de 377 MW pour 170 000 héliostats [45].

### Géométrie cylindro-parabolique

La technologie cylindro-parabolique est la plus mature et possède la plus grande puissance installée dans le monde (plus de 2,5 GWe [46]). Sa géométrie est un cylindre tronqué dans la longueur avec une courbure parabolique. Au lieu d'être ponctuelle comme avec une parabole, la concentration se fait sur une ligne focale. De par la définition, on comprend que les facteurs de concentration sont plus rapidement limités qu'avec une parabole.

Pour suivre de façon optimale le Soleil, le suivi sur deux axes est préconisé. Or, dans le cas de centrales solaires, les capteurs cylindro-paraboliques peuvent mesurer plus de 5 m de large et 100 m de longueur. Le suivi est donc nécessairement effectué sur un seul axe : celui de la rotation de la Terre ou celui de direction est-ouest ; cela entraîne des pertes géométriques fatales.

La technologie cylindro-parabolique bénéficie d'un retour d'expérience favorable. La première centrale commerciale SEGS I de 13,8 MWe a commencé à produire de l'électricité en 1984 (désert de Mojave en Californie, États-Unis). La R&D se poursuit sur l'ensemble des éléments de la technologie (miroir, récepteur,...). Pour optimiser et caractériser les propriétés des tubes absorbeurs, Riffelmann [105] nous présente en détail deux méthodes pour mesurer le flux solaire sur la région focale : PARASCAN et CTM. La configuration des centrales et leur mode de production sont aussi en évolution. La DLR, par exemple, travaille notamment sur la production directe de vapeur (DSG), utilisée comme fluide caloporteur et de travail [50].

### Fresnel linéaire

Les centrales à tour sont équivalentes à une immense parabole découpée en morceaux ; la technologie de Fresnel linéaire est l'équivalent pour le cylindro-parabolique. Le miroir est découpé en lamelles planes ou légèrement concaves installées sur un même plan horizontal. On parle de concentrateur linéaire de Fresnel par analogie avec les lentilles de Fresnel. Ce type de concentrateur est composé d'une série de miroirs parallèles qui réfléchissent le rayonnement sur un récepteur. Le récepteur se compose d'un absorbeur (plus ou moins large et inerte), d'un vitrage à l'avant et parfois d'un miroir secondaire à l'arrière.

### CPC

Enfin, la technologie des CPC, pour concentrateur parabolique composé, ou compound parabolic concentrator se trouve à la limite de la concentration. Son coefficient de concentration très faible ( $\leq 2$ ), lui permet d'être conçu pour une utilisation complètement statique ou sur un système offrant un ajustement saisonnier seulement. Deux portions de paraboles identiques placées symétriquement par rapport à un axe constituent le concentrateur (fig. 1.23 page ci-contre). L'une des extrémités d'une parabole est placée au foyer de l'autre parabole. L'autre extrémité des paraboles est telle que la tangente en ces points est parallèle à l'axe de symétrie du CPC. La distance comprise entre les deux foyers est la pupille de sortie, la distance entre les deux autres extrémités est la pupille d'entrée.

La propriété d'un tel système est que tous les rayons rentrant par la pupille d'entrée, avec un angle d'incidence compris entre  $\pm\theta_A$ , passent après une ou plusieurs réflexions par la pupille de sortie. Les autres ressortent par la pupille d'entrée.

### Lentille de Fresnel

La technologie des lentilles de Fresnel, utilisée dans diverses applications (phare, visibilité d'endroits cachés à la vue directe, diffraction de la lumière), permet aussi d'atteindre des facteurs de concentration élevés. La particularité de cette technologie est le faible coût de fabrication de la lentille. Comme pour chaque technologie précédente, le suivi de la course du Soleil est nécessaire. Cette technologie est particulièrement utilisée pour les systèmes à concentration photovoltaïque (CPV).

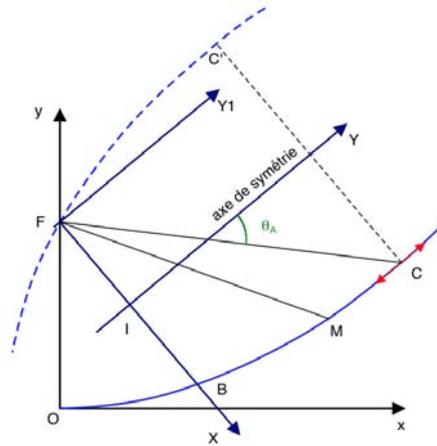


FIGURE 1.23 – Construction géométrique d'un concentrateur parabolique composé

### 1.3.3 Tracking : la course au Soleil

Le suivi de la course apparente du Soleil dans le ciel optimise l'installation solaire dans le cas de capteurs sans concentration, et est nécessaire aux capteurs avec concentration. Le suivi se fait en boucle ouverte (calcul astronomique de la position théorique du Soleil) ou en boucle fermée et parfois une hybridation des deux. Pour ce travail de thèse, le suivi est réalisé uniquement en boucle ouverte (voir chapitre 4.2 page 79).

Dans sa review, Hossein Mousazadeh [81] récapitule les principes et méthodes de tracking en boucle fermée. Suivant le type d'installation et le but recherché, plusieurs technologies sont proposées. Les trackers sont classifiés suivant, si le suivi est mené autour d'un ou deux axes (axe du monde et/ou axe est/ouest). La figure 1.24 page suivante propose trois technologies de pointage basées sur le principe de l'ombrage de cellules photo-électriques. La majorité des trackers sont actifs, quelques exceptions sont animées de façon passive, utilisées pour du suivi d'optimisation (sans concentration).

Dans le cas d'un panneau solaire plan, et en prenant comme référence un tracking parfait, l'énergie perdue, reste inférieure à 2,5 % lorsque l'angle maximum de suivi ne dépasse pas  $\pm 45^\circ$ .

### 1.3.4 Amélioration des surfaces sélectives

D'après [73], l'amélioration des propriétés des surfaces sélectives des récepteurs représente l'une des meilleures opportunités pour améliorer le rendement de systèmes solaires. L'enjeu actuel est de produire des peintures ou traitements ayant :

- une absorptivité solaire élevée  $\alpha \geq 0,96$ .
- une émittance infrarouge faible  $\varepsilon \leq 0,07$ .
- idéalement une stabilité thermique à  $500^\circ\text{C}$  dans l'air.

L'intérêt de surfaces sélectives s'explique par la loi de Planck. Sa dérivée permet de calculer le maximum d'énergie.

$$\lambda_m T = 2897,8 \text{ } \mu\text{m.K} \quad (1.13)$$

L'absorbeur reçoit le rayonnement solaire. Le maximum d'énergie se trouve donc dans le visible. L'absorption principale doit donc se faire dans le visible. La tempéra-

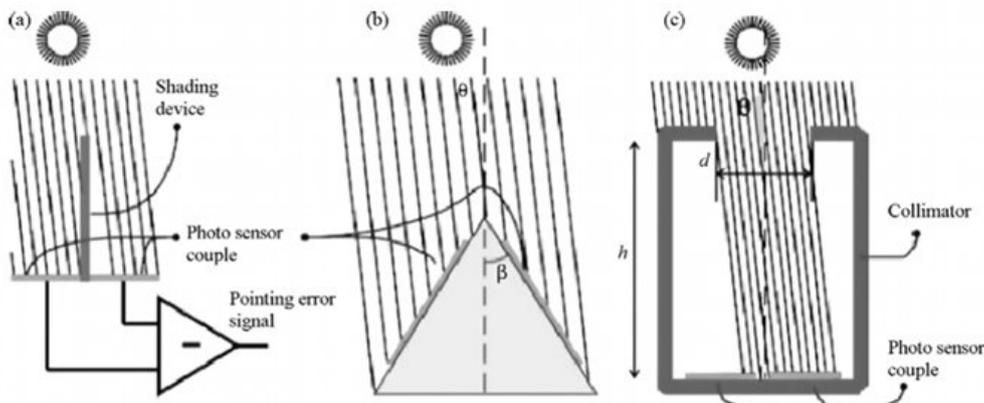


FIGURE 1.24 – Trois types de trackers solaires en boucle fermée : (a) cellules photoélectriques face au Soleil, (b) photo-cellules inclinées, (c) suivi précis par collimateur [81].

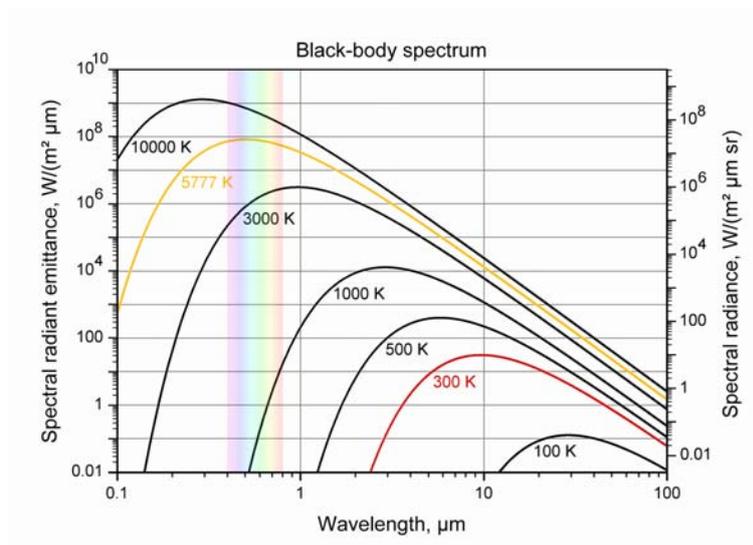


FIGURE 1.25 – Emittance du corps noir à diverses températures (repère log-log) [107]

ture du récepteur est beaucoup plus basse que celle du Soleil. Le maximum d'énergie rayonnée à 400 K se trouve à  $\lambda_{m, 400K} \simeq 7,3 \mu\text{m}$ . Sur la figure 1.25, nous notons que le maximum se déplace en direction des ultraviolets lorsque la température augmente.

## 1.4 Conversion de l'énergie solaire : marché et R&D

En 2012, d'après l'observatoire européen des énergies renouvelables [49], la puissance totale de solaire thermique installée dans l'Union Européenne est estimée à 29,6 GWth en 2012 dont 11,4 GWth en Allemagne (1<sup>er</sup> rang à 38,5 %) et 1,7 GWth en France (6<sup>e</sup> rang à 5,7 %). Ces valeurs correspondent à l'ensemble du parc : capteur plan vitré, sous vide et non vitrés. Après une forte progression de la surface installée entre 1994 et 2008 (fig. 1.26 page ci-contre), elle semble se stabiliser autour de 3,5 millions de m<sup>2</sup>/an.

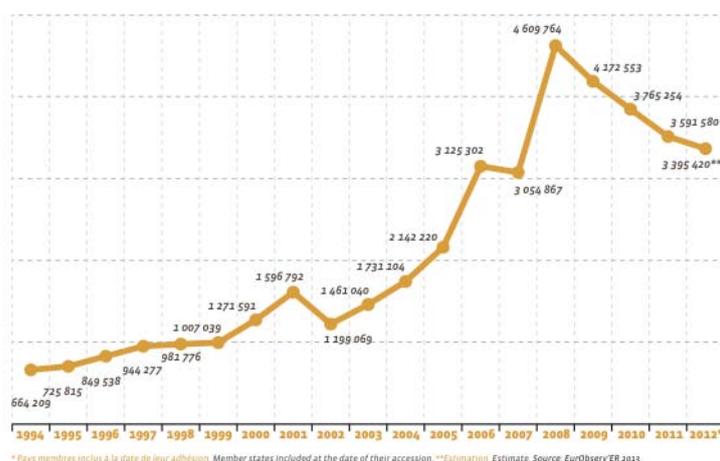


FIGURE 1.26 – Évolution annuelle de la surface installée de capteurs solaires thermiques dans l'Union Européenne (pays membres inclus à la date de leur adhésion) [49]

Depuis le début du XXI<sup>e</sup> siècle, l'électricité d'origine photovoltaïque est en pleine expansion (fig. 1.27 page suivante). Pour preuve, d'après [47], la puissance mondiale cumulée est passée de 1,4 GWc en 2000 à 102 GWc en 2012. L'Europe est leader avec une puissance installée en 2012 de plus de 70 GWc. En second rang arrive la Chine (8,3 GWc), les États-Unis puis le Japon. Au sein des pays du vieux continent, c'est l'Allemagne en 2012 qui a raccordé la plus grosse puissance au réseau (7,6 GWc), suivie par l'Italie (3,4 GWc) et la France (1,1 GWc). En France, durant la période de ce projet (2010-2013), les tarifs d'achat de l'électricité ont particulièrement fluctué : passant de près de 0,6 € en 2010 à un arrêt en 2011 puis un nouveau tarif de 0,3 € en 2012 pour le même type d'installation. L'histoire de l'électricité photovoltaïque s'écrit au gré des rumeurs et nombreux arrêts, voir le détail des tarifs figure 2.6 page 55.

Les installations de concentration solaire en France restent quant à elles anecdotiques : four solaire d'Odeillo (recherche), centrale à tour Thémis (recherche), prototype CLFR de la Seyne-Sur-Mer (CNIM) et future centrale Corse en linéaire de Fresnel *Alba-Nova 1* dont le permis de construire a été accordé au Français *Solar Euromed*. Plusieurs prototypes sont en essai sur les sites d'Odeillo, de Thémis et de Cadarache.

En Europe, la puissance héliothermodynamique installée est passée de 10 MWe en 2007 à près de 2000 MWe en mai 2013. L'Espagne est le principal, si ce n'est unique contributeur, avec 99,5 % de la puissance installée [85].

Dans le monde, le rapport [104] présentait pour 2009 une photographie du solaire à concentration. Les pays intéressés, avec une ressource solaire conséquente, sont le nord de l'Afrique (Maroc, Algérie, Egypte), l'Afrique du Sud, la Turquie, la Jordanie, les Emirats arabes unis, l'Iran, Israël, la Chine [12]<sup>17</sup>, l'Inde, les États-Unis. Les pays acteurs sur le marché sont l'Allemagne, Israël, l'Espagne, la France, les États-Unis, l'Australie [113].

17. La Chine a débuté son programme solaire en 2001. Leur première centrale à tour est opérationnelle depuis fin novembre 2012. De conception 100 % chinoise, elle produit 1,5 MW. L'objectif est l'installation de 1 à 3 GW de puissance d'ici 2015...

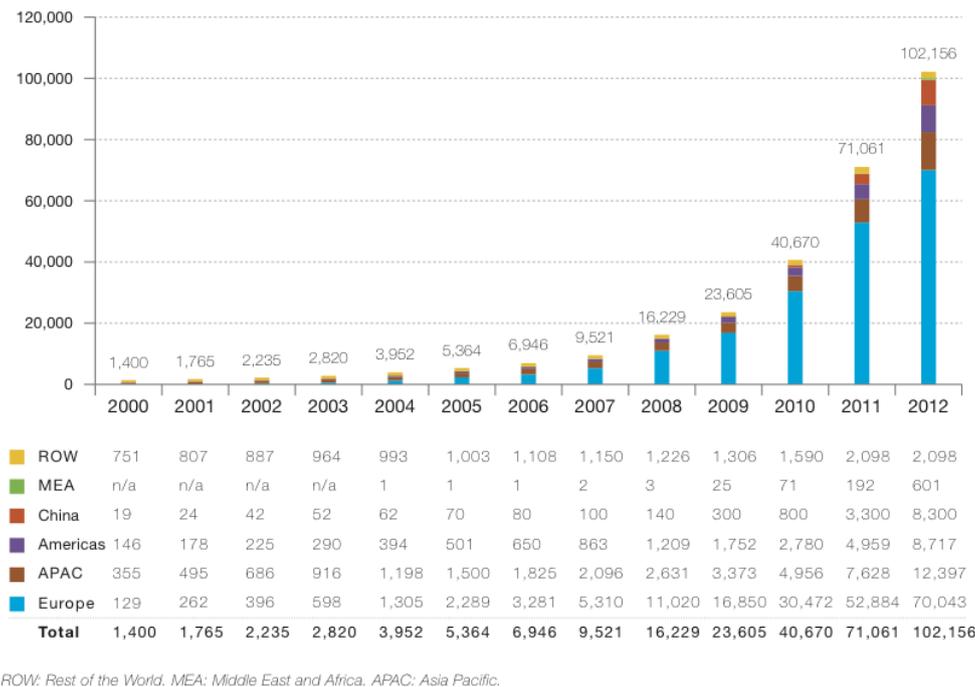


FIGURE 1.27 – Évolution de la puissance photovoltaïque installée cumulée entre 2000 et 2012 dans le monde [47]

En Europe, le projet de recherche SFERA (solar facilities for the european research area) est financé par l'Union Européenne. Il regroupe les centres de recherche français PROMES-CNRS, espagnol PSA-CIEMAT, italien SOLTERM-ENEA, suisse PSI, israélien SRFU-WIS et allemand DLR. Ce projet a pour objectif de créer une base de connaissance commune et de permettre l'échange entre les différents laboratoires. L'institut national de l'énergie solaire INES, est aussi un acteur majeur de la recherche solaire en France.

Par ailleurs, plusieurs projets de recherche et développement sur la production d'énergie solaire, de petite puissance, sont actuellement en cours en France. Ces projets à vocation industrielle regroupent un ensemble de sociétés, start-up et laboratoires. Voici quelques exemples ci-dessous.

Initié fin 2007 par Capénergies, le projet PREMIO pour *production répartie, EnR et MDE, intégrées et optimisées*, regroupe Cristopia, CyxPlus, Giordanno Industrie, EDF, ERDF, SAED (Sophia-Antipolis Energie Développement), Transénergie, Verdesis et Watteco (filiale de Schneider Electric). L'idée est de réaliser et tester en région PACA un pilotage dynamique de l'offre et de la demande en électricité. En partenariat avec Armines et le laboratoire CEP de l'école des mines de Paris, SAED installe une petite centrale solaire thermodynamique à partir de capteurs plans sous vide. Les capteurs solaires chauffent le fluide du circuit primaire. La chaleur est stockée ou passe dans un évaporateur. Le fluide secondaire est celui du cycle thermodynamique basse température (60 à 130 °C) qui produit ainsi du courant. La source froide vient condenser le fluide secondaire. Un apport thermique complémentaire ou de substitution est envisageable.

En avril 2010, le projet MiCST pour *microcentrale solaire* voit le jour. Il regroupe Barriquand Technologies Thermiques, Cedrat Technologie, Défi Systèmes, Exosun (financé par EDF Energie Nouvelle et Capenergie<sup>18</sup>), G2ELab (laboratoire de génie électrique de Grenoble), INES (institut national de l'énergie solaire), LEME (laboratoire énergétique mécanique électromagnétisme à Paris-Ouest), Mecachrome France, SAED, Schneider Electric, Stiral, LEMTA (laboratoire d'énergétique et de mécanique théorique et appliquée de Nancy). Le projet est de fournir une centrale solaire couplée à une machine thermodynamique et un alternateur de 10 kW pour les sites non raccordés au réseau électrique.

Le projet MicroSol est soutenu depuis novembre 2011 par l'Ademe et les investissements d'avenir. Les partenaires sont Exoes, Exosun, l'Ines, le LEME, SAED, Schneider Electric, Stiral et TMW. Le projet a pour objectif de commercialiser des micro-centrales solaires pour l'électrification rurale. La solution devrait fournir un village en eau propre, électricité et chaleur 24h/24. La technologie du cylindro-parabolique a été retenue pour ce projet. Le domaine de température serait supérieur à 200 °C.. C'est la société Exoes (capitaux d'Exoson et d'Amoès) qui est en charge de développer le moteur Rankine. Un brevet pour leur technologie S.H.A.P.E. a été déposé. Entouré de nombreuses entités (CEA Liten, Danielson, Leptiab, Leroy Somer, Ökofen), le système en cours de développement devrait permettre à partir d'une source moyenne ou haute température de produire 15 kWth et 3 kWe Le développement initial a été effectué avec Ökofen (entreprise spécialisée dans le chauffage à granulés) pour le couplage avec leurs chaudières bois.

La CNIM et ses partenaires (Armines, Bertin Technologies et Transvalor) bénéficient d'un « investissement d'avenir » financé par l'Ademe pour le projet eCare. Une centrale thermodynamique constituée d'une installation à miroirs de Fresnel à eau pressurisée et d'un cycle ORC avec stockage sont les caractéristiques du démonstrateur accepté depuis avril 2012. En France également et pour cette même technologie, nous pouvons citer Solar Euromed qui développe le projet LFR 500 et Areva le projet Stars. Les deux sont subventionnés par l'Ademe à hauteur de 2,9 M€ et 6,7 M€.

**CONCLUSION** – Le « solaire » photovoltaïque et thermique à basse température est en fort développement commercial depuis le début des années 2000. Par contre, l'utilisation de l'énergie solaire à concentration est encore en développement. Celle-ci, cylindro-parabolique principalement, voit ses débuts commerciaux pour des centrales de grande taille (Espagne, Etats-Unis, Moyen-Orient, Afrique du Nord). Pour l'instant, il n'existe pas véritablement de procédé solaire à concentration de petite taille, capable de répondre aux besoins énergétiques des bâtiments résidentiels (chapitre suivant). La problématique de la microgénération solaire sera abordée au chapitre 3 page 61.

---

18. Ne pas confondre Capenergies : pole de compétitivité en région PACA, et Capenergie : FCPR (fond commun de placement à risque) du Crédit Agricole Private Equity.



# Chapitre 2

## Ressource solaire, habitat et besoins énergétiques

### Sommaire

---

<b>2.1 Cas de la France</b> . . . . .	<b>47</b>
2.1.1 Climat - Ensoleillement . . . . .	48
2.1.2 Population . . . . .	49
2.1.3 Habitat et toitures . . . . .	49
2.1.4 Parc résidentiel, et énergie dans et pour l'habitat . . . . .	50
2.1.5 Textes réglementaires . . . . .	53
<b>2.2 Afrique de l'Ouest : exemple du Bénin</b> . . . . .	<b>55</b>
2.2.1 Climat et ensoleillement . . . . .	55
2.2.2 Croissance démographique . . . . .	56
2.2.3 Consommation énergétique et électrification . . . . .	56
2.2.4 Habitat rural et urbain du Bénin . . . . .	58

---

Ce chapitre, découpé en deux sections, s'intéresse dans la première à la situation française (France métropolitaine) et dans la seconde à celle de l'Afrique de l'Ouest (pays subsahariens). Nous traiterons rapidement du climat, de la population et de l'habitat pour chacun. Ces deux pays aux différences considérables, se révèlent être deux marchés potentiels, de systèmes de cogénération solaires à faible puissance.

### 2.1 Cas de la France

La France continentale s'étend des Pyrénées-Orientales au Nord sur près de 9° de latitude (entre 42,33°N et 51,07°N) et du Finistère jusqu'au Bas-Rhin sur plus de 13° de longitude (entre 4,80°O et 8,23°E). D'une superficie de 551 500 km<sup>2</sup> en forme d'hexagone, les distances d'est en ouest et du sud au nord sont d'environ 1 000 km. La France est irriguée par cinq grands fleuves (Rhin, Loire, Rhône, Seine et Garonne). Le relief varie entre grandes plaines, régions vallonnées et massifs montagneux (point culminant à 4 810 m).

### 2.1.1 Climat - Ensoleillement

La France métropolitaine est située dans la zone tempérée, mais bénéficie de climats variés suivant les régions. Ils se succèdent d’hyper-océanique en Bretagne à océanique puis méditerranéen en se déplaçant vers la Corse. Les chaînes et massifs montagneux subissent un climat montagnard. Les saisons sont marquées avec des hivers froids (exemple : moyenne négative en Lorraine et Alsace) mais relativement doux sur les côtes. Sur l’ensemble du territoire, l’été est chaud avec des températures moyennes de 20 °C. Les précipitations sont abondantes toute l’année dans l’ouest de la France, mais inégalement réparties. Elles diminuent vers l’intérieur, mais augmentent avec l’altitude. Dans le sud, elles sont surtout fréquentes sous forme d’averses en automne et au printemps. Les moyennes annuelles sont d’environ 600 mm à Paris ou à Marseille et de 800 mm à Lyon.

En France, l’énergie globale reçue sur un plan horizontal s’élève à environ 1 280 kWh/m<sup>2</sup>/an. La figure 2.1 nous indique les variations pour la France métropolitaine, de 1 000 à plus de 1 600 kWh/m<sup>2</sup>/an entre le Nord et le bassin méditerranéen. La position du Soleil (hauteur et azimuth) au cours de l’année (date et heure) se représente sur un diagramme solaire (coordonnées cartésiennes ou polaires). En figure 6.6 page 115, le diagramme solaire de la ville de Castres (France) est proposé en coordonnées polaires, à comparer avec celui de Cotonou (Bénin)...

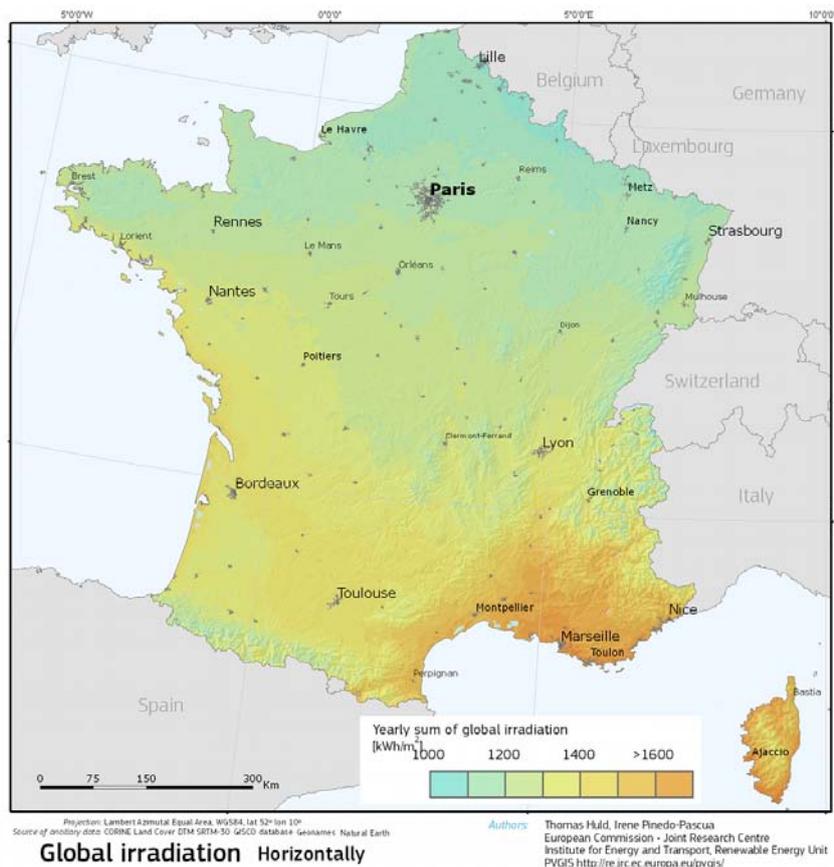


FIGURE 2.1 – Energie solaire globale horizontale reçue pendant une année en France ; moyenne sur la période de 1998 à 2011

## 2.1.2 Population

D'après la figure 2.2, depuis le début des années 1980, où l'on comptait environ 55 millions d'habitants, la population française augmente régulièrement. D'après l'Insee [66], au 1<sup>er</sup> janvier 2012, 65,35 millions d'habitants résident en France, dont 63,46 millions en France métropolitaine et 1,89 million dans les départements d'outre-mer hors Mayotte. La population s'accroît en 2011 au même rythme que ces dernières années (+ 0,5 %).

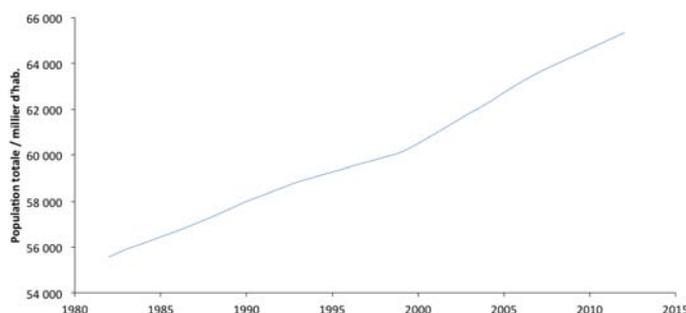


FIGURE 2.2 – Population française totale de 1982 à nos jours

## 2.1.3 Habitat et toitures

Chaque région met en exergue un type particulier de construction. L'adaptation de l'homme à son climat nous fait découvrir une multitude de types de toitures et de constructions verticales. Il en ressort de manière générale plusieurs règles communes à l'ensemble du territoire, et applicables aussi bien aux logements collectifs qu'aux maisons individuelles.

- L'habitat se fait dans des bâtiments couverts et entièrement clos. Ils permettent de se protéger en été de la chaleur et en hiver de la rigueur du froid.
- Traditionnellement, ils sont équipés d'un système de chauffage central (chaudière gaz, fioul, solaire direct, biomasse) ou d'appareils individuels (radiateur électrique).
- L'eau chaude sanitaire ECS est produite soit avec l'équipement installé pour le chauffage central, soit par un cumulus et parfois par des capteurs solaires thermiques.

La toiture assure les fonctions suivantes [106] :

- étanchéité à l'eau et à l'air (particulièrement sur les toitures plates qui ont une faible inclinaison et sont associées à une rétention d'eau)
- isolations thermique et acoustique suivant les réglementations,
- protection de l'intérieur contre les intrusions,
- expression de l'architecture du bâtiment,
- stabilité vis-à-vis des forces et charges appliquées (vent, neige, grêle).

La couverture du toit est réalisée de petits éléments discontinus (ardoises, tuiles, etc.), de grands éléments discontinus (plaques métalliques, fibro-ciment, etc.), de grands éléments portés ou autoportés (par ex. bac acier) ou de membranes textiles. Les toits

plats correspondent à des pentes comprises entre 2 et 12°. Les autres toits sont dits « à pente ».

D'après la documentation technique de [31], traitant de la pente des toitures en tuiles françaises, celle-ci dépend de plusieurs paramètres. Suivant le type de tuile (canal, plate ou à emboîtement) et sa dimension (petit ou grand moule<sup>1</sup>), la localisation (côte, montagne, arrière-pays et altitude) du bâtiment, et son exposition au vent, des pentes minimales sont attribuées. Nous pouvons prendre l'exemple d'une habitation située à Castres (France), équipée de tuiles à emboîtement petit moule, la pente minimale est de 26,5°.

En ce qui concerne les autres parties du bâti, Salem dans [106] a traité avec beaucoup de détails les multiples solutions pour intégrer des capteurs solaires dans un bâtiment. En cas de nécessité, nous pourrions donc dans un premier temps nous en remettre à ce document.

Enfin, d'après une étude Ipsos/Le Moniteur [42] sur « la performance des bâtiments » réalisée auprès des maîtres d'œuvre et maîtres d'ouvrage, le premier point à améliorer en termes de performance économique est le niveau de consommation d'énergie. En termes de performance technique et environnementale, c'est l'utilisation des énergies renouvelables qui arrive largement en tête chez les maîtres d'ouvrage, et en première place, un peu avant la conception bioclimatique pour les maîtres d'œuvre.

### 2.1.4 Parc résidentiel, et énergie dans et pour l'habitat

En 2011 [1], le parc résidentiel français comptait 33,3 millions de logements dont 56,3 % de maisons individuelles et 84 % de résidences principales. La consommation d'énergie finale de l'ensemble du secteur résidentiel (résidences principales et secondaires, habitat individuel et collectif) était de 491 TWh<sub>EF</sub>. La consommation d'énergie finale en France s'élevant à 167,6 Mtep en 2011, le secteur du bâtiment (résidentiel-tertiaire) constituait 44,3 % dont 29,6 % pour le résidentiel, les transports 31,9 %, l'industrie 20,9 % et l'agriculture 2,8 %. [61]

Les logements bâtis avant 1975, et donc avant la première réglementation thermique, demeurent largement majoritaires dans la composition du parc de résidences principales : 52 % en maisons individuelles, 69 % en appartements et 55 % tous types confondus. Ces logements anciens comptent pour 64 % de la consommation d'énergie (chauffage) du parc de résidences principales (fig. 2.3 page suivante). En énergie primaire, la consommation des résidences principales en 2011 était d'environ 281 kWh<sub>EP</sub>/m<sup>2</sup>/an. [25].

La répartition moyenne de la consommation d'énergie finale (475 TWh<sub>EF</sub>) par usage des résidences principales est de 67,8 % pour le chauffage, 10,3 % pour l'eau chaude sanitaire, 5,9 % pour la cuisson et 16 % pour les usages spécifiques, qui chaque année continuent leur progression. L'électricité pour usage spécifique (éclairage, hi-fi, bureautique, électroménager) correspond donc à un ratio de 30 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/an. Notons que d'après [55], la consommation d'électricité pour l'éclairage est de l'ordre de 11,5 TWh<sub>e</sub>/an, ce qui correspond au ratio d'environ 4,5 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/an. Celle des auxiliaires (pompes et ventilateurs) et aussi estimée à 5 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/an [21].

---

1. Le nombre de tuiles est supérieur à 15/m<sup>2</sup> pour la tuile petit moule, et inférieur à 15 pour la tuile grand moule.

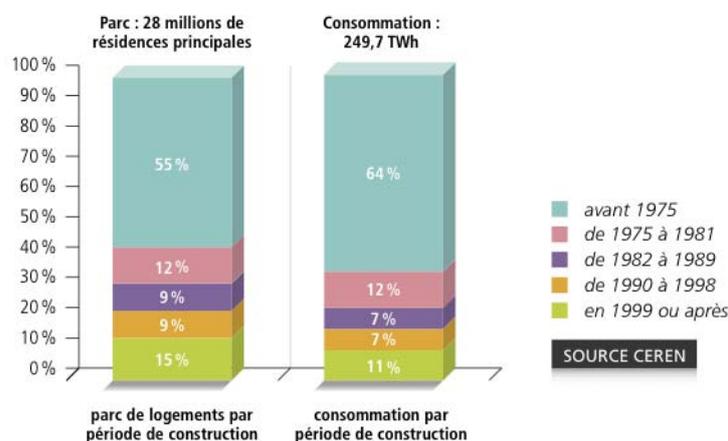


FIGURE 2.3 – Parts de la consommation de chauffage à climat normal dans les résidences principales par période de construction [1]

Le taux de construction neuve, qui est le nombre de bâtiments neufs rapporté au nombre de bâtiments existants est d'environ 1,1 %/an avec en moyenne 397 000 chantiers de logement neufs entre 2003 et 2012 [37]. Enfin, toujours en 2011, en ce qui concerne la rénovation, 287 000 ménages (hausse de 13 % par rapport à 2010) ont entrepris des travaux de rénovation de leurs toitures. La même année, 261 000 logements ont fait l'objet de travaux sur leurs façades. Pour ce qui est du système de chauffage, 812 000 logements ont fait l'objet d'une rénovation. [1] Ces travaux peuvent être l'occasion d'intégrer un procédé de microgénération solaire.

**Énergie : tarif et distribution** La majeure partie du territoire français est alimentée par le réseau très dense de distribution électrique. Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, ERDF (électricité réseau distribution France) est en charge de 95 % du territoire français continental avec 1,3 million de kilomètres de lignes. Dans une moindre mesure, le réseau de gaz naturel est aussi particulièrement étendu. GrDF (gaz réseau distribution France) est en charge depuis 2008 de plus de 200 000 km de canalisations. Les autres vecteurs énergétiques bénéficient également d'un maillage dense : carburant, fioul, gaz en bouteille...

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, date d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz naturel, les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie. Pour l'électricité<sup>2</sup>, le particulier peut choisir entre une offre aux tarifs réglementés de vente, ou une offre de marché. C'est le même principe pour la fourniture de gaz. Les deux acteurs historiques EDF et GDF Suez, et les vingt-deux entreprises locales de distribution (ELD) sont autorisés à vendre au tarif réglementé par la CRE (commission de régulation de l'énergie) [36]. Toutefois, d'autres fournisseurs proposent également des offres de marché.

2. Depuis la loi NOME (nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010, tous les fournisseurs alternatifs devraient pouvoir accéder à la production d'électricité nucléaire.

Les tarifs réglementés pour les particuliers (puissance < 36 kVA) correspondent aux tarifs *bleus*. Il est possible de souscrire à l'option heure creuse. Dans ce cas, l'électricité consommée entre 22 h et 6 h est à un tarif plus avantageux que le tarif *base*. Le reste de la journée, il est un peu plus élevé.

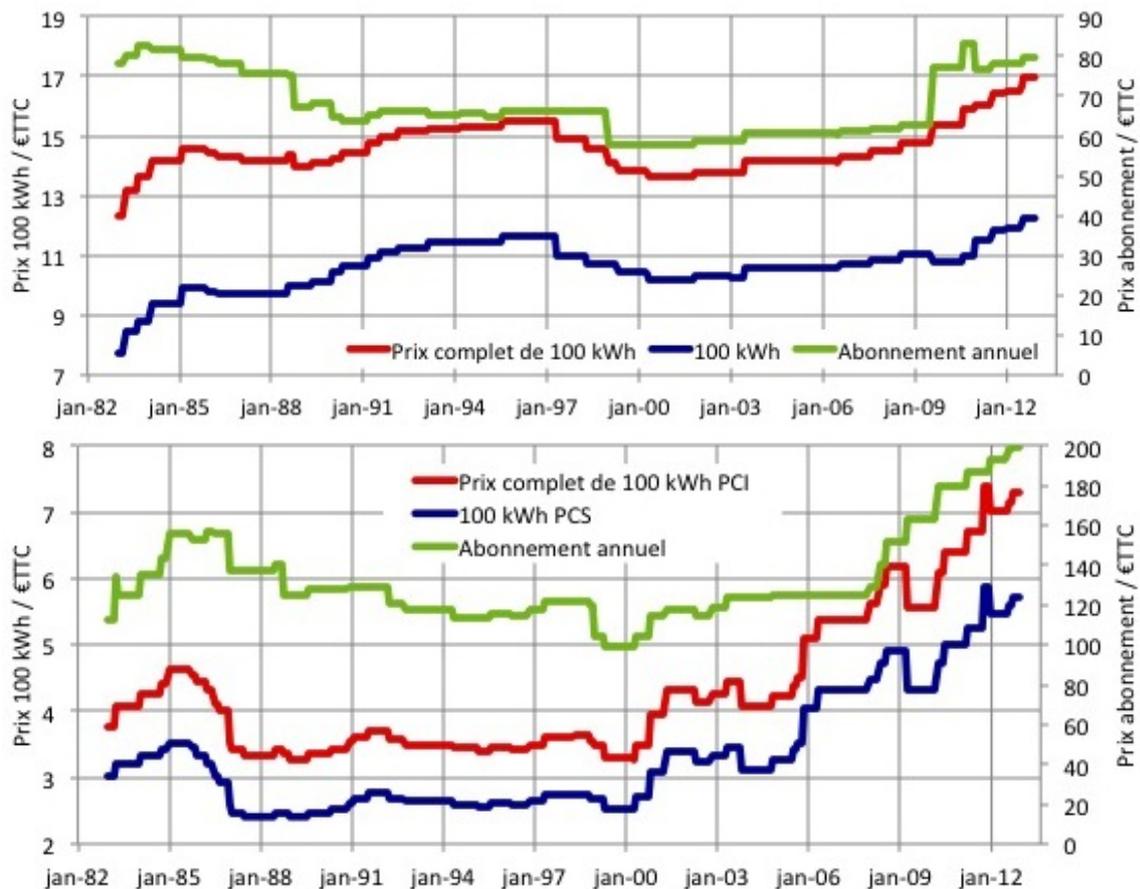


FIGURE 2.4 – Évolution des prix de l'électricité et du gaz pour un particulier depuis 1983 [111]. Tarif réglementé *bleu* d'EdF pour une puissance souscrite de 6 kVA et une consommation annuelle de 1 700 kWh/an<sup>5</sup> (en haut). Tarif réglementé *B1* de GDF Suez pour une consommation annuelle de 23,26 MWh PCS<sup>6</sup> (en bas), 1 kWh PCS  $\approx$  0,9 kWh PCI. Les prix correspondent à ceux de la région parisienne en € constant. [111]

En ce qui concerne le gaz, les tarifs en distribution publique qui concernent l'habitat sont définis suivant la consommation annuelle. Ainsi pour de la cuisson uniquement, c'est le tarif *base* qui est adapté. En rajoutant la production d'eau chaude sanitaire, tarif *BO*, puis le chauffage tarif *B1*. Les chaufferies (résidentiel collectif) sont facturées ensuite aux tarifs *B2I*, *B2S* et *TEL* [35].

De 2007 à 2010, le prix de 100 kWh PCI de bois en vrac a oscillé autour de 4,65 €. Depuis, il a augmenté pour atteindre environ 5,25 €/100 kWh. L'énergie du bois semble donc moins chère que celle du gaz. Attention toutefois, l'ensemble de ces prix ne peuvent pas être directement comparés. Le rendement de production et de diffusion augmente indirectement le prix de l'énergie.

### 2.1.5 Textes réglementaires

**Classification énergétique des bâtiments** Le diagnostic de performance énergétique (DPE) est l'outil d'évaluation réglementaire. Il renseigne sur la performance énergétique d'un logement ou d'un bâtiment, en évaluant sa consommation d'énergie primaire, et son impact en termes d'émission de gaz à effet de serre. Les étiquettes *énergie* et *climat* indiquent ces deux niveaux de performance, figure 2.5. Le contenu et les modalités d'établissement du DPE sont réglementés [33]. Le DPE est valable 10 ans. En 2011, 80 % des ménages interrogés considèrent le DPE comme un critère important dans l'hypothèse de la location ou de la vente d'un logement [1].

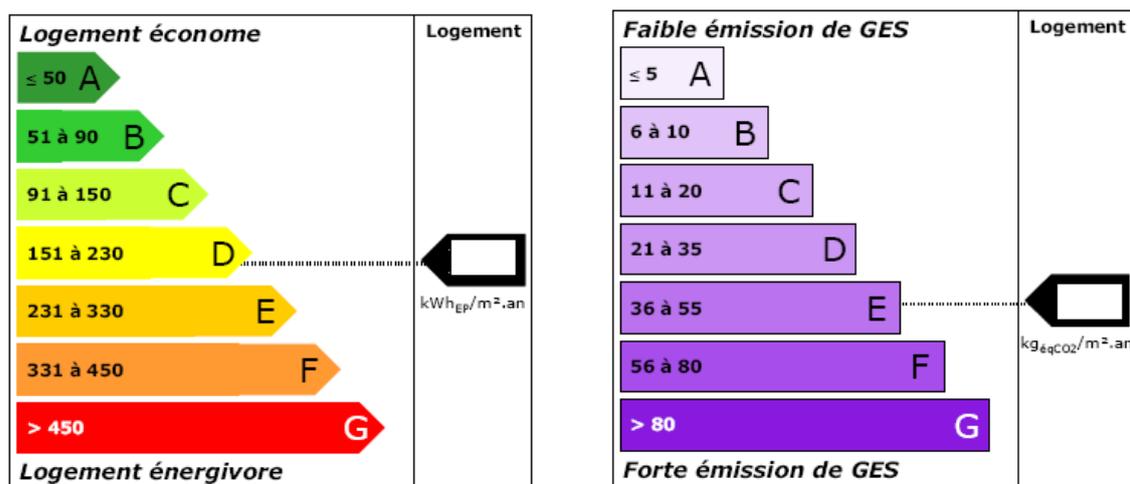


FIGURE 2.5 – Les consommations annuelles d'énergie finale pour toutes les énergies sont ramenées à deux indicateurs : la consommation d'énergie (exprimée en énergie primaire kWh<sub>EP</sub>/m<sup>2</sup>/an) et les émissions de gaz à effet de serre (exprimées en kg<sub>éqCO2</sub>/m<sup>2</sup>/an). Ces deux valeurs se retrouvent sur ces deux étiquettes énergétiques

**Réglementation thermique des bâtiments** Depuis la première réglementation thermique datant de 1974, avec application en 1975, les consommations maximales d'énergie et le champ d'application ont évolué (RT 1988, RT 2000, RT 2005). La RT 1974 ne s'appliquait qu'aux bâtiments neufs d'habitation, la réglementation thermique s'attaque désormais à presque tous les types de bâtiments, et aussi au domaine de la rénovation.

La RT 2012 est appliquée depuis le 28 octobre 2011 pour les bâtiments publics d'enseignement, d'accueil de la petite enfance et les bâtiments tertiaires, elle est généralisée le 1<sup>er</sup> janvier 2013 aux bâtiments résidentiels. La RT 2012 oblige les habitations neuves à consommer au maximum 50 kWh<sub>EP</sub>/m<sup>2</sup>/an. Cette valeur est à moduler notamment en fonction de la zone géographique et de l'altitude du bâtiment [90]. Cette consommation maximale définit également le bâtiment basse consommation (BBC). La réglementation impose aussi d'autres contraintes :

- La perméabilité à l'air du bâtiment doit être inférieure à 0,6 m<sup>3</sup>/h/m<sup>2</sup> (test d'infiltrométrie obligatoire lorsque le bâtiment est terminé).

- La surface de baie vitrée doit être égale au minimum à 1/6 de la surface des parois extérieures. La surface de baie vitrée doit être orientée le plus possible au sud et le moins possible (voire pas du tout) au nord.
- Une maison individuelle doit posséder une énergie renouvelable pour la production d'eau chaude sanitaire ou de chauffage.

Avec la RT 2020, il est prévu que les bâtiments neufs devront être à énergie positive. Ceci signifie qu'ils ne seront pas forcément autonomes en permanence, mais leur production annuelle d'énergie sera supérieure à leur consommation.

**Tarif d'achat de l'électricité « solaire »** En France, la loi du 10 février 2000 instaure l'obligation d'achat, par EDF, de l'électricité produite par *des installations utilisant l'énergie radiative du Soleil*. L'arrêté du 13 mars 2002 [87] fixe les conditions d'achat (contrat de 20 ans, puissance éligible de 5 kWc et 15,25 c€/kWh pour les logements individuels, plafond d'heures à 1200 h). Depuis l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 [88], une prime d'intégration au bâti<sup>7</sup> est instaurée, et le plafond d'heure est relevé à 1500 h. L'achat se fait maintenant à 30 c€/kWh, la prime à ajouter s'élève à 25 c€/kWh. La combinaison du tarif d'achat très avantageux (jusqu'à 60,176 c€/kWh avec les revalorisations annuelles), et les prix du matériel ayant subi une forte baisse, le nombre de projets s'emballe en 2009. Pour éviter « une bulle spéculative », le nouvel arrêté tarifaire du 12 janvier 2010 [89] intègre désormais l'exploitation de systèmes photovoltaïques installés sur tracker (le plafond d'heures passe à 2200 h dans ce cas). Un nouvelle prime pour « l'intégration simplifiée » est mise en place. Onze autres textes réglementaires se succèdent pendant l'année 2010, laissant courir les rumeurs, incompréhensions et le désintéressement de la filière auprès du public. Le décret du 9 décembre 2010 [92] instaure un « moratoire » ou suspension provisoire de l'obligation d'achat. Enfin, depuis le dernier arrêté tarifaire du 4 mars 2011 [93], de nouvelles conditions d'achat ont été publiées (notamment puissance éligible jusqu'à 9 kWc pour le résidentiel et tarif dégressif chaque trimestre). Les deux arrêtés du 7 janvier 2013 [95, 87] viennent le modifier et compléter. Le tarif d'achat en juin 2013 est de 30,77 c€/kWh pour une installation intégrée au bâti inférieure à 9 kWc, et de 16,81 c€/kW pour une intégration simplifiée au bâti inférieure à 36 kWc. [65]

**Crédit d'impôt** En ce qui concerne les crédits d'impôt, actuellement l'ensemble de la fourniture de matériel pour une installation photovoltaïque bénéficie d'un crédit d'impôt de 11 %. Pour les installations solaires thermiques, le crédit d'impôt s'élève à 32 % des dépenses d'équipements de fourniture d'eau chaude sanitaire, et à 40 % si cet investissement est réalisé dans le cadre d'un bouquet de travaux. [63]

---

7. Annexe de l'arrêté du 10 juillet 2006 : Ils [les tarifs] peuvent inclure une prime à l'intégration au bâti appelée I, applicable lorsque les équipements de production d'électricité photovoltaïques assurent également une fonction technique ou architecturale essentielle à l'acte de construction. Ces équipements doivent appartenir à la liste exhaustive suivante :

- toitures, ardoises ou tuiles conçues industriellement avec ou sans supports ;
- brise-soleil ;
- allèges ;
- verrière sans protection arrière ;
- garde-corps de fenêtre, de balcon ou de terrasse ;
- bardages, mur rideau.

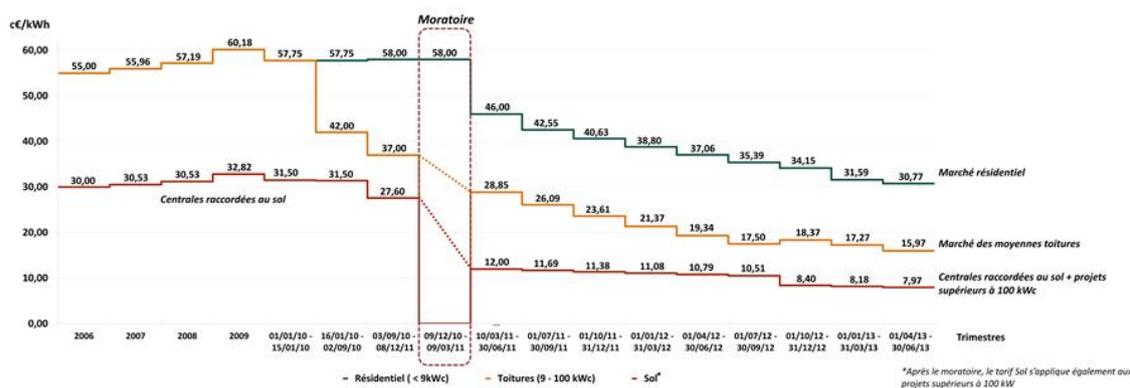


FIGURE 2.6 – Evolution des tarifs d'achat d'électricité solaire photovoltaïque pour la France continentale [34]

## 2.2 Afrique de l'Ouest : exemple du Bénin

L'Afrique de l'Ouest est la partie occidentale de l'Afrique sub-saharienne. Celle-ci correspond aux territoires situés au Sud de la ceinture sahélienne (transition entre les domaines saharien au Nord et soudanien au Sud). Nous nous intéresserons ici plus particulièrement à la république du Bénin.

Le Bénin s'étend de l'océan Atlantique (sud), au Burkina Faso et au fleuve Niger (nord), qui marque la frontière avec la république du Niger. Le Bénin est donc situé dans la zone tropicale, entre l'équateur et le tropique du Cancer (de  $6,50^{\circ}\text{N}$  à  $12,50^{\circ}\text{N}$ ). D'est en ouest, il est limité par le Togo et le Nigeria (de  $0,76^{\circ}\text{E}$  à  $3,83^{\circ}\text{E}$ ). D'une superficie de  $114\,800\text{ km}^2$ ,  $700\text{ km}$  environ séparent la côte océanique des rives du Niger. La largeur du pays varie de  $125\text{ km}$  à  $325\text{ km}$ .

### 2.2.1 Climat et ensoleillement

Deux principaux climats règnent au Bénin. Un climat soudanien au nord (saison des pluies de juin à septembre puis saison sèche) et un climat subéquatorial au sud, rythmé par deux périodes sèches (juillet/septembre et novembre/mars, et deux périodes pluvieuses avril/juillet et septembre/octobre).

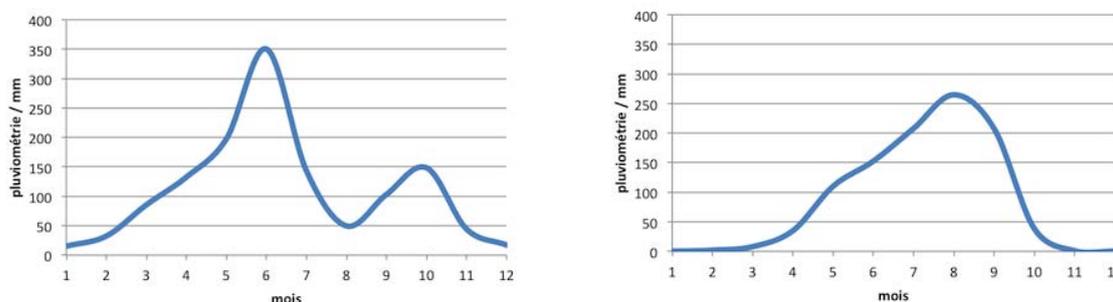


FIGURE 2.7 – Pluviométrie moyenne mensuelle (1953-2009) des villes de Cotonou (gauche), et Kandi (droite), située au nord du pays.

La pluviométrie, caractéristique des deux climats, est représentée sur la figure 2.7 page précédente. Malgré l’alternance des saisons, la température à Cotonou, capitale économique du Bénin située sur l’océan Atlantique, reste constante toute l’année (entre 28 et 32 °C en moyenne mensuelle).

En ce qui concerne l’ensoleillement au Bénin (fig. 2.8), l’irradiance globale horizontale varie entre 1700 et 2300 kWh/m<sup>2</sup>/an en partant de l’océan vers l’intérieur des terres. Dans la région, au Niger l’irradiance globale horizontale peut dépasser les 2500 kWh/m<sup>2</sup>/an, au Burkina Faso, elle varie entre 2100 et 2300 kWh/m<sup>2</sup>/an.

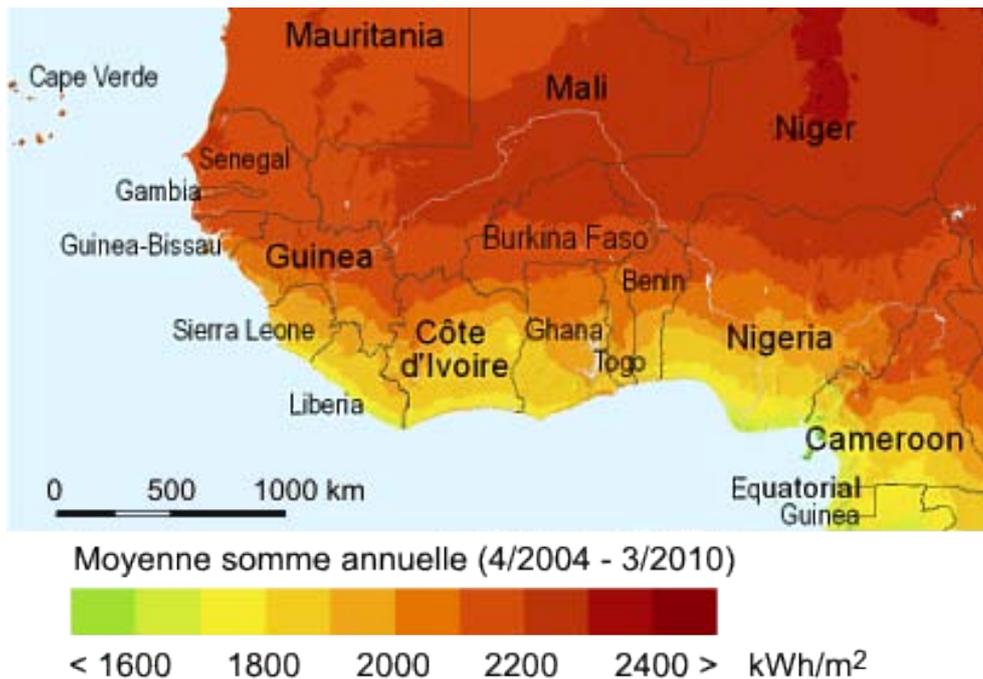


FIGURE 2.8 – Irradiance solaire globale horizontale en Afrique de l’Ouest [112]

### 2.2.2 Croissance démographique

Un ménage est constitué en moyenne de 5,6 personnes. D’après [8, 62], la population béninoise a augmenté de 9 % en quatre ans (2006-2009). Compte tenu d’une croissance démographique élevée, l’urbanisation demeure une préoccupation majeure. En effet, la population urbaine était de 32 % en 2002, elle a franchi 42 % en 2012 (fig. 2.9 page suivante).

### 2.2.3 Consommation énergétique et électrification

D’après la figure 2.10 page ci-contre, durant la même période (2006-2009), la consommation énergétique a de son côté augmenté de 19,3 %. La consommation spécifique reste toutefois très faible, de l’ordre de 0,4 tep/hab. et notamment une consommation d’électricité basse 92 kWh/hab/an en 2010. En considérant un foyer de six personnes, la consommation journalière d’électricité est de l’ordre de 1,5 kWh/j/foyer. En ce qui concerne ses besoins en produits pétroliers, la totalité est importée.

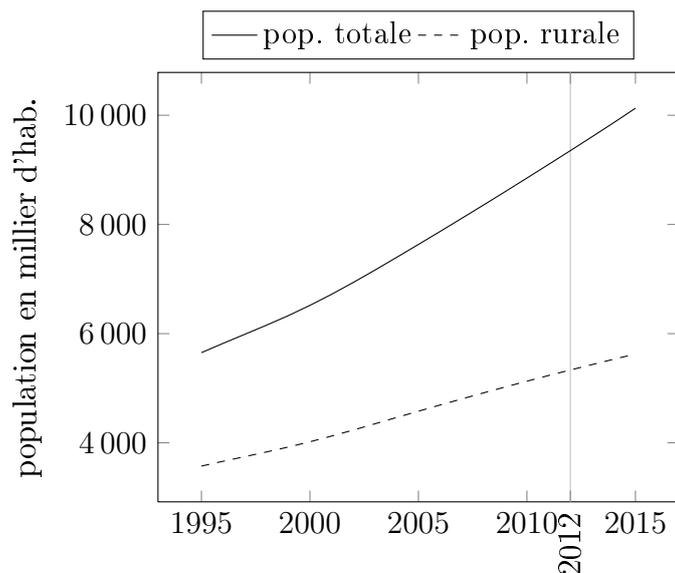


FIGURE 2.9 – Population du Bénin (estimation et projection) [54]

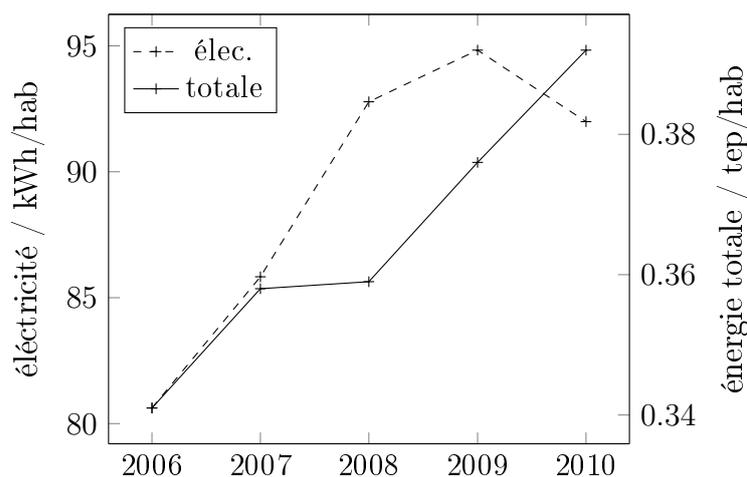


FIGURE 2.10 – Consommations spécifiques d'énergie (totale et électricité) entre 2006 et 2010 au Bénin [62]

L'électrification rurale comme dans beaucoup de pays de l'Afrique sub-saharienne est très faible. En 2010, 27 % de la population nationale avait accès à l'électricité. La disparité est cependant élevée avec un taux d'électrification atteignant 53 % en ville et 3,53 % seulement pour les populations rurales.

Le Bénin, depuis la déclaration du millénaire, signée en septembre 2000, s'est engagé comme beaucoup de pays en Afrique, à mettre en œuvre une politique conforme aux Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD) [62]. L'amélioration des services énergétiques, bien que jamais directement citée comme objectif, est nécessaire :

- l'énergie (moderne) pour la cuisson,
- l'électricité pour l'éclairage, les TIC et les appareils utilisés dans les activités

- domestiques et commerciales, et pour les services sociaux de base,
- l'énergie mécanique pour faire fonctionner les équipements agricoles et le traitement des produits alimentaires, le pompage de l'eau de surface...

Enfin, le Bénin est particulièrement soumis à la surexploitation des ressources forestières et au faible déploiement des formes d'énergies renouvelables autres que le charbon de bois et le bois de feu. En 2010, la biomasse-énergie représentait 77,5 % de la consommation finale totale d'énergie dans le secteur des ménages. Le reste se répartissait entre le pétrole lampant (20,3 %), l'électricité (1,8 %) et le gaz butane (0,4 %) [62].

## 2.2.4 Habitat rural et urbain du Bénin

A notre connaissance, il n'existe pas de réglementation thermique concernant la construction des bâtiments. De plus, l'achat d'électricité d'origine photovoltaïque n'est pas obligatoire comme en France !

Suivant s'il est situé en zone rurale ou en zone urbaine, l'habitat est très différent : figures 2.11 et 2.12 page ci-contre. En 2003, plus de 1,2 million de constructions ont été recensés dont 255 000 cases et 880 000 maisons en bande ou isolées. 14 % des cases possèdent une pièce, 43 % deux pièces, 27 % trois pièces.



FIGURE 2.11 – Habitat classique de Cotonou

Les toitures sont construites en tôle (70 %) et en paille (22 %, plus de la moitié est utilisée pour couvrir les cases). Les autres types de couvertures des habitations sont en tuiles, dalle, terre et bambou. En ce qui concerne la nature des murs, ils sont en terre (54 %) et en brique (31 %).

**CONCLUSION** – Une maison individuelle neuve de 130 m<sup>2</sup> en France, aura des besoins :

- de chaleur (chauffage et ECS) de l'ordre de 40 kWh<sub>EP</sub>/m<sup>2</sup>/an, soit 5 200 kWh<sub>EP</sub>/an.
- pour la cuisson de près de 11 kWh<sub>EP</sub>/m<sup>2</sup>/an, soit 1 430 kWh<sub>EP</sub>/an.
- d'électricité de l'ordre de 30 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/an, soit 3 900 kWh<sub>e</sub>/an.



FIGURE 2.12 – Village typique du Bénin, 50 % de la population vit en zone rurale

L'enveloppe d'un bâtiment (toiture et façade) représente plusieurs dizaines de mètres carrés. L'ensoleillement en France étant partout supérieur à  $1000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ , l'utilisation de la ressource solaire semble tout à fait envisageable (avec l'aide du stockage) pour subvenir en grande partie aux besoins d'un bâtiment à partir de l'énergie solaire.

Au Bénin, les conditions de vie des ménages sont telles que l'énergie est surtout utilisée pour l'éclairage et la cuisson des aliments. En revanche, au sein d'un village, des besoins en eau chaude sont nécessaires à l'amélioration de l'hygiène et de la santé (nettoyage, stérilisation) et aux petites productions agroalimentaires : lait, confiture, conserves... La ressource solaire est très présente au Bénin. Il est donc parfaitement possible de couvrir les besoins énergétiques d'une petite communauté rurale par des technologies solaires.



# Chapitre 3

## Technologies de microgénération

### Sommaire

---

<b>3.1</b>	<b>Génération directe d'électricité</b>	<b>63</b>
3.1.1	Les piles à combustibles	63
3.1.2	Juxtaposition solaire thermique (eau chaude) et photovoltaïque	63
3.1.3	Capteurs solaires hybrides	63
<b>3.2</b>	<b>Génération d'énergie mécanique</b>	<b>64</b>
3.2.1	Moteur à combustion interne	64
3.2.2	Moteur à combustion externe	64
3.2.3	Les turbines à gaz	65
3.2.4	Les turbines à vapeur	65
3.2.5	Autres organes de détente	65
<b>3.3</b>	<b>Le froid solaire</b>	<b>66</b>
<b>3.4</b>	<b>Micro-concentration solaire</b>	<b>67</b>

---

La cogénération se définit de manière générale comme la production simultanée de deux formes d'énergie : électricité, chaleur, froid, travail. Classiquement, on attribue la cogénération à la production du couple énergétique électricité/chaleur. La littérature anglo-saxonne utilise également l'abréviation CHP pour *combined heat and power*. Dans ce cas, la définition du terme cogénération est explicite. Les puissances engagées sont variables, allant de la centaine de watts à plusieurs centaines de mégawatts. Au vu de nos besoins énergétiques en France et en Afrique sub-saharienne, il serait intéressant d'utiliser une solution de micro-cogénération solaire.

Un des meilleurs exemples de système de cogénération produit à des millions d'exemplaires est le véhicule à moteur. Une voiture par exemple produit travail et électricité simultanément. Lorsque le chauffage est utilisé, elle devient un système de trigénération (chaleur, travail, électricité). Le moteur produit, par combustion, de l'énergie mécanique – propulsion du véhicule – et, en entraînant l'alternateur, génère de l'électricité – éclairage, ventilation, alimentation autoradio et électronique.

Par analogie, la micro-cogénération est une solution de cogénération qui produit au maximum 36 kVA [20]. L'électricité produite est soit autoconsommée, soit vendue totalement ou partiellement, et donc injectée sur le réseau électrique local ou global.

Lorsqu'une source de cogénération est présente, elle permet de rendre un site autonome énergétiquement, ou au moins secouru en délestant une partie du réseau local.

Dans le cas de sites isolés, la cogénération évite le recours à l'électrification classique par le réseau national. Si on imagine un territoire entier, à l'échelle d'une région ou d'un pays, n'ayant recours qu'à des systèmes de cogénération locaux, c'est toute l'organisation politique et économique qui doit se réorganiser. Lorsque les énergies renouvelables locales sont utilisées pour mettre en œuvre ces systèmes de cogénération, le territoire devient alors énergétiquement indépendant. Il n'est plus nécessaire d'importer d'énergies fossiles. Il n'est aussi plus nécessaire de relier chaque réseau local ou *smart-grid* entre eux. Ce modèle énergétique est à comparer à notre système actuel basé sur un maillage national de centrales électriques de très grandes puissances ( $\geq 300$  MWe). Elles nécessitent un investissement initial très important et offrent des risques d'exploitation élevés : comment fournir la puissance si la centrale est en maintenance ? ou subit un incident/accident ?

D'après le club cogénération de l'ATEE (association technique énergie environnement) [20], environ 125 installations de micro-cogénération seront réalisées au cours de cette année. Leurs prévisions sont ensuite de 570 nouvelles microcogénérations pour 2014 et plus de 2 700 en 2015. D'après ces projections, la puissance installée cumulée en 2018 atteindrait 106 MWe. La source d'énergie primaire peut être d'origine fossile (gaz, pétrole) ou renouvelable (soleil, biomasse, géothermie...).

	MCI	Stirling	Rankine	PAC
Maturité	++++	+++	++	-
Puissance électrique	1 kW à 36 kVA	1-5 kW	3-50 kW	1-200 kW
Rendement global (PCI)	75 à 90%	>105%	100%	85-90%
Ratio E/C	1/3 ou 1/2	1/8 à 1/5	1/10 à 1/8	1/2 à 3
Forces/Faiblesses	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bon marché (produit auto-dérivé).</li> <li>Non instantané.</li> <li>Plus de maintenance que les moteurs à combustion externe.</li> </ul>	S'intègre très bien dans une chaudière. Compact. Rendement sur PCI élevé. Maintenance réduite. Faible puissance.	Bonne polyvalence combustible. Large gamme de puissances. Coût des machines actuellement élevé (bien que les moteurs Rankine soient en théorie moins coûteux que les Stirling. Rendement légèrement plus faible que ceux du Stirling (12%)	Ratio E/C intéressant. Silencieux. Durée de vie limitée.
Constructeurs micro-cogénérateurs gaz	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sénertec (D)</li> <li>Ecogen (SP) (7,5 à 237 kW)</li> <li>CogenCo (B) (30 à 250 kW)</li> <li>Viessmann (D) (18 à 400 kW)</li> <li>Honda (JPN)</li> <li>Yanmar (JPN) (5-25 kW)</li> <li>...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Remeha - De Dietrich (D) (1 kWe/28 kWth) - 2011</li> <li>Baxi (F) (Chappée, Ideal Standard) (1 kWe/27 kWth) - 2011/2012</li> <li>Whispergen (NZ) (1 kWe/14 kWth) - 2011</li> <li>Vaillant (D) (1 kWe/28 kWth) - 2011/2012</li> <li>MTS (D) (1 kWe/28(D) kWth) - 2011/2012</li> <li>Viessman(D) (1 kWe/24 kWth) - 2011/2012</li> <li>Buderus (D) (1 kWe/24 kWth) - 2012</li> </ul>		
Constructeurs micro-cogénérations bois (pellets)		<ul style="list-style-type: none"> <li>Summachine (D) (3 kWe)</li> <li>Mawera (AUT) (35kW)</li> <li>Stirling Power (AUT) (1 KWe/15 kWth)</li> <li>Hoval (D) 1 kWe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exoès (F) (1-50 kWe)</li> <li>ÖkoFEN (D) (1 kWe)</li> </ul>	
Prix estimatifs (valeur 2010) en €/kW	• 2000-3000	• 5000-10000	• 5000-15000	• 3000-10000
Coût de maintenance en c€/kWh	• 0,8-2	• 0,35-1,7	• Non connu	• 0,2-0,4

TABLE 3.1 – Produits de micro-cogénération disponibles en 2012 [20]

En théorie, le rendement de production d'une cogénération est meilleur que celui d'une centrale électrique classique puisque chaleur et électricité sont consommées. Cependant, ceci reste vrai uniquement si la charge demandée correspond au ratio  $\frac{E_c}{E_{th}}$ . Dans le cas où la demande de chaleur n'est pas assez importante par exemple, il faut soit :

- stocker la chaleur,

- réduire la production d'électricité et ajuster le fonctionnement à la demande de chaleur.

La monographie de Boudellal [15] s'intéresse principalement à la micro-cogénération. Elle rassemble les différentes technologies et fabricants. Il est aujourd'hui possible d'imaginer une mini-centrale électrique chez soi ou pour un magasin, hôtel, bureau ou PME... quelques solutions existent, mais sont peu connues du public.

Les sources d'énergie primaire sont multiples (gaz naturel, pétrole, bois, biomasse, solaire). Le tableau 3.1 page précédente donne un exemple de fabricants et des puissances mises en jeu. Le paragraphe suivant développe rapidement les technologies actuellement utilisables. Le dernier paragraphe décrit succinctement les méthodes de fabrication de froid solaire.

La production de chaleur et le dessalement entrent aussi dans le cadre de la cogénération. Bien qu'en limite du domaine énergétique, le dessalement d'eau de mer à partir de chaleur solaire est étudié avec intérêt. Cette technologie ayant très peu de rapport avec les travaux réalisés lors de cette thèse, nous ne traitons pas ce sujet (voir le rapport détaillé [2]).

## 3.1 Génération directe d'électricité

### 3.1.1 Les piles à combustibles

La pile à combustible (PAC), objet de recherches, de perspectives et d'attentes est aujourd'hui un produit commercialisé en petite série. La PAC (à ne pas confondre avec la pompe à chaleur) transforme un combustible (les plus commercialisées fonctionnent au dihydrogène et au méthanol) en chaleur et en électricité directement, sans passer par l'énergie mécanique [41]. Cette technologie n'utilise pas l'énergie solaire.

### 3.1.2 Juxtaposition solaire thermique (eau chaude) et photovoltaïque

Une façon de produire à partir de la même source d'énergie et simultanément de l'électricité et de la chaleur est le juxtaposition du solaire photovoltaïque avec le solaire thermique (température  $\leq 80$  °C). Dans ce cas, une partie de l'électricité auto-produite est utilisée pour l'alimentation de la pompe et de la régulation, permettant d'acheminer les calories des capteurs thermiques vers le stockage d'eau chaude sanitaire ou un plancher chauffant. Le reste est soit auto-consommé pour les besoins spécifiques, soit injecté au réseau. Sauf présence d'un stockage électrochimique (coût élevé), cette solution ne permet pas de produire de l'électricité lorsque le Soleil n'est pas présent.

### 3.1.3 Capteurs solaires hybrides

Un capteur solaire hybride<sup>1</sup> comprend au sein du même dispositif une production d'électricité et de chaleur. Le plus intuitif est celui d'un panneau photovoltaïque clas-

---

1. Ne pas confondre un capteur *hybride* qui produit chaleur et électricité au sein du même dispositif, et *l'hybridation* du solaire avec une autre source d'énergie (gaz, biomasse...). Dans le cas de l'hybridation, le solaire peut être la source principale de production, ou une source de préchauffage ou simplement un appoint d'énergie.

sique refroidi par l'arrière avec un fluide caloporteur. La limite de ce système est le ratio  $\frac{E_e}{E_{th}}$ . La température dépasse rarement 65 °C. Soit l'eau refroidit le panneau à basse température, dans ce cas le rendement du photovoltaïque est optimisé (grande puissance thermique retirée mais température basse), et le circulateur consomme plus d'électricité. Soit c'est la température de sortie d'eau qui est prioritaire, auquel cas le panneau reste relativement chaud (peu de gain de rendement photovoltaïque). Dans ce dernier cas, le circulateur consomme moins d'électricité.

D'autres capteurs hybrides existent. [109] propose d'allier la puissance d'un concentrateur cylindro-parabolique à la technologie photovoltaïque. L'utilisation d'un filtre permet de séparer les longueurs d'onde nécessaires à l'effet photovoltaïque – visible et proche infrarouge (380 à 1 100 nm) – des longueurs d'onde *thermiques*. Les résultats de simulations basés sur le tracé de rayons sont les suivants :

- réduction de 20,7 % de la chaleur sur la cellule,
- récupération de 10,5 % de l'énergie solaire incidente par le récepteur.

Pour qu'un capteur hybride soit performant (production d'électricité et de chaleur à moyenne température), les cellules photovoltaïques doivent être peu sensibles à la température et résister à une irradiance élevée (cas de la concentration solaire).

## 3.2 Génération d'énergie mécanique

Dans cette section, nous décrivons les technologies qui transforment la chaleur en mouvement. L'énergie mécanique, via une génératrice accouplée à l'arbre moteur, produit ensuite directement de l'électricité. C'est le principe de toute centrale thermique avec pour base un cycle thermodynamique ouvert ou fermé. Les trois grandes catégories sont les moteurs à combustion externe, les moteurs à combustion interne et les organes déprimogènes. Le principe de fonctionnement est basé sur les trois étapes de compression, chauffage et détente.

### 3.2.1 Moteur à combustion interne

Le moteur à combustion interne (MCI) est le moteur des groupes électrogènes et ceux de nos véhicules. Il est devenu un objet du quotidien auquel on n'attache peu ou plus d'attention dans la vie courante. C'est un produit mature qui permet un excellent stockage d'énergie (réservoir d'essence...) mais n'utilise pas d'énergie renouvelable. Les techniques de l'ingénieur [39] passent en revue les moteurs à combustion interne non conventionnels et qui rejoignent parfois le paragraphe ci-après traitant des autres organes de détente.

### 3.2.2 Moteur à combustion externe

D'après [3], les moteurs à combustion externe sont des moteurs alternatifs à enceintes de compression et de détente distinctes. L'apport de chaleur est externe, le fluide de travail est monophasique gazeux. Ils se séparent entre la famille « Ericsson » et la famille « Stirling ». Les cylindres des premiers sont pourvus de soupapes ou de clapets, dans les seconds, il n'y a aucun organe de fermeture du circuit gazeux. Plusieurs fabricants de micro-cogénérateurs (Whispergen, Viessmann...) utilisent un moteur Stirling

pour la production d'énergie mécanique. Les moteurs Ericsson sont encore en développement [3]. Ces moteurs sont une possibilité de cogénération solaire de faible puissance. Or pour l'instant la technologie demeure relativement chère, de 5000 à 10 000 €/kWe. Plusieurs acteurs académiques et industriels travaillent au développement des moteurs à combustion externe.

### 3.2.3 Les turbines à gaz

Le principe de fonctionnement d'une turbine à gaz consiste à combiner les trois étapes de compression, combustion et détente du gaz et des gaz brûlés en ligne. Le compresseur est donc monté en série sur l'arbre de la turbine. On parle également de turbocompresseur. L'énergie solaire (pré-chauffage voire chauffage d'air comprimé) est utilisée dans cette application pour des puissances supérieures à celles de la microcogénération.

### 3.2.4 Les turbines à vapeur

Les cycles thermodynamiques utilisant la vapeur d'eau comme vecteur de production sont utilisés dans la majorité des centrales électrique thermiques (nucléaire, à charbon, solaire thermodynamique...). Pour utiliser de l'énergie à moyenne ou basse température, l'eau est remplacée par un fluide organique. Sa température d'ébullition est moins élevée. On parle alors de cycle organique de Rankine (voir le chapitre 9 page 157).

### 3.2.5 Autres organes de détente

Le marché, en pleine évolution, propose différentes technologies. Sans être exhaustif, nous traiterons rapidement des produits qui nous semblent intéressants avec applications à nos travaux. Tout d'abord la technologie scroll, habituellement utilisée comme compresseur dans les groupes frigorifiques peut être inversée. Le scroll est alors utilisé comme une turbine à vapeur pour détendre un fluide organique et produire de l'énergie mécanique [72]. Cette machine est adaptée à une utilisation dans un cycle ORC de petite puissance. Cependant, pour garantir la bonne étanchéité des spirales en rotation, l'usinage est très complexe et donc coûteux. La lubrification est aussi un problème majeur.

Nous pouvons citer d'autres machines exotiques, ayant pour fonction la détente d'un fluide et son utilisation dans un cycle thermodynamique : le moteur Wankel, la turbine Tesla, la Quasiturbine...

La turbine Tesla consiste simplement à injecter un fluide sous pression à la périphérie d'un rotor constitué de disques parallèles et de le laisser s'échapper par le centre. Le rotor, par frottement du fluide à la surface des disques est entraîné en rotation et développe ainsi de l'énergie mécanique. La technologie, bien que peu étudiée et non développée commercialement, semble un bon compromis performance / coût / simplicité / maintenance. La technologie est libre d'exploitation puisque l'invention a été brevetée en 1913 par Nikola Tesla [119]. Pour ces raisons, nous avons donc travaillé à l'étude et au développement de cette machine.

### 3.3 Le froid solaire

Nous avons l'habitude de nous réchauffer au soleil, or, il est possible par les lois de la thermodynamique de se refroidir au soleil... ou plutôt grâce au Soleil. A partir de nos latitudes et encore plus en se rapprochant de l'équateur, la ressource d'énergie solaire et les besoins en climatisation sont en adéquation. La demande de froid est proportionnelle à la température extérieure et donc souvent à l'ensoleillement ! Le froid solaire se décompose en deux branches électrique et thermique, figure 3.1. Un système de microcogénération solaire (chaleur et électricité) peut, pour certaines applications, être transformé en système de trigénération en incluant la production de froid.

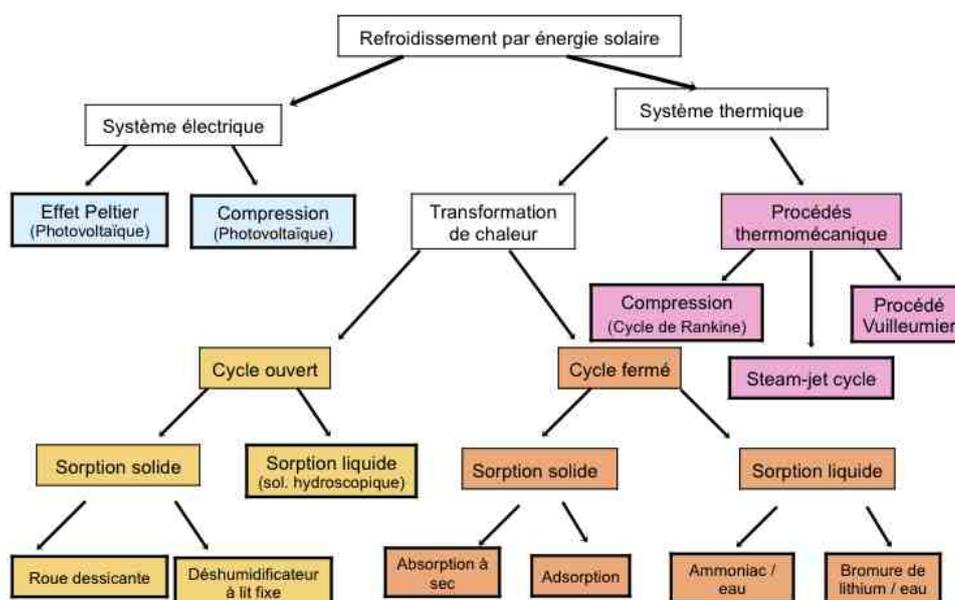


FIGURE 3.1 – Les principaux procédés de froid solaire

La branche *électrique* est la production d'électricité par effet photovoltaïque. Un compresseur mécanique classique fournit ensuite le froid. Une technologie de niche est l'utilisation de modules Peltier qui fait appel à l'effet du même nom. Il y a création d'une très petite force électromotrice lorsque certains matériaux sont en contact l'un de l'autre et placés dans une ambiance chaude.

La seconde branche est la branche *thermique*. D'un côté, nous avons les procédés thermomécaniques avec le cycle de Rankine/compression<sup>2</sup>, le moteur Stirling/Vuilleumier<sup>3</sup> ou encore à l'état de recherche, le steam-jet cycle<sup>4</sup> [43].

Le système le plus classique, et le plus mature est le système de réfrigération à absorption. Le fonctionnement reprend en grande partie celui du cycle frigorifique classique : compresseur, évaporateur, détendeur, condenseur. Cependant, le compresseur

2. Utilisation du cycle de Rankine pour de la compression.

3. Utilisation de deux moteurs Stirling en série : le premier avec une source chaude (Soleil par exemple) et une source froide (air ambiant) produit de l'énergie mécanique qui entraîne le second moteur Stirling « inversé » pour produire du froid

4. L'eau est utilisée comme fluide frigorigène. La propulsion d'un jet de vapeur très rapide provoque un vide important dans l'évaporateur. L'eau bout alors à basse température et dans un même temps compresse rapidement la vapeur au dessus du niveau de pression du condenseur.

est remplacé par un ensemble bouilleur-pompe-absorbeur (et éventuellement un économiseur). Le fluide frigorigène est lui aussi substitué par un couple réfrigérant-absorbant. Les deux couples classiques sont ammoniac-eau et bromure de lithium-eau. L'eau est dans le premier cas l'absorbant, et le réfrigérant dans le second.

**Principe de fonctionnement du couple  $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$**  voir figure 3.2. La vapeur d'ammoniac à basse pression en sortie d'évaporateur est absorbée par l'eau dans l'absorbeur. Cette réaction exothermique nécessite l'évacuation de la chaleur produite. La solution est envoyée par la pompe au bouilleur (haute pression). C'est ici qu'intervient l'énergie solaire. La chaleur apportée, appauvrit la solution en ammoniac qui part au condenseur du circuit classique. L'eau retourne à l'absorbeur et le cycle est bouclé. La présence de l'économiseur permet de préchauffer la solution enrichie avec le retour d'eau.

Pour une bonne utilisation du couple  $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ , la température proposée est de l'ordre de 120 à 130 °C. Les capteurs plans actuels ne sont pas étudiés pour fournir des températures constantes aussi élevées. Ainsi, le couple  $\text{LiBr-H}_2\text{O}$  est le plus approprié pour l'utilisation de la chaleur solaire. Les inconvénients à cette solution sont le coût élevé du bromure de lithium, l'apparition de glace dans le cas d'une basse température ( $< 4$  °C) à l'évaporateur. L'accroissement de la température du bouilleur augmente le COP.

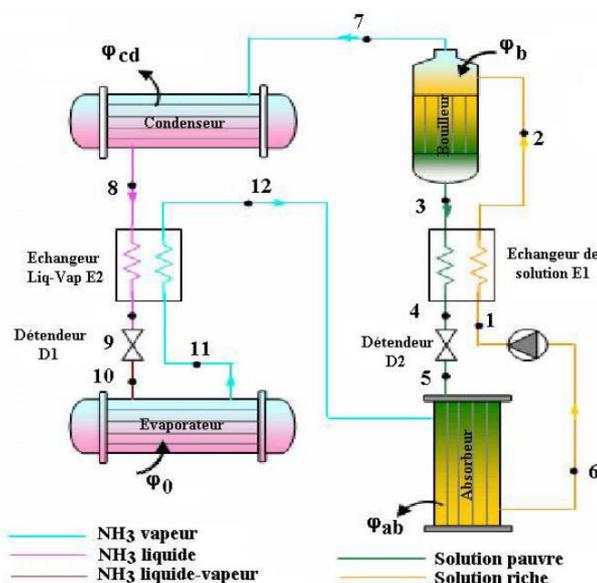


FIGURE 3.2 – Schéma de principe d'un système de réfrigération à absorption

### 3.4 Micro-concentration solaire

La micro-concentration solaire produit de la chaleur, ou de l'électricité (photovoltaïque) et de la chaleur. Dans le premier cas, si la température est suffisamment élevée pour l'utiliser dans un cycle thermodynamique, alors leur couplage permet de

faire de la micro-cogénération solaire (voir la figure 3.3 pour l'intégration de la micro-cogénération solaire à un foyer).

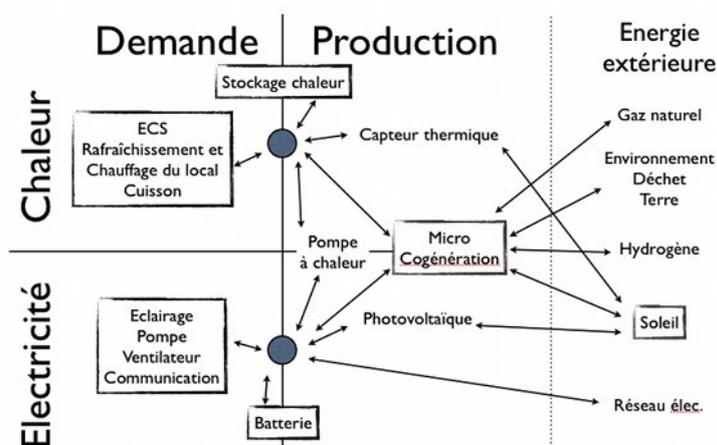


FIGURE 3.3 – Flux d'énergie, entre production et consommation d'électricité et de chaleur, au sein d'un foyer équipé d'un système de micro-cogénération

Certains acteurs du marché se penchent donc sur la fourniture de systèmes à concentration de petite puissance. La micro-concentration solaire ne correspond donc pas à un petit coefficient de concentration, mais bien à de petites, voire très petites puissances (de 100 We à 50 kWe).

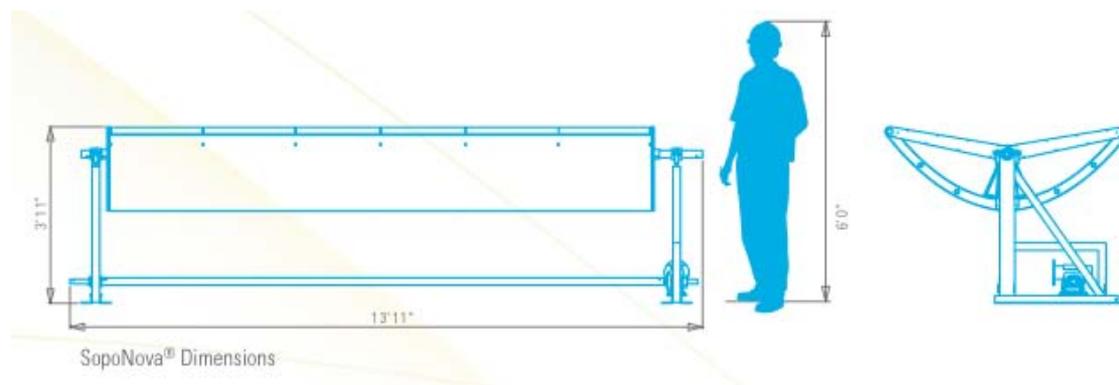
Malgré cela, il va souvent de pair que lorsque la puissance fournie par ces systèmes est faible, les températures sont elles aussi moins élevées. Les produits présentés par la suite sont destinés soit à une utilisation résidentielle, soit à des sites isolés, soit à des tailles correspondantes à un quartier, une industrie... La liste suivante est loin d'être exhaustive et regroupe surtout des produits commercialisés. Le document de synthèse de SolarPaces [122] donne d'autres exemples de projets aboutis ou non dans le monde entier.

Pour la géométrie cylindro-parabolique, nous pouvons citer l'Hawaïen *Sopogy* qui utilise un miroir de 1,65 m de largeur, pour une surface nette d'ouverture de 5,2 m<sup>2</sup>. Ce matériel est destiné à être installé au sol ou sur une toiture terrasse. Le suivi se fait sur un axe. Les modules en série ressemblent aux installations de grande dimension.

Le slovène *Sončna* commercialise son système breveté de collecteur cylindro-parabolique individuel avec suivi sur deux axes. Sa particularité est d'utiliser une partie du diffus en introduisant des récepteurs à basse température entre le foyer et le sommet de la parabole.

*Cogenra Solar* utilise la géométrie d'un demi cylindro-parabolique et segmente le miroir en plusieurs lamelles rectangulaires. Le rayonnement est concentré sur un récepteur photovoltaïque hybride, qui en face arrière récupère la chaleur avec un fluide caloporteur. Le concentrateur ouvre sur 1,5 m de largeur. Les modules de 2,7 m peuvent être raccordés en série.

La technologie du Suédois *Solarus* permet soit de produire de la chaleur, soit d'utiliser un récepteur hybride PV/chaleur. Le concentrateur est une hybridation d'un CPC, plusieurs petits miroirs sont disposés les uns à côtés des autres. L'ensemble statique est protégé dans un caisson couvert par une vitre. L'installation peut se faire sur un toit ou

FIGURE 3.4 – Le module SopoNova de *SopoGy*

au sol. Les dimensions proches d'un panneau plan classique permettent une véritable intégration sur un bâtiment.

Sans l'utilisation de la concentration, le français *SAED* proposait des capteurs à tubes sous vide améliorés au niveau du calloduc (brevet) pour produire de la chaleur jusqu'à 120 °C. Le système entier était conçu pour des puissances supérieures à 500 kWth (échelle du réseau de chaleur).

Avec son système, l'allemand *Itcollect* permet l'installation de cylindro-parabolique sur les toitures. Les miroirs peuvent aussi être installés en façade. Un module solaire mesure 50 x 200 cm. Le système d'entraînement a été breveté. La chaleur produite peut atteindre une température de 200 °C.

Un autre Suédois *Absolicon* commercialise des concentrateurs cylindro-paraboliques. Leur géométrie s'utilise pour la production de chaleur, ou d'électricité et de chaleur (récepteur hybride PV/thermique). La particularité est que les miroirs sont recouverts par un vitrage.

FIGURE 3.5 – *Absolicon*

La technologie du linéaire de Fresnel a elle aussi été miniaturisée pour être incluse dans l'équivalent d'un gros panneau solaire classique adapté à l'habitat. C'est la société américaine *Chromasun* qui installe désormais ses produits, atteignant un coefficient de concentration de 20 et une température maximale de fluide en sortie de 200 °C. Les dimensions sont toutefois conséquentes : 3,4 m x 1,2 m avec une épaisseur de 32 cm.

FIGURE 3.6 – *Chromasun*

L'américain *Infnia* propose des dish-Stirling de 8,5 kWe (PowerDish). La parabole mesure 8,7 m de diamètre et le moteur Stirling est à piston et déplaceur libres (free piston Stirling engine). L'avantage est d'obtenir une étanchéité absolue car il n'y a pas de liaison vers l'extérieur.

En 2009, Petrakis [99] a étudié de très petits concentrateurs cylindro-paraboliques. Les miroirs sont fixes, il n'y a pas de système de suivi. Pour minimiser les pertes par débordement, le récepteur a un grand diamètre (22 mm) et le coefficient de concentration atteint 1,45.

Le center for sustainable energy systems de l'université nationale australienne de Canberra a développé un concentrateur hybride cylindro-parabolique intégré en toiture avec suivi sur deux axes ! Le récepteur est plan avec les cellules tournées vers le miroir. La structure du récepteur sert de radiateur et transfère la chaleur à un tube soudé sur le dessus. L'ensemble est isolé dans un parallélépipède rectangle. L'efficacité thermique est de l'ordre de 50 % à des températures de l'ordre de 50 °C. Le projet CHAPS a ensuite évolué vers un suivi sur un seul axe.

Nous pouvons aussi noter les projets, dont certains « open source », proposés par la société *Solar Fire Concentrators ltd.*, et particulièrement leur concept de concentrateur vertical : une hybridation entre les technologies des miroirs de Fresnel et des centrales à tour. Pour terminer, le réflecteur Scheffler (du nom de son inventeur Wolfgang Scheffler) a initialement été développé pour la cuisson solaire à foyer fixe. La technique est d'utiliser une portion de parabole flexible et excentrée, qui tourne autour d'un axe parallèle à celui de rotation de la Terre, suivant la course du soleil. Au cours des saisons, l'inclinaison de la parabole doit être modifiée. Depuis le premier réflecteur performant de 1986, de nombreux projets existent : stérilisateur, réfrigérateur, stockage de chaleur intégré, boulangerie et même crématorium... [17]

**CONCLUSION** – Plusieurs solutions de microgénération existent, utilisant différentes sources d'énergie. Les systèmes à micro-concentration solaire actuels s'intègrent peu ou pas aux bâtiments résidentiels. Il nous apparaît donc opportun de développer une solution de cogénération solaire appliquée à l'habitat. Il faut pour cela proposer des solutions intégrées, robustes et économiquement viables.

FIGURE 3.7 – *Sončna*FIGURE 3.8 – *Cogenra*FIGURE 3.9 – *Solarus*FIGURE 3.10 – *SAED*, liaison caloduc/tube acierFIGURE 3.11 – *ITcollect*FIGURE 3.12 – *Infinia Corporation*



FIGURE 3.13 – CHAPS (Canberra)

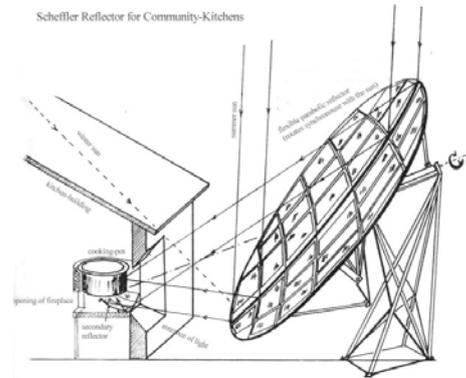


FIGURE 3.14 – Schéma de principe du réflecteur Scheffler à foyer fixe

FIGURE 3.15 – *SolarFire*

## Deuxième partie

# Conception et étude expérimentale d'un « panneau solaire à concentration »



DANS la première partie bibliographique, nous avons étudié successivement les technologies solaires actives, l'habitat et ses besoins énergétiques en France et en Afrique sub-saharienne, et les moyens de produire de l'énergie électrique par cogénération. Dans cette deuxième partie, nous suivons le raisonnement mené pour le développement d'un panneau solaire à concentration. Il doit être de petite puissance et pouvoir être produit dans les ateliers de SIREA ou directement en Afrique.

Tout d'abord, plusieurs prototypes ainsi qu'un banc d'essai ont été réalisés et testés. Ils nous ont permis d'acquérir une expérience dans le domaine, et d'obtenir une solution technologique réalisable. Ensuite, la modélisation des transferts radiatifs solaires à l'intérieur du système a été une source d'amélioration et d'optimisation de l'efficacité du concentrateur.

Le chapitre 4 s'applique à définir les contraintes de notre cahier des charges, ainsi que le dimensionnement possible pour le développement de ce système. Il récapitule les prototypes fabriqués. Le chapitre suivant présente le banc d'essai mobile et expose les tests en situation réelle et leurs résultats. Le chapitre 6 détaille la modélisation des transferts thermiques au sein du système et plus particulièrement des transferts radiatifs avec EDStAR. Enfin, les différentes simulations nécessaires à l'optimisation du panneau sont exposées. La conception d'un pilote est l'aboutissement de ces résultats.



# Chapitre 4

## Contraintes et dimensionnement du concentrateur

### Sommaire

---

<b>4.1</b>	<b>Contraintes de conception</b>	<b>78</b>
<b>4.2</b>	<b>Suivi du Soleil</b>	<b>79</b>
<b>4.3</b>	<b>Utilisation d'un vitrage</b>	<b>82</b>
<b>4.4</b>	<b>Pertes optiques</b>	<b>83</b>
<b>4.5</b>	<b>Pertes thermiques</b>	<b>84</b>
<b>4.6</b>	<b>Pertes géométriques</b>	<b>84</b>
<b>4.7</b>	<b>Dimensionnement du miroir cylindro-parabolique</b>	<b>85</b>
<b>4.8</b>	<b>Dimensionnement du récepteur</b>	<b>87</b>
4.8.1	Premier prototype : récepteur hybride	87
4.8.2	Récepteurs thermiques suivants	89
<b>4.9</b>	<b>Synthèse des prototypes réalisés</b>	<b>91</b>

---

UN rapide historique de l'évolution de ces travaux permettra de comprendre plus précisément le résultat auquel nous aboutissons aujourd'hui. En 2009, à l'origine du projet, dès lors que les panneaux étaient intégrés au bâti, et lorsque le panneau comportait du « photovoltaïque », les tarifs d'achat de l'électricité solaire étaient très avantageux. L'idée initiale était donc de développer un concentrateur solaire hybride de petite puissance (entre 1 et 2 kWth), et intégrable sur un bâtiment. La cogénération solaire aurait été directe : production d'électricité par le photovoltaïque, et de chaleur par un fluide (à moyenne température). L'utilisation de cette chaleur dans le cycle organique de Rankine servait d'appoint électrique et de stockage nocturne.

A partir de l'étude des technologies solaires actives<sup>1</sup>, nous avons écarté les capteurs thermiques plans et à tubes sous vide en raison des températures maximales trop basses. La concentration semblait être le moyen pour parvenir à notre objectif. Le coefficient

---

1. Les technologies solaires actives requièrent un composant « actif » (capteur solaire thermique ou photovoltaïque, concentrateur). Elles sont à mettre en opposition aux technologies solaires passives, toujours à basse température. Celles-ci sont généralement des concepts architecturaux qui permettent d'améliorer climatisation et éclairage des locaux. Le chauffe-eau à thermosiphon qui n'utilise ni pompe, ni régulation se trouve à limite entre actif et passif.

de concentration des systèmes linéïques est largement suffisant pour atteindre les températures souhaitées ( $\simeq 150$  °C). Les systèmes à récepteurs centraux (paraboloïde et centrale à tour) sont donc rapidement écartés. De plus, pour ceux-ci, la contrainte du suivi du Soleil sur deux axes les rend plus complexes, et difficilement miniaturisables.

Nous avons donc procédé à des essais de conception et de fabrication d'un tel capteur (récepteur solaire hybride), voir photo 4.8 page 88. Des difficultés technologiques se sont avérées pour encapsuler les cellules de silicium sur de petites surfaces de récepteur. Un développement est aussi nécessaire pour limiter la surface de grilles collectrices face au rayonnement (perte de rayonnement). Pour parvenir à un résultat satisfaisant (électricité et chaleur), l'interface entre les cellules et le tube doit transmettre la chaleur, tout en restant électriquement isolant. Enfin, le semi-conducteur des cellules photovoltaïques devait être performant aux températures nécessaires pour le cycle thermodynamique ( $\simeq 150$  °C). Or, comme expliqué au § 1.2.1 page 30, la température influence la puissance électrique délivrée. Plus la température augmente, plus le rendement diminue. Pour un coefficient théorique de chute de tension de  $-0,3$  %/°C, et en considérant une température de surface de  $160$  °C<sup>2</sup>, la chute de rendement s'élèverait déjà à  $40,5$  % (hypothèse d'un coefficient constant en fonction de la température).

Pour ce travail de thèse, nous avons donc décidé que le panneau solaire à concentration produira uniquement de la chaleur et qu'elle sera ensuite utilisée dans un ORC pour la production d'électricité. Cependant, cette décision n'exclut pas de continuer, à l'avenir, la recherche à ce sujet, et donc de développer un récepteur hybride, notamment pour des sites en auto-production. Pour des raisons de compacité, nous avons choisi de développer un capteur cylindro-parabolique. Les concentrateurs à miroirs de Fresnel nécessitent un foyer généralement éloigné des miroirs pour limiter les pertes par ombrage [121]. Notre volonté de simplifier le système, nous a conduits à « repartir » des bases de ce type de concentrateur, existant en grandes tailles. La principale difficulté est de réussir à miniaturiser le système, pour l'utiliser dans l'habitat, et donc à de petites puissances.

## 4.1 Contraintes de conception

Le capteur solaire doit pouvoir être installé directement sur un bâtiment. Il peut être fixé en façade ou en toiture (plane ou inclinée), ou bien au sol dans une zone dégagée d'ombrage. Intégré au bâti, il doit lui garantir l'étanchéité. D'un point de vue esthétique, il ne doit pas être perçu comme une « verrue », comme on peut le constater sur la figure 3.13 page 72. Il doit pouvoir être mis en œuvre relativement facilement, c'est-à-dire de manière équivalente aux panneaux solaires déjà existants (thermiques ou photovoltaïques).

La notion de coût est aussi importante, le panneau doit être bon marché. Sa fabrication doit être aisée.

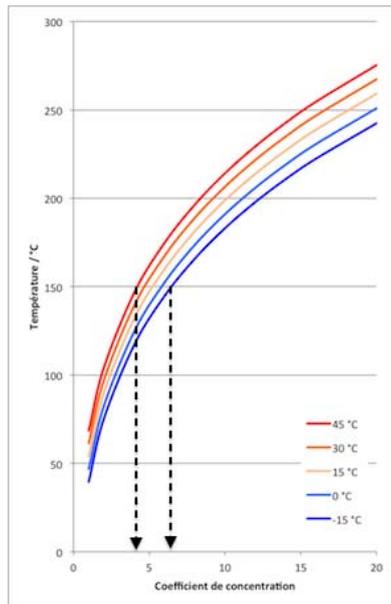
Sa fonction est de produire de la chaleur à environ  $150$  °C avec un rendement thermique supérieur à  $55$  %. Un panneau plan classique produit généralement de la chaleur à  $80$  °C avec un tel rendement. Pour garantir un rendement suffisant, l'augmentation

---

2. Ne pas oublier que les cellules et l'interface doivent résister à des irradiances et températures élevées pendant plusieurs heures.

de température du fluide dans l'installation, doit au moins être de 80 °C. En fonctionnement normal, la température en sortie ne doit pas descendre en dessous de 130 °C.

Pour cela, à l'aide de l'équation (1.12), nous pouvons déterminer le coefficient de concentration suffisant pour fournir une température optimale. Pour un coefficient de concentration donné, la température optimale s'obtient en annulant la dérivée du rendement par rapport à la température du récepteur. Ces résultats sont toutefois à modérer. Grâce aux recherches menées sur les surfaces sélectives des absorbeurs, on peut espérer que le rendement du récepteur soit amélioré par rapport à l'équation (1.10). En revanche, les pertes par conduction et convection ne sont pas intégrées dans ce modèle très simplifié.



$$\frac{d\eta_{idéal}}{dT_{réc}} = 0 \quad (4.1)$$

$$T_{réc}^5 - \frac{3}{4}T_{amb}T_{réc}^4 - \frac{I_{sol}C_gT_{amb}}{4\sigma} = 0 \quad (4.2)$$

FIGURE 4.1 – Exemple de température optimale du récepteur (meilleur rendement) à des températures ambiantes comprises entre -15 et 45 °C, pour des systèmes à faible concentration

Par exemple, d'après la figure 4.1, on peut rapidement définir la température optimale d'un système à concentration. Si le système concentre dix fois, la température optimale varie entre 183 °C et 214 °C suivant la température extérieure, -15 °C à 45 °C respectivement. Pour notre travail, la température optimale souhaitée est de  $\simeq 150$  °C, ce qui, d'après les courbes, correspond à un coefficient de concentration compris entre 4 et 6 suivant la température de l'air.

Dans son travail de thèse [106], Salem développe un outil d'aide à la conception et d'analyse des propositions d'intégration technique et architecturale des composants solaires dans le bâtiment. Le tableau 4.1 page suivante reprend sa grille de critères. Il récapitule à chaque étape de la vie du produit, les contraintes auxquelles il devra répondre. Il est nécessaire de garder en mémoire ces critères pour, tout au long du développement, orienter la conception des prototypes et l'optimisation globale du système.

## 4.2 Suivi du Soleil

Pour s'affranchir d'un dispositif de suivi en boucle fermée (voir § 1.3.3 page 41), nous avons choisi le suivi du Soleil en boucle ouverte : moteur piloté par un automate. Il se décompose en deux parties, l'une d'ordre logiciel (inclus dans l'automate), et l'autre

Fabrication	Choix des mat. premières	disponibilité des matériaux performance des matériaux coût des matériaux impact env. des matériaux
	Procédé constructif	faisabilité technique possibilité d'industrialisation coût de la fabrication impact env. de la fabrication
Mise en œuvre	Procédé d'installation	coût de l'installation facilité d'installation impact env. de l'installation
	Adaptabilité	optimisation du positionnement adéquation en termes d'espace adéquation en termes d'usage installation en réhabilitation adéquation en termes de poids
	Esthétique	visibilité modulation acceptation
Exploitation	Fonctionnement therm.	performance thermique possibilité d'agir sur l'installation optimisation de la configuration limitation des pertes confort thermique coût de l'exploitation impact env. de l'exploitation
	Multifonctionnalité	isolation acoustique isolation thermique fonction structurelle sécurité d'usage
Maintenance	Maintenabilité	limitation des interventions sécurité d'intervention facilité d'intervention
	Fiabilité	simplicité de l'ouvrage résistance de l'ouvrage
	Durabilité	durée de vie
Fin de vie	Déconstruction	coût de la déconstruction impact env. de la déconstruction facilité de déconstruction
	Gestion des déchets	séparabilité des matériaux convertibilité des composants convertibilité de l'emplacement coût du traitement des déchets impact env. des matériaux

TABLE 4.1 – Critères à prendre en compte selon les phases de vie d'un capteur solaire à intégrer dans le bâtiment [106].

d'ordre matériel (moteur et transmission). Pour notre système, la précision nécessaire, c'est-à-dire l'erreur cumulée (logiciel et mécanique) maximale acceptable est de l'ordre de  $\pm 1^\circ$ .

**Aspect logiciel** – Le processeur de l'automate résout les équations astronomiques. Celles-ci offrent la possibilité de calculer la position théorique du Soleil dans le ciel. Les paramètres d'entrée sont :

- la position géographique (latitude, longitude),
- la position initiale du concentrateur dans l'espace (orientation, inclinaison),
- le temps (date et heure).

Pour ce travail, les phénomènes de rotation, nutation et précession de la Terre sont pris en compte (voir § 1.1.1 page 22). Pour minimiser la puissance de calcul nécessaire, l'algorithme de suivi a été développé en interne à partir des équations astronomiques issues de [80]; des précisions sont données au paragraphe 6.3.2 page 115. Il est adapté aux langages de programmation des automates SIREA (ladder et C). Le système est « aveugle ». Il nécessite donc une bonne mise en service. Celle-ci correspond à une installation soignée (faible incertitude sur les paramètres d'entrée). Lors de la mise en service, un réglage permet d'adapter de façon logiciel les calculs par rapport aux erreurs de position de l'installation.

**Aspect matériel** – Pour les prototypes, notre choix initial est basé sur une partie en mouvement, fixée sur un berceau. Le berceau est orienté et incliné manuellement suivant le test à effectuer. Les contraintes de précision quant au positionnement angulaire du capteur par rapport au Soleil, et de fonctionnement dans diverses positions (horizontale, verticale, inclinée) nous ont orientés vers l'utilisation d'un moteur pas à pas. Celui-ci a comme caractéristique principale la précision de l'angle de rotation, de l'ordre du centième de tour, voire moins. Le moteur choisi est un 200 pas par tour. L'angle de précision minimum est donc de  $1,8^\circ$ . L'accouplement direct de l'arbre du moteur à l'axe du moteur n'étant pas possible, nous avons ajouté une réduction qui améliore encore la précision, figure 4.2. Le réducteur est constitué de deux pignons module 1 : l'un de 20 dents, l'autre de 90. Le coefficient de réduction est donc de 4,5.



FIGURE 4.2 – Transmission par pignon entre le moteur et le concentrateur

La précision obtenue est donc de  $0,4^\circ$ . Cette précision mécanique suffisante est encore

perfectible. Les fabricants de moteur pas à pas ont développé des drivers électroniques qui parviennent à réguler de façon encore plus fine la rotation du moteur. On parle ici de micro-stepping. La division des pas se fait par 2, 4, 8 ou 16. Pour cela chaque bobine du moteur est alimentée à des intervalles de temps très faibles ce qui permet de réduire le déplacement angulaire du rotor. Ainsi, la rotation du concentrateur pour suivre le Soleil, a une précision optimale de  $0,025^\circ$  soit  $0,4 \text{ mrad}$ ... !

### 4.3 Utilisation d'un vitrage

Pour protéger les différents éléments des intempéries, de la poussière et des corps étrangers (feuilles, oiseaux...), nous avons imaginé inclure le concentrateur dans un caisson recouvert d'un vitrage. Sa deuxième fonction est de remplacer en partie le tube en verre présent sur les récepteurs commerciaux. Ainsi, le rayonnement de grandes longueurs d'onde est réfléchi à l'intérieur et les pertes par convection sont limitées avec l'environnement. Enfin, la vitre facilite le nettoyage (étape de maintenance) très simplifiée par rapport aux concentrateurs cylindro-paraboliques ouverts.

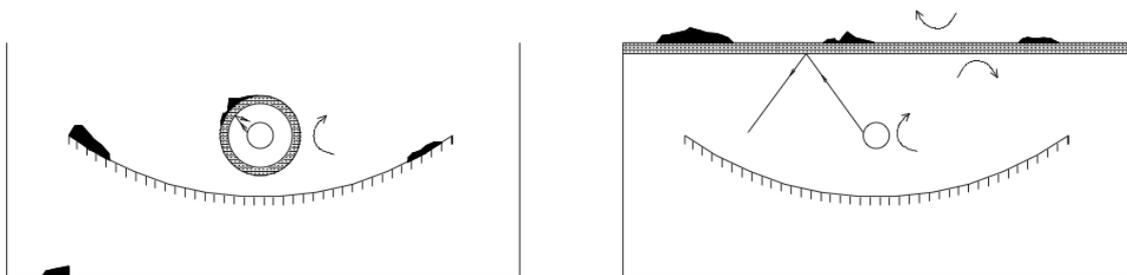


FIGURE 4.3 – Schéma d'un concentrateur « ouvert » (gauche) et « fermé » (droite). Les flèches droites correspondent aux pertes par rayonnement, et celles courbées aux pertes par convection. Les tâches noires figurent un encrassement.

Dans le cas du concentrateur fermé (vitrage sur le dessus), l'encrassement se fait de manière uniforme à la surface de la vitre. La perte est simple à prendre en compte, avec un coefficient d'encrassement et les pertes classiques d'une vitre (réflexion, transmission, absorption). En revanche, lorsque récepteur et miroir sont soumis aux intempéries, il est plus difficile de quantifier les pertes par encrassement : une salissure sur le récepteur est plus pénalisante que sur le miroir, figure 4.3. De plus le rayonnement est influencé par deux surfaces sales (les salissures augmentent la diffusion du rayonnement, ce qui réduit le flux concentré et agrandit la tâche focale). En revanche, avec le concentrateur fermé, la convection est accentuée et les pertes par rayonnement également. Le tableau 4.2 page ci-contre résume de façon approximative les deux solutions « ouvert » et « fermé ». Les deux solutions nécessitent toutefois un nettoyage périodique.

Dans les deux cas, pour limiter les pertes, le verre doit avoir un traitement anti-reflet et doit posséder un faible taux de fer. Ces produits sont déjà commercialisés, notamment pour le marché des panneaux solaires photovoltaïque et thermique.

pertes	ouvert	fermé
optique par vitrage	1,00	0,95
optique par le tube	0,95	1,00
par encrassement	0,94	0,97
pertes thermiques (150 °C)	0,90	0,87
totales	0,80	0,80

TABLE 4.2 – Comparaison simplifiée du rendement entre des concentrateurs « ouvert » et « fermé ». Absorptivité, réflectivité, facteur d'interception et pertes géométriques ne sont pas intégrés.

## 4.4 Pertes optiques

Dans les concentrateurs cylindro-paraboliques à température moyenne (150 à 200°C), les pertes optiques sont généralement considérées comme les plus grandes, devant les pertes thermique et géométrique, auxquelles s'ajoutent les erreurs de suivi.

Les pertes optiques sont liées à quatre phénomènes qui interviennent successivement sur le trajet du rayonnement solaire :

- la transmittivité de la vitre ( $\neq 1$ )
- la réflectivité du miroir ( $\neq 1$ )
- le facteur d'interception ( $\neq 1$ )
- et l'absorptivité du récepteur ( $\neq 1$ )

**Transmittivité** Lorsqu'une couche de verre est présente (vitre de protection totale ou tube de verre), le coefficient de transmittivité de la vitre est à prendre en compte. Il varie entre 0 et 1. Dans les cas d'application solaire (récepteur sous-vide, panneau photovoltaïque, etc.), le verre ne contient que de très faibles teneurs en fer [51] : exemple du récepteur *Schott Solar*,  $\tau \geq 0,96$  [59]. Une partie du rayonnement solaire ne traverse donc pas l'épaisseur de la vitre. D'autre part, le verre, outre sa fonction de protection aux événements extérieurs, se comporte comme un écran face aux IR. Il limite les pertes de chaleur en créant un effet de serre dans le caisson du concentrateur.

**Réflectivité spéculaire** Les pertes par réflectivité proviennent du niveau microscopique du miroir. Cet aspect n'est pas maîtrisable. La spécularité intrinsèque au matériau dépend du procédé de fabrication. La réflectivité  $\rho$  est, comme la transmittivité, comprise entre 0 et 1. Les surfaces réfléchissantes disponibles sur le marché proposent des coefficients de réflexion spéculaire à incidence normale allant de  $\rho \geq 0,87$  pour l'aluminium poli, à  $\rho \geq 0,93$  pour des miroirs en verre argenté.

**Facteur d'interception** Il prend en compte les erreurs locales de surface et les erreurs de réglage. Au niveau macroscopique du miroir, ce sont les caractéristiques du concentrateur et donc du montage qui ne sont pas à négliger. La surface réelle s'éloigne ainsi de la surface de référence théorique, parabolique. Pour quantifier ce facteur d'interception, il faut, après fabrication et installation sur site, mesurer l'angle entre la normale de la surface de référence, et la normale de la surface réelle réfléchissante. Comme le facteur d'interception n'est pas maîtrisé et donc pas prévisible localement, il est pris arbitrairement de l'ordre de  $\gamma \simeq 0,95$  pour « un

bon assemblage ». Les erreurs de pointage n'entrent pas dans ce coefficient ; elles proviennent du système de suivi (jeu mécanique, incertitude dans les calculs...).

**Absorptivité** La traitement sélectif recouvrant le tube, se caractérise par un fort coefficient d'absorptivité du rayonnement solaire  $\alpha_{sol}$  et un faible coefficient d'émissivité dans l'infrarouge  $\epsilon$  (l'émissivité est prise en compte dans les pertes thermiques). L'absorptivité quantifie la quantité d'énergie absorbée par le récepteur. Pour du nickel noir ou chrome noir,  $\alpha \approx 0,96$ .

$$\eta_{opt,0} = \tau\rho\gamma\alpha|_{\varphi=0^\circ} \quad (4.3)$$

Lorsque l'angle d'incidence sur le plan d'ouverture est de  $0^\circ$ , le produit de la réflectivité, du facteur d'interception, de la transmittivité et de l'absorptivité est égal au rendement optique optimal  $\eta_{opt,0}$  [74]. Pour une installation commerciale, il faut donc considérer que le rendement optique dépasse rarement  $\eta_{opt,0} = 82\%$ . Par exemple, les collecteurs cylindro-paraboliques EuroTrough ET-100 [74], larges de 5,76 m et mesurant près de 100 m de long, ont un rendement optique maximal de  $\eta_{opt,0} = 76,5\%$ .

## 4.5 Pertes thermiques

Les pertes thermiques du concentrateur correspondent aux pertes de l'absorbeur vers l'ambiante  $P_{absorbeur \rightarrow ambiante}$ . Elles sont fonction de la différence de température entre l'absorbeur et l'ambiante, mais aussi des « barrières » thermiques entre les deux. Pour un cylindro-parabolique classique, le vide entre le tube métallique et le verre empêche la convection. Les pertes se font donc essentiellement par rayonnement, de l'absorbeur vers le tube en verre, puis par rayonnement et convection du verre vers l'ambiante. Dans notre cas, le rayonnement s'effectue de l'absorbeur vers l'ensemble du panneau (miroir, caisson et vitre), et la convection est présente tout autour de l'absorbeur.

Le problème de la convection ne peut pas être réglé (différence de température entre la surface de l'absorbeur et celle de l'air présent à l'intérieur du caisson). Les pertes par rayonnement peuvent par contre être réduites. Un traitement de surface permet d'augmenter le pouvoir absorbant du récepteur  $\alpha_{sol} \geq 0,95$ , et de limiter son émissivité aux infrarouges,  $\epsilon \leq 0,10$  à  $400^\circ\text{C}$  [59]. Des calculs plus détaillés des pertes sont fournis dans les chapitres suivants.

## 4.6 Pertes géométriques

Les pertes géométriques (fig. 4.4 page suivante), ou pertes par effet de bord, sont imposées par l'angle d'incidence  $\varphi$  : angle entre les rayons directs incidents et la normale au plan d'ouverture du collecteur. Dans le cas d'un suivi sur deux axes,  $\varphi = 0^\circ$  en permanence. Dans notre cas, suivi sur un seul axe, elles correspondent à l'énergie perdue à l'extrémité du récepteur : effet de bord. D'un côté, une partie du récepteur n'est pas éclairée par le rayonnement concentré  $L1$ . A l'autre extrémité, le rayonnement concentré est perdu par débordement  $L2$ . Suivant le raisonnement, le rendement géométrique est la longueur non utile de récepteur  $L1$  ou de miroir  $L2$ , rapportée à la longueur totale du concentrateur  $L$ .

$$L1 = L2 = f \tan \varphi \quad (4.4)$$

$$\eta_{geom} = \frac{f \tan \varphi}{L} \quad (4.5)$$

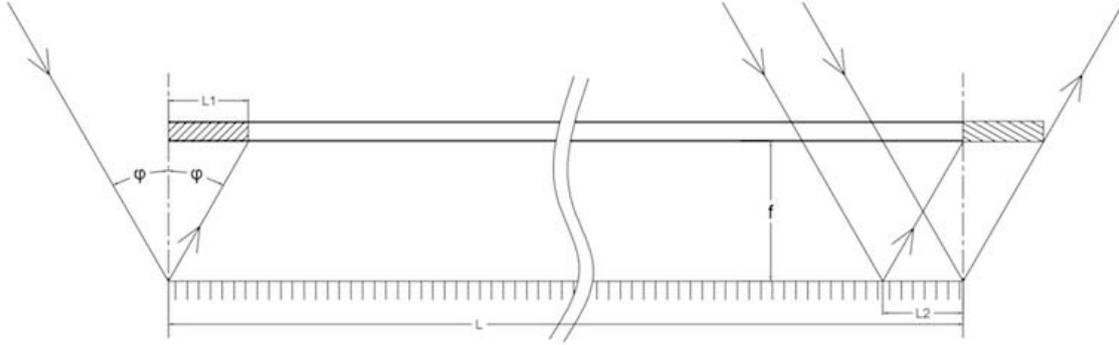


FIGURE 4.4 – Représentation des pertes géométriques en bouts de récepteur

## 4.7 Dimensionnement du miroir cylindro-parabolique

Géométriquement, une parabole est le lieu d'un point qui se déplace de sorte que les distances, à partir d'une ligne fixe et d'un point fixe, soient égales. Ceci est illustré sur la figure 4.5 page suivante, où la ligne fixe est appelée la directrice et le point fixe  $F$ , le foyer. Notons que  $\overline{FR} = \overline{RD}$ . La ligne perpendiculaire à la ligne directrice et passant par le foyer est appelé l'axe de la parabole. La parabole coupe l'axe en un point  $V$  appelé le sommet, qui est exactement à mi-chemin entre le foyer et la directrice. Plus concrètement, une de propriétés qui nous intéresse est que tous les rayons parallèles à l'axe de symétrie de la parabole sont réfléchis en direction de son foyer. Dans un repère orthonormal ayant pour origine le sommet  $V$ , l'équation de la parabole est

$$y^2 = 4fx \quad (4.6)$$

L'ouverture est la distance  $d$  de la projetée de la portion de parabole utilisée sur la directrice. La distance focale est  $f$  : du sommet au point focal.

L'expression générale, donnée ici pour la parabole, définit une courbe infinie. Un concentrateur solaire utilise une partie tronquée de cette courbe. La taille de cette troncature est généralement déterminée par l'angle d'ouverture « rim angle », défini par  $\tan \frac{\phi}{2} = \frac{d}{4f}$ , ou par le rapport entre la distance focale et le diamètre d'ouverture  $f/d$ . La figure 4.7 page 87 nous présente différentes paraboles tronquées ayant un foyer commun et le même diamètre d'ouverture. La longueur de l'arc parabolique  $s$  est

$$s = \frac{d}{2} \sqrt{1 + \left(\frac{4h}{d}\right)^2} + 2f \ln \left( \frac{4h}{d} + \sqrt{1 + \left(\frac{4h}{d}\right)^2} \right) \quad (4.7)$$

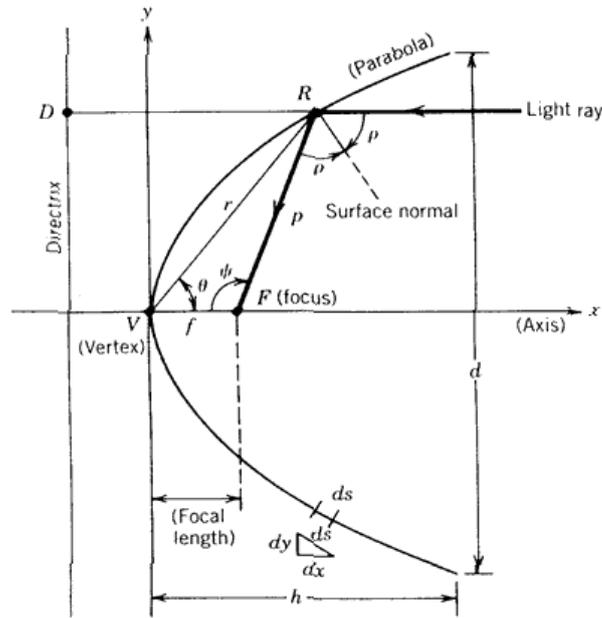


FIGURE 4.5 – Construction d'une parabole

Après avoir défini le coefficient de concentration (1.7) et l'angle d'ouverture, il reste à spécifier un troisième paramètre important « l'angle d'acceptance ». Cette grandeur correspond à l'angle maximum que peuvent former deux rayons dans un plan transversal à l'ouverture du collecteur de telle sorte qu'ils interceptent le récepteur après avoir été réfléchis par le miroir, figure 4.6 page ci-contre. Pour maximiser le rendement par rapport à l'irradiance directe, l'angle d'acceptance minimal à prévoir est celui du diamètre du Soleil ( $0,533^\circ$ ) ; sinon une partie du rayonnement sera en permanence perdue. Cette valeur minimale ne permet pas de concentrer les rayons de l'anneau circumsolaire (angle solide de  $5^\circ$ ). Plus l'angle d'acceptance est petit, plus la précision du suivi solaire doit être élevée.

Lorsque l'angle d'ouverture (rim angle) augmente, la surface de miroir augmente pour une même ouverture. A l'inverse, la surface de miroir tend vers la surface d'ouverture pour une focale infinie. Le rayon de courbure devient de plus en plus grand (réduction des coûts pour la fabrication du miroir), mais le foyer s'éloigne du miroir (augmentation des coûts de structure). Le miroir n'est pas parfait, son coefficient de réflexion évolue avec l'angle d'incidence (exemple figure 6.11 page 121).

En considérant les trois paramètres que sont l'angle d'acceptance, l'angle d'ouverture et le coefficient de concentration, nous avons déterminé une équation de parabole qui offre la plus grande ouverture pour une surface de miroir minimale (limitation de la masse et des coûts). Elle doit pouvoir s'intégrer dans l'épaisseur d'un panneau solaire avec comme axe de rotation le foyer de la parabole. Cela signifie que la distance  $p$  entre le foyer et le bord du miroir soit égale à la moitié de l'ouverture du miroir  $d$ . On veut

$$p = \frac{d}{2} \quad (4.8)$$

soit

$$h = f \quad (4.9)$$

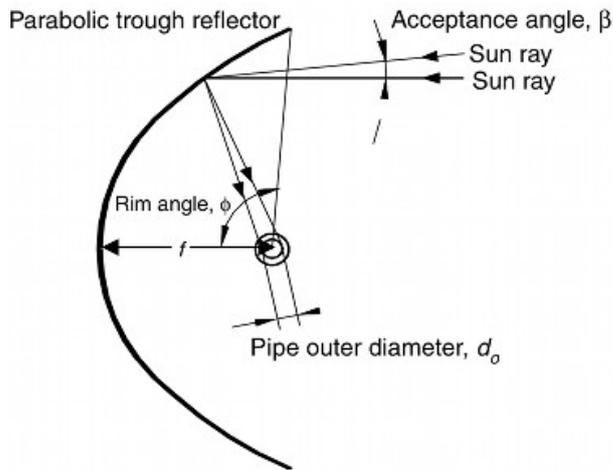


FIGURE 4.6 – Définition des angles d'acceptance et d'ouverture (« rim angle »)

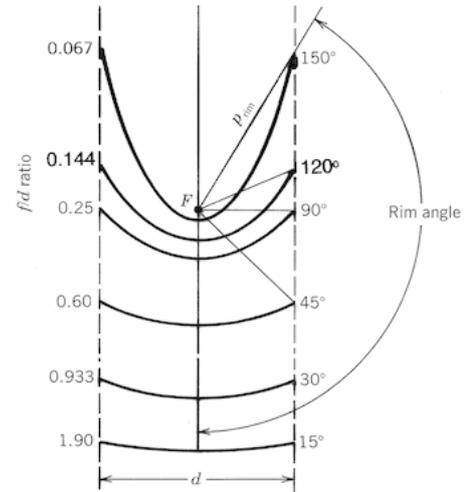


FIGURE 4.7 – Troncatures de paraboles possédant le même foyer et la même ouverture. Seul l'angle d'ouverture varie

Dans l'équation (4.6), on remplace  $y$  par  $\frac{d}{2}$  et  $x$  par  $h$ , d'où

$$h = \frac{d^2}{16f} \quad (4.10)$$

donc d'après (4.9) et (4.10)

$$f = \frac{d}{4} \quad (4.11)$$

et  $t$ , la distance entre le dessous du tube et la surface du miroir est

$$t = f - \frac{\phi_{rec}}{2} \quad (4.12)$$

## 4.8 Dimensionnement du récepteur

Le miroir cylindro-parabolique focalise le rayonnement solaire sur la ligne focale. A partir de cet état, plusieurs solutions techniques peuvent être envisagées.

- rangée(s) de cellules photovoltaïques à la ligne focale,
- tube absorbeur de chaleur,
- réflexion du rayonnement par un second miroir.

Nous avons testé les deux premières solutions. En ce qui concerne la troisième, dans notre cas de concentrateur miniature, l'ajout d'un second miroir augmenterait les pertes optiques et complexifierait la mise en œuvre technique du concentrateur. Elle est donc écartée.

### 4.8.1 Premier prototype : récepteur hybride

Notre premier choix s'est porté sur un tube absorbeur de chaleur couplé à des rangées de cellules photovoltaïques. Dans notre approche, le tube récepteur doit supporter les

cellules et servir également au passage du fluide caloporteur. La section du tube peut aussi être de différente forme. Les caractéristiques du tube et les raisons des choix sont données ci-dessous.

- Section du tube : triangulaire. Il est alors possible d'y « coller » de façon simple de petites cellules disponibles sur le marché.
- Dimension des faces : triangle isocèle. Sa base est dirigée vers le Soleil. Les cellules disposées sur le dessus bénéficient donc en permanence d'un rayonnement direct non concentré et du rayonnement diffus. Les deux autres faces reçoivent quant à elle, le rayonnement direct concentré.
- Matériau : aluminium. Cette décision a été prise pour deux raisons : mécanique et thermique. L'ensemble du capteur doit être le plus léger possible, il doit en revanche peu se déformer sous son poids. Il doit enfin permettre un transfert thermique rapide entre les cellules photovoltaïques et le fluide caloporteur.

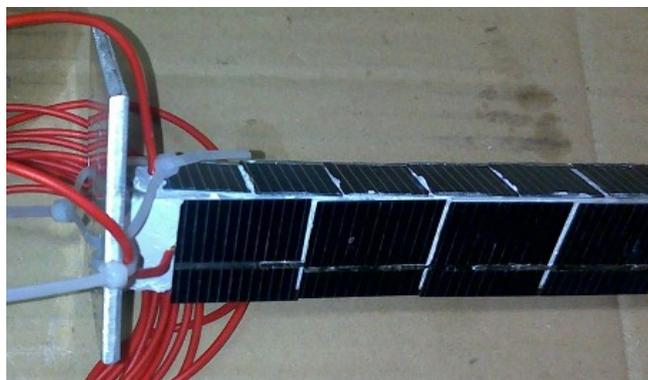


FIGURE 4.8 – Extrémité du récepteur thermique triangulaire, recouvert de cellules de silicium monocristallin

Dans ces conditions, le récepteur doit pivoter au cours de la journée en même temps que le miroir pour que les faces soient correctement éclairées au cours du temps (§ 4.2 page 79). Nous avons construit et testé un récepteur de ce type, figure 4.8. Les résultats des essais n'ont pas été bons. La température des cellules s'élevait entre 80 et 95 °C suivant le coefficient de concentration local. Le fluide était très peu chauffé (environ 45 °C pour un rendement d'une quinzaine de pourcents). La production photovoltaïque en boucle ouverte atteignait un rendement électrique de 7 %.

La colle permettant de lier les cellules au récepteur doit, entre d'autres caractéristiques, être parfaitement isolante électriquement et conductrice thermiquement. La colle que nous avons utilisée possédait une trop grande résistance thermique. Le transfert de chaleur par conduction n'était pas suffisant, la dissipation thermique se faisait donc par rayonnement et convection.

En conclusion, le fluide caloporteur n'était pas chauffé, et les cellules photovoltaïques avaient un rendement détérioré, d'une part par la température élevée, d'autre part par la surface trop importante de grilles conductrices par rapport à la surface de silicium. A l'issue de ces tests, le récepteur a été remplacé par des tubes récepteurs de chaleur uniquement. La partie optique (miroir) a été conservée. Toutefois, à l'avenir et notamment pour les installations en auto-production, nous n'excluons pas la possibilité d'intégrer des cellules photovoltaïques. Un développement spécifique du récepteur sera pour cela

nécessaire.

### 4.8.2 Récepteurs thermiques suivants

Ayant supprimé la contrainte du photovoltaïque de notre cahier des charges, la géométrie très classique du tube cylindrique s'impose naturellement comme récepteur. Ceux des installations commerciales utilisent des tubes en acier, isolés par une enceinte tirée au vide ( $<10^{-3}$  mbar), et d'une protection en verre [59]. Ces tubes offrent la qualité de limiter les pertes thermiques par convection et par rayonnement, figure 4.9. Les dimensions, 4 m de long et 70 mm de diamètre extérieur, et le coût de ce matériel ne correspondent cependant pas à nos contraintes.

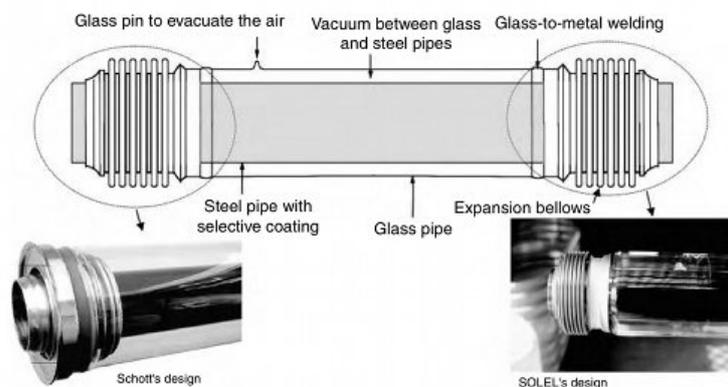


FIGURE 4.9 – Récepteur typique d'un concentrateur cylindro-parabolique (technologie Schott et Solel)

Nous repartons donc également des bases pour concevoir un récepteur adapté au projet. Nous éliminons rapidement l'idée du tube sous vide et souhaitons le « remplacer » par un vitrage plan qui recouvre l'ensemble du panneau, § 4.3 page 82. Notre cahier des charges est de concevoir un récepteur solaire (absorptivité élevée au rayonnement solaire et faible émissivité dans le rayonnement infrarouge). Il doit reprendre les contraintes du tableau 4.1 page 80 et particulièrement celles de la rubrique *Fabrication*. Ses dimensions doivent correspondre à un coefficient de concentration compris entre 4 et 6 (§ 4.1 page 78).

Quatre métaux et alliages métalliques classiques peuvent intervenir pour cette fonction : acier, aluminium, cuivre et acier inoxydable. Le choix de ces matériaux s'est fait par rapport aux tubes déjà existants sur le marché. Le tableau 4.3 page suivante récapitule les caractéristiques importantes de chacun. Aucun des quatre ne peut être directement éliminé ou choisi. En termes de coût et de dilatation, l'acier est le candidat idéal. Il conduit par contre peu la chaleur (50 W/m/K). De ce point de vue, c'est le cuivre le plus intéressant, son coefficient de dilatation est acceptable, mais il a un coût très élevé ( $>6$  €/kg). L'acier inoxydable a des caractéristiques proches de celles de l'acier classique, mais ne comporte pas d'avantage mis à part le fait qu'il ne s'oxyde pas ! Il est plus lourd, plus cher et transmet moins facilement la chaleur. Enfin, l'aluminium est en deuxième position pour le transfert de chaleur (237 W/m/K). Sa masse volumique de 2700 kg/m<sup>3</sup> est particulièrement intéressante, environ trois fois moins

élevée que les autres matériaux. En revanche, son coefficient d'élasticité est aussi trois fois moins élevé que celui de l'acier. Cette première analyse écarte l'acier inoxydable.

	Unité	Acier	Aluminium	Cuivre	Inox 316L
Conductivité thermique	W/m/K	50	237	<b>401</b>	15
Résistivité électrique	$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	0,1 à 0,5	0,026	0,017	0,75
Coefficient de dilatation	$10^{-6}/\text{K}$	<b>12,0</b>	23,1	16,5	16,5
Point de fusion	$^{\circ}\text{C}$	$\sim$ <b>1 500</b>	660	1 085	$\sim$ <b>1 500</b>
Masse volumique	$\text{kg}/\text{dm}^3$	$\sim$ 7,7	<b>2,7</b>	8,96	8,0
Coefficient d'élasticité	GPa	$\sim$ <b>210</b>	69	124	200
Prix au 1/1/2013	USD/t	<b>640</b>	1 900	8 185	3 000

TABLE 4.3 – Comparaison de quatre matériaux candidats à la fonction de récepteur [16, 27, 114, 124, 86]. En gras, les meilleures valeurs. Les propriétés physiques sont données à  $\approx 300$  K

Pour choisir, nous avons donc simulé, en résistance des matériaux, la flexion du récepteur soumis à son propre poids. La forme du tube est cylindrique avec une longueur de deux mètres. Grâce au logiciel *RDM6*, les simulations sont effectuées pour les dix-huit combinaisons matériau / diamètre / avec ou sans support à une température de 300 K (fig. 4.10). Les flèches sont représentées sur la figure 4.11 page ci-contre.

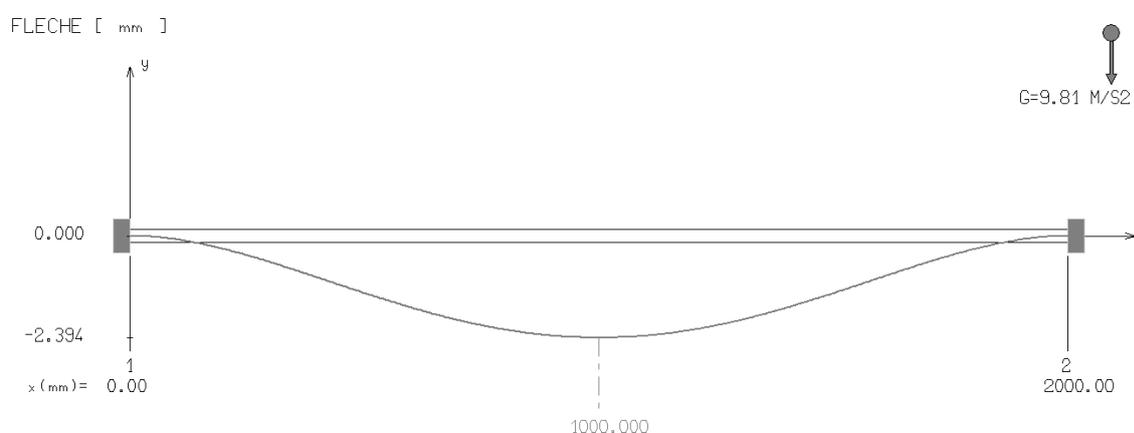


FIGURE 4.10 – Simulation de la flexion d'un récepteur de 2 m de longueur, soumis uniquement à son propre poids. Le tube cylindrique est en cuivre avec un diamètre de 12 mm et une épaisseur de 1 mm. La flèche maximale au milieu s'élève à 2,4 mm !

Pour limiter les pertes par débordement, nous fixons la flèche maximale admissible inférieure à un millimètre. Cette contrainte élimine les trois matériaux sans support central. Lorsque le récepteur n'est soumis à son poids que sur une longueur d'un mètre, les flèches restent toutes concentrées en dessous de 0,37 mm. L'aluminium, avec sa faible masse volumique, offre l'avantage d'un récepteur léger par rapport à l'acier et au cuivre. Pour valider ce choix en fonction de la température de fonctionnement, nous effectuons une simulation en modifiant le module d'Young  $\simeq 62$  GPa à  $150$   $^{\circ}\text{C}$ . La flèche augmente d'environ 10 %, soit en valeur absolue autour de  $1/100^{\text{e}}$  de millimètre. Il n'y donc pas

de contre-indication à travailler à cette température. En complément, il est à noter que pour notre système, dans une même configuration, l'acier et l'aluminium se comportent quasiment de la même manière en termes de hauteur de flèche (elle est proportionnelle à la masse volumique et au coefficient d'élasticité).

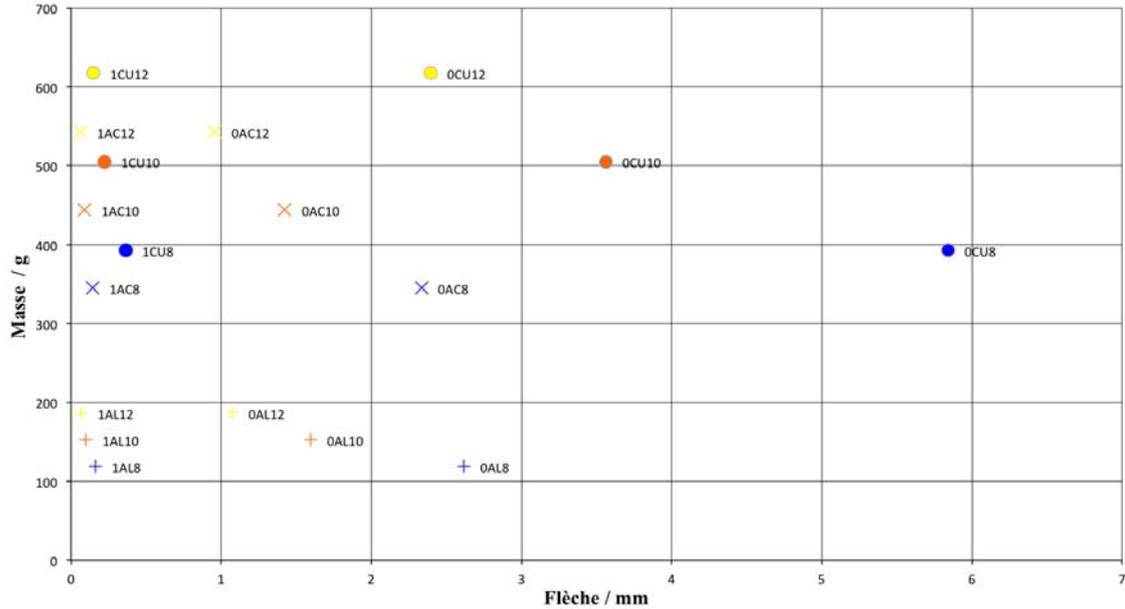


FIGURE 4.11 – Caractéristiques de différents récepteurs en tube cylindrique de 2 m. Chaque point représente une configuration possible : nombre de supports (0 ou 1), matériau (AC : acier, AL : aluminium, CU : cuivre), diamètre extérieur en millimètre. Exemple 1CU12 est un tube de 12 mm en cuivre avec un support au milieu

## 4.9 Synthèse des prototypes réalisés

Différentes configurations de concentrateurs se sont succédées. Au fur et à mesure de l'analyse des résultats, plusieurs modifications ont été apportées. Les premiers essais ont porté sur un concentrateur relativement court d'environ 1 m (prototype 1.0 à 1.4). Les récepteurs testés sont un tube hybride (chaleur + photovoltaïque) de section triangulaire, puis un tube cylindrique (chaleur uniquement). Pour certains, une version protégée par un vitrage a également été testé. Enfin, le dernier prototype est constitué de deux concentrateurs ( $\approx 2$  m) équipés d'un récepteur de chaleur. Ils sont protégés à l'intérieur d'un caisson vitré. Le tableau 4.4 page suivante récapitule les différentes versions et combinaisons réalisées.

**CONCLUSION** – Plusieurs prototypes ont été conçus et réalisés. Les solutions technologiques développées (miniaturisation et minimisation des pertes thermiques) pour la mise au point de ces concentrateurs font l'objet d'un dépôt de brevet. Le chapitre suivant traite du banc d'essai, des tests réalisés sur ces différents prototypes et des résultats obtenus.

conf.	récepteur	PV	absorbeur	vitrage	miroir
1.0	triangle	3 côtés	non	non	1
1.1	triangle	dessus	noir	non	1
1.2	triangle	dessus	noir	oui	1
1.3	rond	non	non	oui	1
1.4	rond	non	oui	oui	1
2.0	rond	non	oui	oui	2

TABLE 4.4 – Configuration des prototypes de concentrateurs solaires miniatures réalisés. chaque configuration possède un numéro, la colonne absorbeur correspond au type d'absorbeur (non = aluminium brut, noir = peinture noire haute température non sélective et oui = traitement sélectif).



FIGURE 4.12 – Configuration 1.2 du concentrateur, installé sur son banc de test



FIGURE 4.13 – Configuration 2.0 du concentrateur

# Chapitre 5

## Tests et résultats expérimentaux

« ... primo : discerner le réel et l'illusoire ;  
et secundo : se concentrer sur le réel. »  
FRITHJOF SCHUON (1907 - 1998)

### Sommaire

---

<b>5.1</b>	<b>Description du banc d'essai . . . . .</b>	<b>93</b>
<b>5.2</b>	<b>Instrumentation, mesures et acquisition . . . . .</b>	<b>95</b>
<b>5.3</b>	<b>Discussion autour des rendements . . . . .</b>	<b>97</b>
<b>5.4</b>	<b>Traitement des résultats bruts : « DecodSol » . . . . .</b>	<b>99</b>
<b>5.5</b>	<b>Résultat des tests des configurations 1.1 et 1.2 . . . . .</b>	<b>99</b>
<b>5.6</b>	<b>Concentrateur 1.3 et 1.4 : intérêt de l'absorbeur . . . . .</b>	<b>100</b>
<b>5.7</b>	<b>Concentrateur 2.0 . . . . .</b>	<b>102</b>

---

NOUS avons choisi de tester les prototypes de concentrateurs solaires en conditions réelles. Pour cela, un banc d'essai a été entièrement conçu et réalisé pendant cette thèse. Au vu de la configuration spatiale des locaux de SIREA, le banc d'essai devait être mobile (impossibilité de laisser le matériel dehors pendant la nuit) et donc de petite taille.

Dans ce chapitre, nous nous appliquons à décrire le matériel, les méthodes de test et les résultats. L'objectif des essais est de caractériser chaque concentrateur conçu. Pour cela, il est nécessaire de mesurer les températures et de calculer puissances et rendements.

### 5.1 Description du banc d'essai

Pour des raisons de simplicité, le fluide caloporteur utilisé est l'eau : coût faible, liquide inerte, disponible. Les fonctions du banc résident dans :

- le support du concentrateur,
- l'inclinaison et l'orientation du concentrateur (config. 1.x),
- la fourniture d'eau à débit et température variable au récepteur,
- le refroidissement de l'eau chauffée,
- la régulation de l'installation,

– l’acquisition des mesures.

Seule une alimentation électrique est nécessaire au fonctionnement du banc. L’eau reste contenue dans un circuit fermé. Cette structure d’essai a été élaborée de façon à être évolutive et adaptable aux différents prototypes testés et à leurs évolutions.

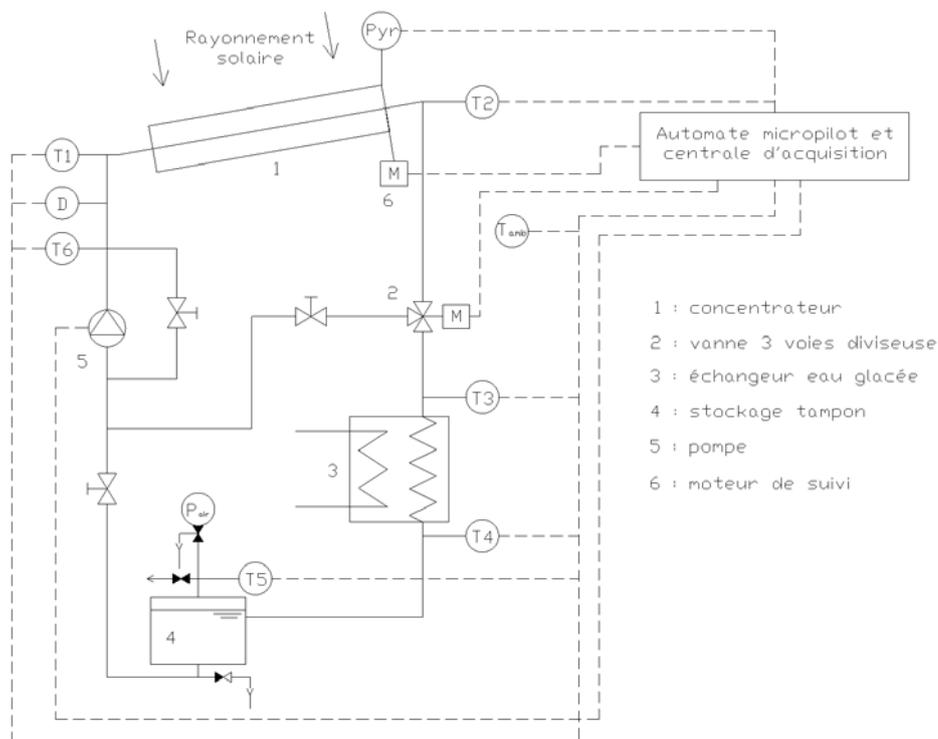


FIGURE 5.1 – Schéma hydraulique du banc d’essai

De l’eau, à température régulée, est envoyée dans le récepteur où elle est réchauffée. En sortie, elle est dirigée soit vers la « branche froide », soit vers « la branche chaude » (fig. 5.1). Dans le premier cas, elle passe à travers un échangeur qui permet de ramener la température du fluide à la température initiale. Dans le second cas, l’eau retourne directement en entrée de pompe. La régulation thermique consiste donc à envoyer alternativement eau chaude et eau froide dans le circuit. Pour absorber les variations de pression dues à la dilatation du fluide, un ballon de stockage sous pression fait tampon. Grâce à lui, l’installation peut également être mise sous pression. Dans ce cas, la température d’évaporation du fluide est élevée artificiellement.

La pompe fonctionne à débit constant. Ce sont les pertes de charge dans le circuit de recyclage qui sont ajustées pour moduler le débit dans le concentrateur.

Le banc d’essai peut aussi servir de support de test à un petit concentrateur. Il offre alors la possibilité de le tester dans n’importe quelle position, exceptée la verticale. L’orientation est possible sur 360°. L’inclinaison est variable entre 0 et 60°. L’axe de rotation est celui du monde (Nord-Sud).



FIGURE 5.2 – Banc d’essai mobile, installé à l’extérieur avec le concentrateur 1.1 incliné

## 5.2 Instrumentation, mesures et acquisition

Les mesures de température sont réalisées avec des thermocouples de type K. Chaque thermocouple est câblé en direct sur une carte d’acquisition Intech. Ce transducteur de mesures à seize entrées analogiques transforme directement la tension générée par les thermocouples, en un signal numérique mis à l’échelle. L’automate communique ensuite avec elle par le protocole modbus.

Un débitmètre volumique à palette (étendue de mesure comprise entre 0 et 900 mL/min) mesure le débit de fluide entrant dans le récepteur.

En ce qui concerne la mesure des conditions climatiques, la température ambiante de l’air est mesurée sous abri par une sonde Pt100 à l’arrière du banc d’essai. La vitesse du vent est mesurée par un anémomètre à coupelles à hauteur du concentrateur. La direction du vent n’est pas mesurée. Enfin, l’irradiance est mesurée par un pyranomètre SpLite2 (Kipp & Zonen).

Suivant les essais, le pyranomètre peut être placé directement dans le plan d’ouverture du concentrateur (config. 1.x) ou alors dans le plan du panneau (config. 2.0). Le plan du panneau correspond à une orientation et une inclinaison fixes. Ce sont deux paramètres initiaux lors d’un essai. Nous utilisons le pyranomètre pour mesurer à la fois le diffus et le global.

En effet, un pyréliomètre et son système de tracking étant trop coûteux ( $> 10\,000$  €), nous mesurons indirectement l’irradiance directe. Durant un essai, le pyranomètre est fixé à son plan « local » (plan du concentrateur ou plan du panneau). Il mesure en permanence l’irradiance globale dans ce plan. Les mesures sont enregistrées suivant un pas de temps de cinq secondes. De manière générale, en fonction de la nébulosité, l’irradiance directe varie rapidement (de l’ordre de la seconde) et suivant une grande amplitude (0 à  $900\text{ W/m}^2$ ). En ce qui concerne l’irradiance diffuse, c’est le contraire. Son amplitude est plus faible (0 à  $300\text{ W/m}^2$ ) et varie lentement (plusieurs minutes voire dizaines de minutes).

Partant de ces hypothèses, sur un intervalle de temps suffisamment long par rapport aux variations possibles du direct, et suffisamment court par rapport aux variations du diffus  $I_{df}$ , nous pouvons mesurer les deux irradiances en même temps et remonter ainsi

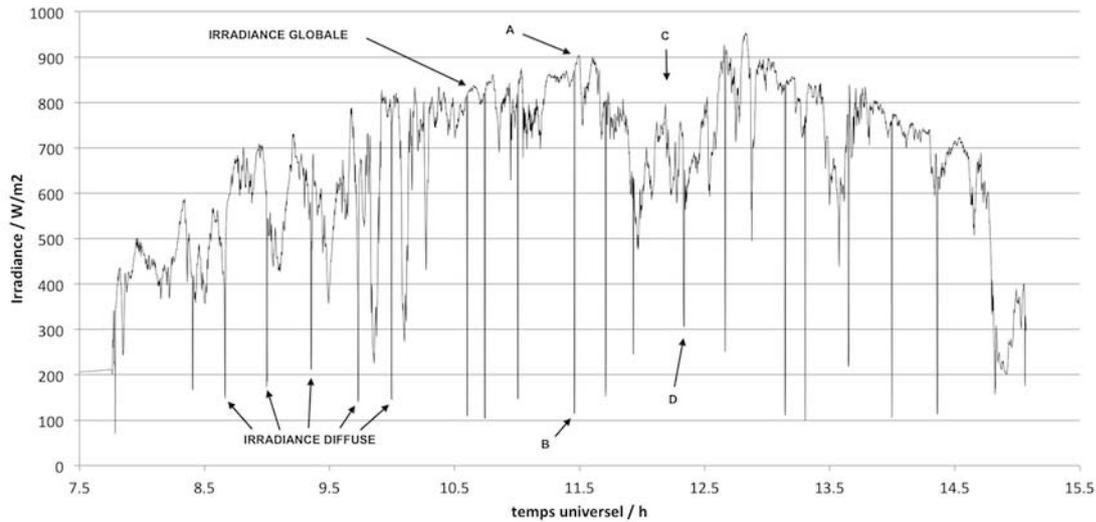


FIGURE 5.3 – Mesure des irradiances globale (directe), diffuse (semi-direct) et directe (indirecte) au cours d’une journée. L’irradiance globale est mesurée directement et presque en permanence ; c’est la courbe en forme de cloche. L’irradiance diffuse est mesurée par intervalle ; nous faisons un interpolation entre ces mesures. L’irradiance directe est la différence entre le global et le diffus. Aux points A et B, le Soleil brille et le diffus est faible (peu de nébulosité dans le ciel). En revanche aux points C et D, des nuages viennent partiellement occulter le Soleil : l’irradiance globale diminue et la diffuse augmente.

à l’irradiance directe  $I_{dr}$ . Pour cela, il est encore nécessaire de poser une hypothèse, l’évolution d’une grandeur est linéaire entre deux points de mesure.

$$\begin{aligned} I_{dr,t} &= I_{g,t} - I_{df,t} \\ I_{dr,t} &= I_{g,0} - I_{df,0} + (t - t_{g,0}) \frac{I_{g,1} - I_{g,0}}{t_{g,1} - t_{g,0}} - (t - t_{df,0}) \frac{I_{df,1} - I_{df,0}}{t_{df,1} - t_{df,0}} \end{aligned} \quad (5.1)$$

De manière pratique, un cache est appliqué au-dessus du pyranomètre pour intercepter le rayonnement direct. Pour éviter d’interférer dans la mesure, l’angle solide de ce cache doit être petit (par rapport à celui d’un hémisphère).

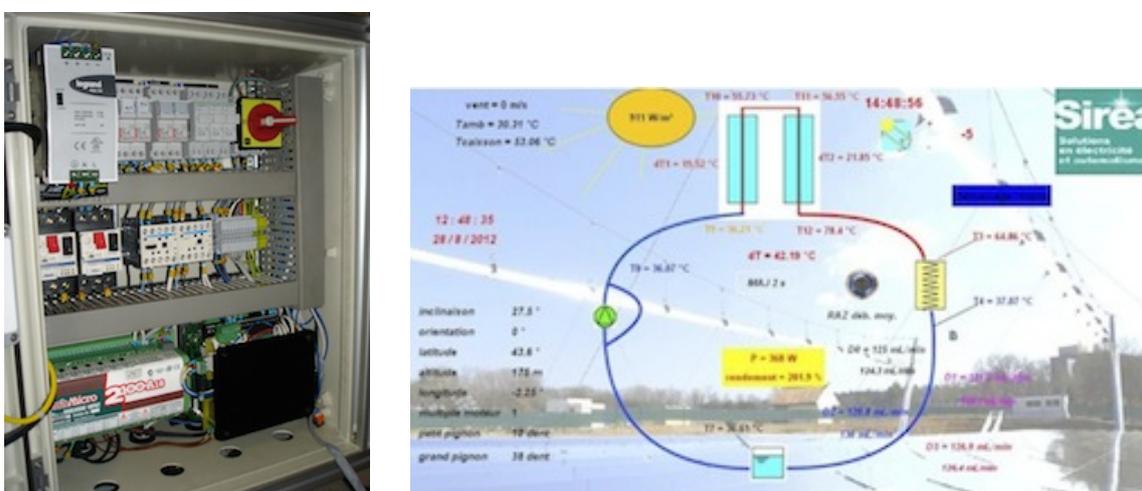
**Les incertitudes de mesure** se décomposent en deux types. Les erreurs aléatoires (type A) sont liées à la grandeur mesurée, elles sont de nature statistique et varient en valeur et en signe. Les erreurs systématiques (type B) sont essentiellement liées aux appareils de mesure. Ce sont les erreurs dues à un mauvais réglage du zéro, une mauvaise lecture... Pour ces tests réalisés en condition d’éclairement naturel, les mesures sont uniques (pas d’essais répétables, ni reproductibles). Seul les incertitudes de type B sont donc prises en compte : calibre, résolution, etc. Lorsque l’incertitude d’une grandeur est fournie, elle correspond à un coefficient d’élargissement  $k = 1$ .

En ce qui concerne l’incertitude d’une grandeur obtenue par mesurage indirect (ex. puissance, rendement), c’est-à-dire dont la valeur est calculée à partir des valeurs de grandeurs indépendantes, la propagation des incertitudes est appliquée. Malgré un système d’acquisition commun pour l’ensemble des grandeurs mesurées directement,

la propagation est calculée en les considérant indépendantes (corrélation très faible et incertitudes dues à la chaîne d'acquisition négligeables).

L'acquisition des mesures est exécutée par un automate  $\mu$ Pilot (SIREA). Il gère l'ensemble du système, figure 5.4. C'est-à-dire que les signaux des capteurs de mesure remontent sur ces entrées analogiques, il rapatrie également les mesures de température de la carte Intech par liaison modbus. En parallèle, il effectue la régulation du banc et surtout assure les calculs de position et la rotation du moteur (sortie transistor rapide intégrée).

Une supervision, programmée sur le logiciel  $\mu$ View (SIREA), donne une vision globale du système lors des essais et permet de piloter les différents organes (pompe, focalisation, ajustement manuel de la position, vanne trois voies). Avec cet outil, l'enregistrement se fait donc directement sur l'ordinateur.



surface utile	miroir			panneau		
flux disponible	$I_{g,m}$	$I_{dr,m}$	$DNI$	$I_{g,p}$	$I_{dr,p}$	$DNI$
rendement	$\eta_{GM}$	$\eta_{DM}$	$\eta_{IM}$	$\eta_{GP}$	$\eta_{DP}$	$\eta_{IP}$

TABLE 5.1 – Rendements du concentrateur suivant la surface utile et l'irradiance disponible considérée

En utilisant l'irradiance globale, la comparaison est aisée avec les panneaux solaires thermiques conventionnels. En revanche, en choisissant l'irradiance directe, c'est d'avantage le rendement intrinsèque du système qui est considéré, en tenant déjà compte des limites d'un système à concentration (pas de concentration du diffus). De la même manière, le calcul à partir de la surface totale du panneau correspond à un point de vue commercial. En prenant la surface d'ouverture du miroir, c'est une vision scientifique qui est choisie. Il serait toutefois difficile d'interpréter les rendements  $\eta_{GM}$  et  $\eta_{GP}$  sans connaître le flux direct puisqu'à différentes heures de la journée, et pour une même irradiance globale, le rendement sera différent.

Dans ce chapitre, pour les prototypes à un seul miroir (1.x), le rendement calculé est celui par rapport à l'irradiance directe dans le plan du miroir  $\eta_{DM}$ . Pour le prototype à deux concentrateurs (2.0), c'est l'irradiance directe dans le plan du panneau qui est utilisée  $\eta_{DP}$ . L'équation de  $\eta_{DM}$  est la suivante (5.2), où  $t_0$  et  $t_1$  représentent les temps de début et de fin de la période d'essai,  $\dot{m}$ ,  $c_p$ ,  $T_e$  et  $T_s$  représentent le débit massique, la capacité thermique massique, et les températures en entrée et en sortie du fluide. Il suffit de remplacer l'indice  $m$  par  $p$  pour obtenir l'équation de  $\eta_{DP}$ . Les surfaces du miroir et du panneau sont respectivement  $S_m$  et  $S_p$ . Ces rendements correspondent à des essais *longs*, par rapport à la constante de temps du collecteur.

$$\eta_{DM} = \frac{\int_{t_0}^{t_1} \dot{m} c_p (T_s - T_e) dt}{S_m \int_{t_0}^{t_1} I_{dr,m} dt} \quad (5.2)$$

Les surfaces sont constantes, la capacité thermique massique est calculée suivant la température moyenne du fluide dans le récepteur. En pratique, chaque intégrale est convertie en une somme de  $n$  valeurs discrètes à intervalle de temps fixe de dix secondes (toutes les grandeurs doivent être mesurées en même temps). La valeur de l'intervalle de temps disparaît au numérateur et au dénominateur, puis la différence de température du fluide est remplacée par  $\Delta T$ , d'où

$$\eta_{DM} = \frac{\sum_1^n \dot{m}_n c_{p;n} \Delta T_n}{S_m \sum_1^n I_{dr,m;n}} \quad (5.3)$$

$$\eta_{DP} = \frac{\sum_1^n \dot{m}_n c_{p;n} \Delta T_n}{S_p \sum_1^n I_{dr,m;n}} \quad (5.4)$$

## 5.4 Traitement des résultats bruts : « DecodSol »

Les résultats bruts obtenus sont contenus dans un fichier texte. Chaque enregistrement est séparé par deux lignes vides (supprimées ci-dessous). Un enregistrement correspond à l'état d'une variable sous la forme :

```
jj/mm/aaaa hh:mm:ss,,variable,valeur,

28/08/2012 11:50:30,,%MF54.1,133.653839111,
28/08/2012 11:50:30,,%MW1019.1,8,
28/08/2012 11:50:32,,%MF63.1,122.151573181,
28/08/2012 11:50:33,,%MF69.1,128.778945923,
28/08/2012 11:50:33,,%MF66.1,132.816375732,
```

Pour simplifier le traitement des données de ces fichiers, une routine de « décodage » des résultats a été créée sous le logiciel Scilab. Elle permet de passer des données brutes à la production semi-automatique de l'ensemble des résultats souhaités (mise à l'échelle, différence de température, puissance, rendement, calcul des incertitudes). Le résultat est une matrice facilement exploitable (Excel, Scilab, etc.).

Les calculs nécessitent que les enregistrements des grandeurs aient été faits au même moment. Dans le cas contraire (notre cas : l'enregistrement optimise la taille de la base de données), le temps ne correspond pas, et le calcul est impossible. Une base de temps commune, et dissociée des mesures réelles, est créée. Après les phases de lecture du fichier brut et de récupération des matrices brutes (chaque variable dans une matrice séparée), le programme « fabrique » les matrices pour chaque grandeur mesurée, à partir des matrices brutes et de la nouvelle base de temps. A l'issue de cette phase d'interpolations linéaires, les grandeurs indirectes peuvent être calculées (puissance, rendement...) ainsi que les incertitudes de mesure.

Une phase de traitement reste manuelle. La production des mesures d'ensoleillement direct et diffus (équation 5.1 page 96) nécessite de « nettoyer » le global. Ceci consiste à supprimer l'ensemble des mesures qui ne correspondent pas à l'ensoleillement global vrai (cours instants où le cache est appliqué/retiré du pyranomètre). Pendant ces laps de temps et étant donné que l'on peut approximer le rayonnement global comme constant par parties, une interpolation linéaire permet également de combler le manque de mesures. Il est alors possible de « créer » l'ensoleillement diffus, et enfin de calculer l'irradiance directe.

## 5.5 Résultat des tests des configurations 1.1 et 1.2

La configuration 1.0 (avec trois bandes de cellules photovoltaïques) a rapidement été testée. Au paragraphe 4.8.1 page 87 sont rapportés les résultats « préliminaires » obtenus. Le principal enseignement tiré de ce premier essai, est la mise en lumière du problème adhésion / conduction thermique / non-conduction électrique entre des cellules photovoltaïques et un récepteur métallique. La version 1.1 est donc l'évolution de ce récepteur 1.0, auquel deux rangées de cellules photovoltaïques ont été substituées par une peinture noire non sélective.

Tout d'abord, quantitativement, avec des débits très faibles (entre 14 et 20 mL/min), le fluide s'échauffe de 23 à 26 °C pour sortir à environ 60 °C. Sous ensoleillement direct

de  $860 \text{ W/m}^2$ , le rendement s'établit entre 13 et 20 %.

Ensuite et surtout, d'un point de vue qualitatif, ces essais ont été très importants pour la suite du projet. En « touchant » la structure, nous nous sommes rendu compte que le miroir, ses supports et ceux du récepteur sont chauds ( $< 50 \text{ }^\circ\text{C}$ ). D'importantes pertes par conduction ont lieu à ces emplacements. De plus, les longueurs de tuyauterie (15 cm de chaque côté), entre l'extrémité du récepteur et les deux points de mesure de la température (entrée et sortie), ne sont pas protégées. Ceci fausse donc les résultats pour plusieurs raisons :

- Les tuyaux en métal sont exposés au rayonnement solaire. Il y a donc un apport de chaleur par rayonnement.
- La longueur de ces tuyaux représente près d'un tiers de la longueur du récepteur. Les pertes par convection et rayonnement sont donc augmentées.
- Le point de mesure du thermocouple se trouve au croisement d'un raccord en croix métallique. Cette croix joue également un parfait rôle de dissipateur thermique.

Pour conserver la structure de ce prototype, la solution palliative mise en place est d'isoler au mieux ces tuyaux avec de la laine de verre (convection) et du scotch aluminium (rayonnement). Pour ce qui est des pertes par conduction, sans modifier le montage mécanique, nous ne pouvons pas apporter d'amélioration.

Enfin, les résultats de l'essai de la version 1.2 ( $\Leftrightarrow$  1.1 + vitrage) n'ont pas apporté de nouvelles connaissances. En effet, compte tenu des remarques précédentes, nous souhaitons uniquement confirmer que l'influence du vitrage ( $\tau > 0.9$ ) était faible comme prévu.

## 5.6 Concentrateur 1.3 et 1.4 : intérêt de l'absorbeur

Nous utilisons avec les configurations 1.3 et 1.4, un récepteur cylindrique en aluminium. La version 1.3 a tout simplement une surface d'aluminium brute sans aucun traitement (en général pour de l'aluminium  $\alpha = \varepsilon \approx 0,4$ ). La version 1.4 possède un récepteur avec absorbeur sélectif à faible coût ( $\alpha \geq 0,87$  et  $\varepsilon \leq 0,2$  à  $300 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Les dimensions géométriques sont identiques pour les deux. L'objectif des tests est de valider la fonction de l'absorbeur (seul paramètre modifié entre les deux essais).

Pour cela, nous nous plaçons dans les mêmes conditions de test pour chacun (lieu, orientation, inclinaison, débit de fluide, température d'air, ensoleillement). Rappelons également qu'un vitrage, fixé sur le miroir collecteur, limite en partie les pertes par convection. Les essais sont menés à un débit plus élevé que ceux du paragraphe précédent. Lors de la fabrication de ces deux récepteurs, nous réfléchissons déjà aux améliorations à fournir et à la nouvelle génération de concentrateur. L'idée est de s'orienter vers des longueurs plus grandes, et de coupler les récepteurs en série. Le gradient thermique linéique peut désormais être réduit. Cela signifie que le débit nominal de fluide à l'intérieur du récepteur est maintenant réglé à  $200 \text{ mL/min}$ .

Lors de l'essai avec le prototype 1.3 (fig. 5.5), une petite puissance seulement est transférée au fluide  $\approx 35 \text{ W}$ . Le rendement instantané reste stable, on obtient le rendement énergétique sur la période  $\eta_{DM} = 20,6 \pm 2,9 \%$ . La température d'entrée du fluide est en moyenne à  $T_0 = 47,3 \text{ }^\circ\text{C}$  avec un gradient thermique de  $2,7 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .

Sur la figure 5.6, on remarque également la stabilité de fonctionnement durant un essai long d'une heure. Avec cette configuration 1.4, la puissance transférée au fluide

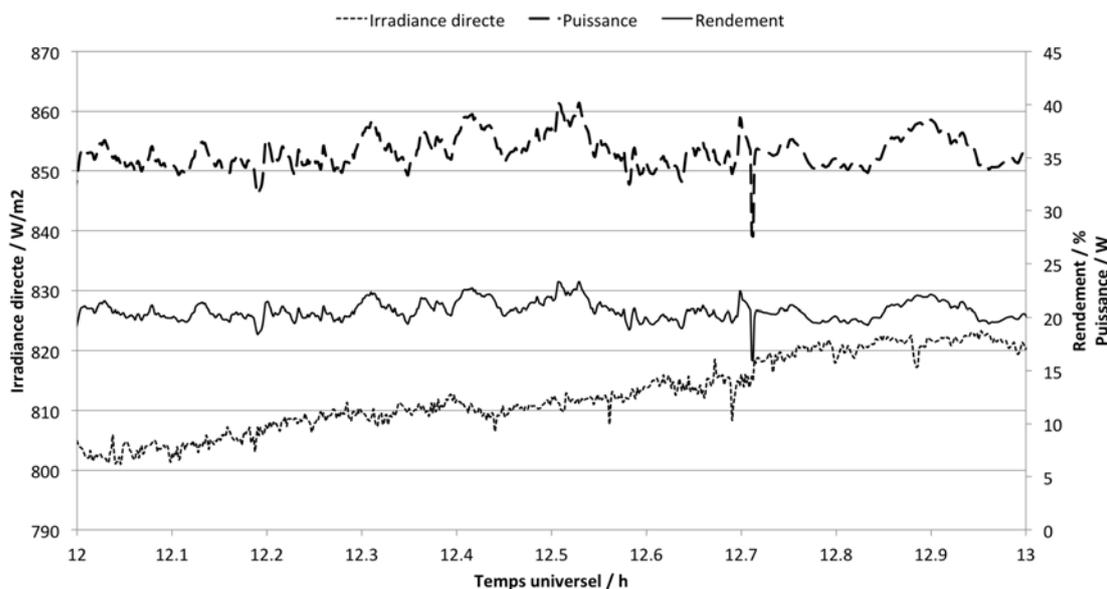


FIGURE 5.5 – Concentrateur 1.3, essai à 200 mL/min

fluctue autour de 100 W. Le rendement instantané oscille également, un peu au-dessus de 60 %. Au cours de cet essai  $\eta_{DM} = 62,2 \pm 2,5$  %. Pendant la période, le fluide entre en moyenne à  $T_0 = 37,6$  °C. Sa température augmente de 7,6 °C/m.

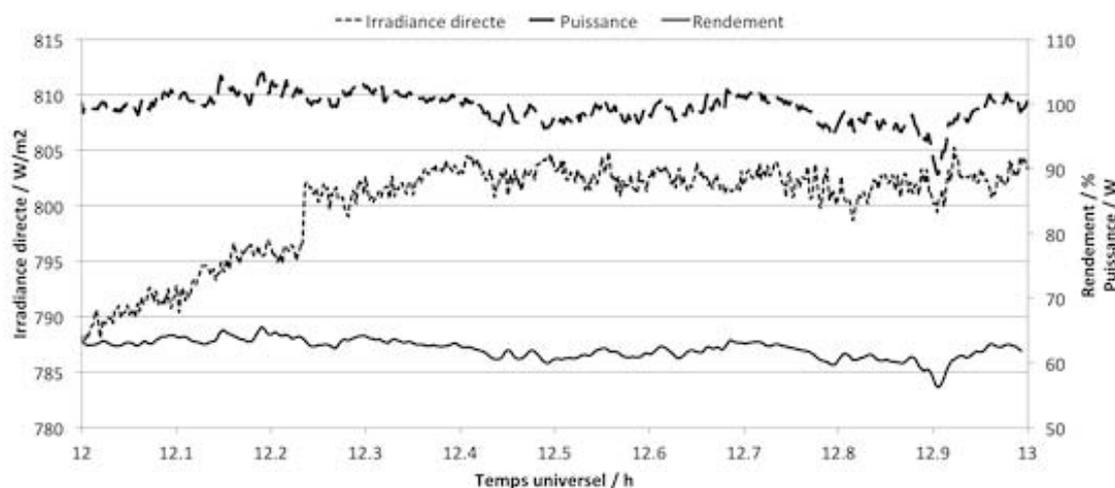


FIGURE 5.6 – Concentrateur 1.4, essai à 200 mL/min

Malgré l'amélioration de l'isolation en bout de concentrateur par rapport aux configurations précédentes, les supports restent toujours conducteurs et dissipent de la chaleur. Une partie de cette chaleur est transférée au miroir qui à son tour dissipe à l'air extérieur. La température du miroir varie de 32,5 °C à 45,0 °C (côté sortie du fluide).

Ces deux tests confirment l'intérêt et l'efficacité de l'absorbeur sélectif. Sur une géométrie équivalente, le gain en rendement est de l'ordre de 42 % pour des températures

de 50 °C. La faible émissivité est garantie au moins jusqu'à 250 °C. Par extrapolation, cela signifie que les pertes radiatives resteront petites avec une température de récepteur de 150 °C. En faisant l'hypothèse d'une température de ciel de 288 K et une émissivité dans l'infrarouge de  $\varepsilon = 0,2$ , le flux net rayonné entre la surface et le ciel vaut 286 W/m<sup>2</sup>. L'étape de passage de la version 1.3 à 1.4 est validée : le nouveau récepteur avec absorbeur sélectif est satisfaisant, son efficacité est triplée par rapport au récepteur brut. Suite à ces résultats positifs, nous avons développé le prototype version 2.0, d'une surface d'environ 1,5 m<sup>2</sup>.

## 5.7 Concentrateur 2.0

Le dernier concentrateur fabriqué et testé est la version 2.0. Cette configuration correspond au concept final de panneau solaire à concentration. Deux miroirs parallèles concentrent le rayonnement sur leur récepteur avec absorbeur sélectif. Le fluide circule en série à l'intérieur des deux récepteurs. Pour ce prototype, les mesures de température du fluide, en entrée et en sortie du panneaux sont réalisées à l'aide de sondes Pt100. Lors de cet essai, seule la boucle « froide » du banc d'essai est utilisée. C'est-à-dire que l'eau chaude est refroidie, la température d'entrée est constante.

Lors d'un premier test de mise en service, pendant lequel la rotation du miroir et le suivi correct du Soleil étaient en validation, la pompe n'était pas en fonctionnement. Les récepteurs se sont échauffés sous flux solaire concentré (stagnation). Lors de son démarrage, le fluide au passage dans les récepteurs est très rapidement monté en température. Il a ensuite fondu le calorifuge des tuyauteries de jonction entre les deux concentrateurs, et celui du retour de fluide. Pour éviter les chocs thermiques, tant que la pompe ne fonctionne pas, le système de suivi (et donc le chauffage) ne doit pas être démarré. Cette modification de sécurité a été intégrée dans la régulation.

Ce panneau solaire est destiné à être intégré sur une toiture inclinée. Technologiquement, le fait d'incliner le concentrateur vers le bas crée de nouvelles contraintes. Les efforts sur les supports ne sont pas les mêmes. Les frottements augmentent lors de la rotation des miroirs. Ces problèmes de conception s'ajoutent aux contraintes de miniaturisation déjà présentes. Après réparation, nous avons pu effectuer des essais en situation réelle.

Pour le tester, il a donc été orienté face au sud avec une inclinaison de 27,5° par rapport à l'horizontale. Le débit de fluide est réglé à 130 mL/min. Les résultats d'un de ces tests sont présentés à la figure 5.7 page suivante.

Les conditions de test sont une température d'air extérieur de 30 °C et la vitesse de l'air faible ( $\leq 1$  m/s). Tout d'abord, nous constatons que le rendement vaut  $\eta_{DP} \simeq 50\%$ . A titre informatif, lorsque les miroirs ne sont pas ombrés,  $\eta_{DM} \simeq 65\%$ . On remarque ensuite que l'irradiance directe suit la courbe caractéristique de l'ensoleillement, en forme de cloche. Ceci est possible car nous mesurons le « direct » à la surface du panneau et pas dans le plan des miroirs. Si cela avait été le cas,  $I_{dr}$  dessinerait un plateau à valeur presque constante. A partir de 14h30 TU, la puissance décroît rapidement. Le Soleil se trouve à ce moment à un azimut de 60°O et à une élévation d'environ 45°. Cette diminution brusque de puissance est justifiée car les miroirs se font de l'ombre entre eux (étude au chapitre 7). Le gain de température varie au cours du temps, il atteint 45 °C vers midi. L'eau sort alors à 90 °C. La température du fluide a également été

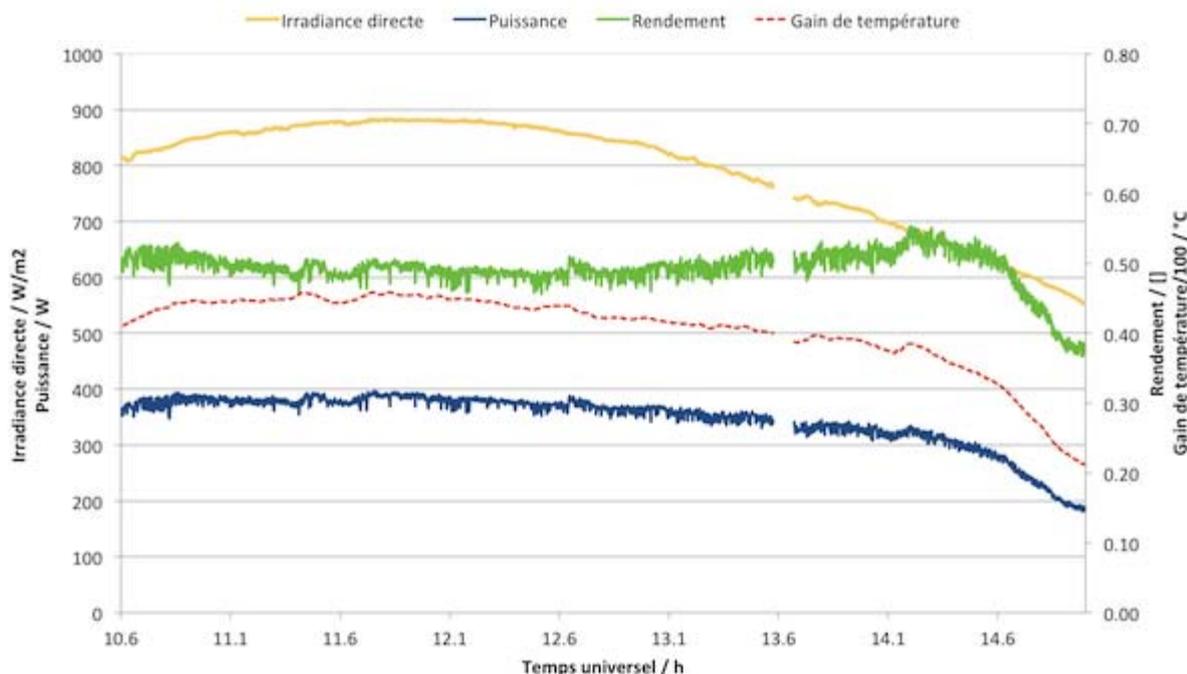


FIGURE 5.7 – Concentrateur 2.0, essai à 130 mL/min le 28 août à Castres (France)

mesurée à la jonction entre les deux concentrateurs. Nous avons pu vérifier à plusieurs reprises que chacun contribue au même gain d'énergie (lorsque les deux miroirs sont éclairés de manière identique).

Enfin, en ce qui concerne la forme particulièrement de la courbe du rendement, celui-ci est relativement constant entre 12 h et 14h30, mais possède un minimum à midi. La raison provient de la définition du rendement (équation 5.4 page 99). L'irradiance est celle du panneau (fixe) alors que les miroirs sont mobiles. Ils reçoivent pendant une certaine période plus de rayonnement direct que le panneau. Lorsque l'ombrage devient trop important, le rendement chute alors.

**CONCLUSION** – Les tests menés sur les différents prototypes nous ont conduits à la réalisation d'une configuration acceptable mais perfectible (configuration 2.0). Les solutions technologiques et la géométrie globale du panneau solaire à concentration étant fixées, il est maintenant nécessaire de maximiser le rendement pour concevoir un pilote. L'amélioration est possible en jouant sur d'autres paramètres géométriques (hauteur de caisson, écart entre les miroirs, etc.). Pour cela nous faisons appel à un modèle de transfert radiatif reposant sur l'environnement de développement EDStAR.



# Chapitre 6

## Modèle de transfert radiatif solaire

### Sommaire

---

<b>6.1</b>	<b>Utilisation d'EDStaR</b>	<b>106</b>
6.1.1	Méthode de Monte-Carlo	107
6.1.2	Architecture du modèle	108
<b>6.2</b>	<b>Algorithme de suivi</b>	<b>109</b>
6.2.1	Description physique	110
6.2.2	Formulation intégrale	111
<b>6.3</b>	<b>Modèle du Soleil</b>	<b>114</b>
6.3.1	Pill-box	114
6.3.2	Suivi du Soleil	115
<b>6.4</b>	<b>Modèle de vitre</b>	<b>116</b>
6.4.1	Rappel d'optique	117
6.4.2	Calcul des coefficients de réflexion et transmission	117
<b>6.5</b>	<b>Vérification des résultats du modèle radiatif</b>	<b>120</b>
<b>6.6</b>	<b>Aide à la conception d'un pilote</b>	<b>122</b>
6.6.1	Influence de la réflectivité des joues	123
6.6.2	Espacement entre les miroirs	124
6.6.3	Éloignement de l'axe par rapport au foyer	126
6.6.4	Puissance du panneau et répartition du flux solaire	127

---

DE par sa conception, notre panneau à concentration solaire possède de faibles pertes thermiques. Tout au long de son développement, nous avons testé et choisi des solutions limitant au maximum les points de contact entre les surfaces chaudes (récepteurs) et leurs supports (pertes par conduction). En ce qui concerne les pertes par convection, celles-ci sont uniquement liées à la convection naturelle autour d'un tube chaud (la vitre protège du vent). Les températures visées,  $\simeq 150$  °C, ne sont pas très élevées, les surfaces chaudes sont petites et le coefficient d'émissivité est limité à  $\varepsilon \leq 0,2$  dans l'infrarouge, les pertes par rayonnement sont donc restreintes ( $< 279$  W/m $^2_{rec}$  en prenant une vitre à 300 K). Le comportement de notre capteur étant très fortement lié à la qualité de la collecte de l'énergie solaire, il nous a donc semblé essentiel d'optimiser l'optique et la géométrie pour maximiser les apports radiatifs.

Dans ce chapitre, nous nous attachons donc à définir en détail le modèle de transfert radiatif solaire développé. Notre besoin était de connaître et de rendre maximum le flux effectivement absorbé par le récepteur, mais aussi de quantifier le flux absorbé par les différentes parties du caisson. Pour cela, le système a été modélisé au plus proche de la réalité. Dans un premier temps, les résultats sont comparés à des cas analytiques simples. Puis l'objectif est d'optimiser le système : thème du chapitre suivant. Commençons par annoncer quelques prérequis.

A notre échelle (quelques mètres), la lumière se propage en ligne droite. Sur de courtes distances, nous ferons l'hypothèse qu'elle traverse l'air sans interaction. Cette hypothèse signifie que l'on considère l'air parfaitement pur (sans particules) et totalement isotrope. Il n'y a donc pas de diffusion. En revanche, lorsque les photons rencontrent une interface, ils sont absorbés, réfléchis ou réfractés.

Lorsqu'il y a absorption, le parcours des photons s'arrête, leur énergie sert à accroître la température de la surface absorbante. Pour une surface réfléchissante et un angle d'incidence  $\theta$ , les photons sont en partie réfléchis dans une autre direction : même plan avec un angle théorique de même valeur par rapport à la normale. Ce cas correspond à la réflexion spéculaire (ex : miroir). Si la réflexion est diffuse (ex : mur blanc), elle est dite lambertienne. Enfin, lorsque les photons traversent l'interface entre deux milieux semi-transparentes, une partie du rayonnement est transmise à travers l'interface avec un angle  $\phi$  qui dépend du rapport entre les indices de réfraction de chaque côté de l'interface.

Pour parvenir à cette modélisation, nous utilisons EDStaR. Cet outil informatique est animé et développé par le groupe de recherche Star-West qui rassemble les laboratoires LAPLACE, PROMES et RAPSODEE [117]. Le choix d'utilisation d'EDStaR est contextuel puisque ce doctorat est préparé au centre RAPSODEE. EDStaR, basé sur la méthode de Monte-Carlo, nous permet de modéliser avec précision les échanges radiatifs à l'intérieur du panneau solaire à concentration développé lors de ce travail.

## 6.1 Utilisation d'EDStaR

L'acronyme EDStaR signifie *environnement de développement en statistique radiative*. Cet outil de simulation est basé sur la statistique radiative avec formulation intégrale. EDStaR permet de modéliser tout problème radiatif, et notamment à l'intérieur de systèmes optiques, et de réaliser une simulation statistique du système. L'outil de simulation EDStaR est libre. Tous les détails concernant cet environnement de développement sont disponibles sur le site internet du groupe StarWest [116].

Une force d'EDStaR est d'intégrer le calcul de Monte-Carlo dans la bibliothèque de synthèse d'image `pbrt`<sup>1</sup> [100]. `Pbrt` permet d'intégrer n'importe quelle géométrie complexe, prend en charge tous les aspects géométriques et optimise le calcul des points d'intersection des rayons simulés. Enfin, pour accélérer les simulations, les calculs sont parallélisés.

EDStaR peut être utilisé de manière relativement basique (géométrie et problème simple). Mais il a surtout l'avantage d'être paramétrable, évolutif et de traiter des cas complexes. Ce paragraphe s'attache à expliquer l'utilisation qui en a été faite pour ces travaux.

---

1. `Pbrt`, physically based rendering tool, est un logiciel libre et gratuit.

La géométrie des concentrateurs a été entièrement créée (caisson, vitre, miroir, récepteur) ainsi qu'une source lumineuse représentant le Soleil. Pour chaque géométrie, une image a été générée avec `pbrt` pour vérifier que les positions de chaque élément étaient exactes. L'algorithme a été écrit de manière à calculer les flux réfléchis, absorbés et transmis par chaque surface. Les résultats bruts (flux total ou carte de flux) doivent ensuite être traités. Si une carte de flux a été calculée, le logiciel de calcul numérique Scilab a permis ensuite d'imager les résultats.

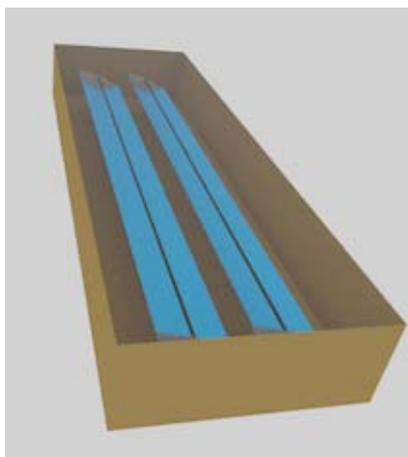


FIGURE 6.1 – Image du concentrateur 2.0 modélisé, générée avec `pbrt`. Comparaison possible avec la photo 4.13 page 92.

### 6.1.1 Méthode de Monte-Carlo

La méthode de Monte-Carlo simule numériquement le comportement de « paquets » de photons depuis leur émission jusqu'à leur absorption totale. Elles consistent à reconstruire un grand nombre d'événements aléatoires : absorption, émission, diffusion. Ces événements sont générés à l'aide d'un générateur aléatoire et de densité de probabilité d'événements. En utilisant le théorème de la limite centrale, la statistique des événements générés permet un calcul d'erreur par écart type. Le calcul de l'écart type indique la convergence de la solution moyenne calculée. La convergence de la solution sera meilleure pour un plus grand nombre d'événements générés. L'optimisation des algorithmes consiste à travailler sur les fonctions densité de probabilité (pdf) utilisées pour réduire le nombre de tirages aléatoires nécessaires à la convergence de la solution.

Dans ce travail, l'application de la méthode de Monte-Carlo consiste à reformuler le problème mathématiquement sous forme d'intégrales (voir § 6.2.2 page 111). Cette approche réduit les temps de convergence si le problème mathématique est bien posé et les densités de probabilité sont bien choisies. Elle permet également de faire des calculs de sensibilité (non utilisé ici) à certains paramètres en utilisant les mêmes générations d'événements sans coût de calcul supplémentaire. Cependant, il faut une bonne connaissance du système global pour proposer l'écriture mathématique optimale des densités de probabilité. (*§ adapté d'un extrait de la thèse de Baud [9]*)

### 6.1.2 Architecture du modèle

Le modèle s'articule autour de plusieurs « briques ». Suivant leur nature, les arguments d'entrée sont séparés dans différents fichiers :

- La géométrie modélisée, `geometrie.pbrt`, est codée au format de `pbrt`.
- Les caractéristiques intrinsèques du Monte-Carlo sont synthétisés dans un fichier d'entrée `mcm.in`. Les fichiers de germes qui permettent d'effectuer des tirages aléatoires sont à part.
- Enfin l'algorithme est codé en C++ : `algorithme.h`.
- D'autres briques optionnelles peuvent aussi être intégrées, dans notre cas, nous utilisons un code de positionnement précis du Soleil `solpos.h`.

Lorsqu'on lance une simulation, deux choix sont possibles. Le premier est l'utilisation unique de `pbrt`. L'algorithme n'est pas utilisé. Seule une image de la géométrie est créée `image.exr`. Le second choix lance le calcul avec EDStaR. Le résultat est écrit dans un fichier texte `mcm.out`.

**Géométrie** Le fichier `geometrie.pbrt` permet de créer, sous forme de code, l'ensemble de la géométrie du problème. Un volume est modélisé par un ensemble de surface. Le chemin optique des « paquets » de photons sera calculé suivant les propriétés attribuées à ces surfaces. Pour produire une image (utilisation unique de `pbrt`), il faut définir une source de lumière ainsi qu'une `camera`, point de vue de la scène. En créant un sol et un ciel à la scène, l'image paraît plus réaliste.

Rentrons un peu plus dans les détails du code. Notons tout d'abord, que `pbrt` utilise un système de coordonnées left-handed [100]. La géométrie construite sous `pbrt`, est un ensemble d'attributs *attribute*. Un attribut contient en général des surfaces *shape*. La shape elle-même est ensuite matérialisée par un matériau *material* qui peut prendre différentes *textures* caractéristiques de la surface. Les textures correspondent non seulement à des états de surface visuels, mais surtout à « passer » des paramètres (caractéristiques physiques, numéro de surface...) de la géométrie à l'algorithme. Le fait qu'une surface soit définie comme intégrable ou non est également précisé dans le fichier de géométrie. Enfin, pour la génération d'images, les réglages de la *camera* sont l'endroit visé, la position du point de vue, l'angle de vue, le zoom et le niveau de netteté.

**Monte-Carlo** Dans le fichier `mcm.in`, on trouve simplement le nombre de réalisations demandées, et les nombres de cycles et de générations indépendantes par cycle. Les fichiers de germes sont utilisés dans le générateur aléatoire. Celui-ci sert à générer aléatoirement position, angle, absorption, réflexion...

**Algorithme** A chaque problème physique correspond un algorithme : c'est lui qui fait le calcul. Suivant les cas, il peut être ou pas lié à une géométrie. Exemple, si le problème est de connaître le facteur de forme entre une surface contenue dans le volume d'une sphère et la sphère elle-même, peu importe la géométrie et le positionnement de la surface, l'algorithme sera identique. En revanche, si l'on remplace la sphère par un cube, il faudra modifier l'algorithme puisque chaque face du cube entre en jeu. Dans ce travail l'algorithme effectue un suivi des « paquets » de photons jusqu'à leur absorption par le système (§ suivant).

**Soleil** Les caractéristiques du Soleil pour les simulations sont définies et/ou calculées dans le fichier `solpos.h`. C'est-à-dire que suivant la date et la position géographique à laquelle les calculs sont lancés, ce fichier calcule la position exacte du Soleil dans la géométrie. Pour être cohérent avec les tests réalisés sur les prototypes, le même algorithme de calcul que dans l'automate a ici été codé. La comparaison des résultats expérimentaux avec ceux du modèle restent donc cohérents.

**Résultats** C'est dans l'algorithme que se fait le choix des variables de sortie. Dans le fichier `mcm.out`, à chaque variable correspond une ligne pour laquelle est indiquée le résultat et son incertitude.

## 6.2 Algorithme de suivi

L'algorithme permet de suivre les « paquets » de photons simulés dans leur « vie ». Pour cela, l'algorithme est construit en trois parties (analogie avec la vie) :

- initialisation ou *naissance du photon*,
- suivi du rayon ou *vie du photon*,
- analyse de sa vie ou *souvenir*.

Comme on utilise un tirage aléatoire uniforme normal, le poids initial à chaque réalisation est constant  $poids = 1$ . Le tirage uniforme normal tire de manière aléatoire une position sur la surface considérée. Chaque point de la surface a la même probabilité d'être tirée.

Un « paquet » de photons subit ensuite un ensemble de transmission, réflexion et/ou absorption. Au cours de sa vie, ce poids ne peut donc que diminuer. Par exemple, en provenance du Soleil, à la première intersection avec la vitre, le poids du « paquet » de photons transmis à cette interface est réduit du fait d'une quantité de photons qui a été réfléchi vers l'extérieur, et donc non prise en compte dans la suite des calculs. Le poids final correspond au « paquet » de photons diminué de ceux qui ont interagi. Aussi, il est multiplié par le DNI, lui même affecté par le cosinus de l'angle d'incidence initial.

En général, ce type d'algorithme est construit de manière à suivre un « paquet » de photons en ayant anticipé les différents chemins possibles. Par exemple, pour une centrale à tour, un « paquet » de photons réfléchi par un héliostat peut soit intercepter le récepteur, soit être arrêté par un miroir, soit rater sa cible. Les trois cas vont être directement gérés. Dans notre cas, des réflexions multiples peuvent intervenir, exemple : miroir  $\rightarrow$  joue  $\rightarrow$  vitre  $\rightarrow$  récepteur. C'est donc pour éviter de coder chaque possibilité que l'analyse de la vie du rayon n'est faite qu'à la fin de la réalisation. Grâce à cela, les interactions unitaires (absorption, réflexion, transmission) sur chaque surface sont codées indépendamment. Chaque surface possède un numéro unique (fig. 6.2 page suivante), ce qui facilite sa sélection dans les résultats demandés. Il peut arriver (très rarement) qu'il n'y ait pas d'intersection calculée (cas n° 99). Lorsque le poids est trop faible, c'est le cas n° 98 qui est choisi.

La dernière partie de l'algorithme analyse le *souvenir*. C'est donc par un jeu de conditions *et* et *ou*, que le calcul final est effectué. Avec cette méthode, il est possible très rapidement de modifier le code pour obtenir le flux provenant de n'importe quel trajet. Exemple : d'après le tableau 6.1 page suivante, pour connaître le flux total absorbé par le récepteur n° 1 après une réflexion sur la joue bas n° 1, il suffit de faire la

Vitre extérieure	01	Vitre intérieure	02	Miroir n° x	1x
Récepteur n° x	2x	Joue bas n° x	3x	Joue haut n° x	4x
Structure dessous	51	Structure bas	52	Structure haut	53
Structure droite	54	Structure gauche	55	Poids trop faible	98
Pas d'impact	99				

TABLE 6.1 – Correspondance entre les surfaces modélisées et leurs numéros

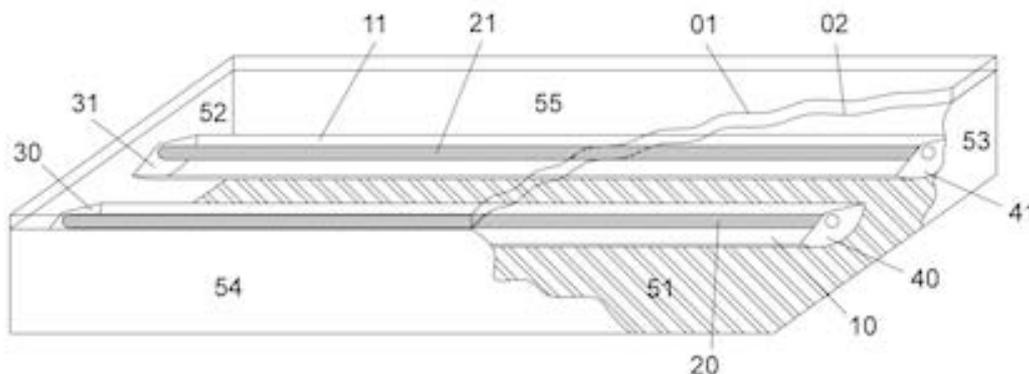


FIGURE 6.2 – Surfaces du prototype 2.0 avec leurs numéros

somme des poids de tous les « paquets » de photons ayant impactés la surface 21 à la dernière intersection, et la surface 31 à l'avant-dernière intersection.

La puissance totale absorbée par le récepteur est le résultat le plus classique et le plus attendu. Nous sommes aussi intéressés par les pertes sur chaque élément, et par les puissances qui proviennent effectivement du parcours classique direct de la concentration : transmission à travers la vitre, réflexion sur le miroir et absorption au récepteur.

### 6.2.1 Description physique

L'algorithme modélise le trajet d'un « paquet » de photons. Par commodité de langage, nous appellerons un « paquet de photons », un « rayon ». Le rayon peut-être émis d'une ou de plusieurs surfaces. Il subit ensuite une série d'intersections avec le système modélisé. Finalement, il est soit absorbé, soit perdu. On peut interpréter le suivi de rayon comme la vie d'un rayon. A chaque passage important, une « photographie » est prise. De cette manière, à la fin d'une réalisation, il est possible de connaître le cheminement de ce rayon à travers la géométrie. L'écriture de l'algorithme est simplifiée et plus élégante, la lecture plus aisée (évite ainsi une multitude de boucles imbriquées). C'est-à-dire qu'après chaque intersection, le rayon continue son trajet (avec un poids plus faible), et le type d'interaction avec chaque surface est enregistré.

A chaque nouvelle intersection, le poids du rayon est testé. S'il est trop faible, en dessous du poids minimum fixé arbitrairement, une « roulette russe » est utilisée. A chaque intersection, le photon peut être absorbé, transmis, réfléchi. Dans le dernier cas, la réflexion peut être spéculaire ou diffuse. Cela signifie que lorsque le rayonnement impacte une surface, il subit un changement de direction en restant dans le même

milieu. La direction du rayonnement dépend de sa longueur d'onde et de la rugosité de la surface.

Pour une réflexion spéculaire, c'est la loi de Snell-Descartes qui est utilisée. Le rayon incident devient réfléchi au point d'incidence. Les angles d'incidence  $\theta_i$  et de réflexion  $\theta_r$  sont définis comme les angles entre la normale à la surface réfléchissante et le rayon. La normale et les deux rayons appartiennent au plan d'incidence. La réflexion spéculaire ne signifie pas une surface parfaitement plane, mais que les aspérités sont de plus petite taille que la longueur d'onde du rayonnement.

$$\theta_r = -\theta_i \quad (6.1)$$

D'après [120], pour une réflexion diffuse (aspérités dont la taille est supérieure à la longueur d'onde du rayonnement incident), le rayonnement est réfléchi dans toutes les directions à cause des hétérogénéités du milieu. Une direction est généralement privilégiée, pour laquelle la réflexion est plus importante, figure 6.3. On peut ainsi définir pour chaque surface une indicatrice de luminance (en pointillé). Si on trace à partir de la surface réfléchissante les vecteurs proportionnels à l'intensité du rayonnement réfléchi dans toutes les directions, l'indicatrice de luminance est la surface obtenue en reliant entre elles toutes les extrémités des vecteurs. Dans le cas où l'intensité du rayonnement réfléchi est la même dans toutes les directions, on parle de réflexion lambertienne.

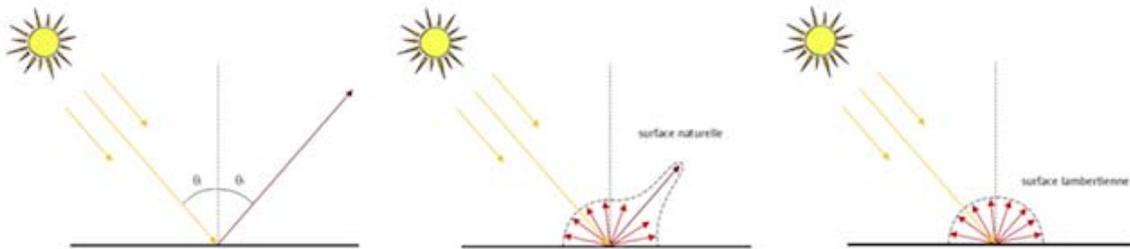


FIGURE 6.3 – Réflexions spéculaire (gauche), diffuse réelle et lambertienne (droite) [120]

Lorsque le suivi du rayon est terminé :

- absorption par une des surfaces,
- perte du photon hors de la géométrie,
- poids trop faible,

l'algorithme traite alors la mémoire suivant les résultats que l'on souhaite obtenir. L'algorithme simplifié de résolution de l'équation de transfert radiatif est représenté à la figure 6.4 page suivante

## 6.2.2 Formulation intégrale

La représentation mathématique de cette description physique est une formulation intégrale. De la Torre [32] explique la correspondance entre un algorithme et sa formulation intégrale, nous reprendrons ses mots. *Soit une réalisation définie par le tirage d'une valeur  $\mathbf{x}$  de la variable aléatoire  $\mathbf{X}$  de densité de probabilité  $p_{\mathbf{X}}(\mathbf{x})$ . Après avoir tiré  $\mathbf{x}$ ,*

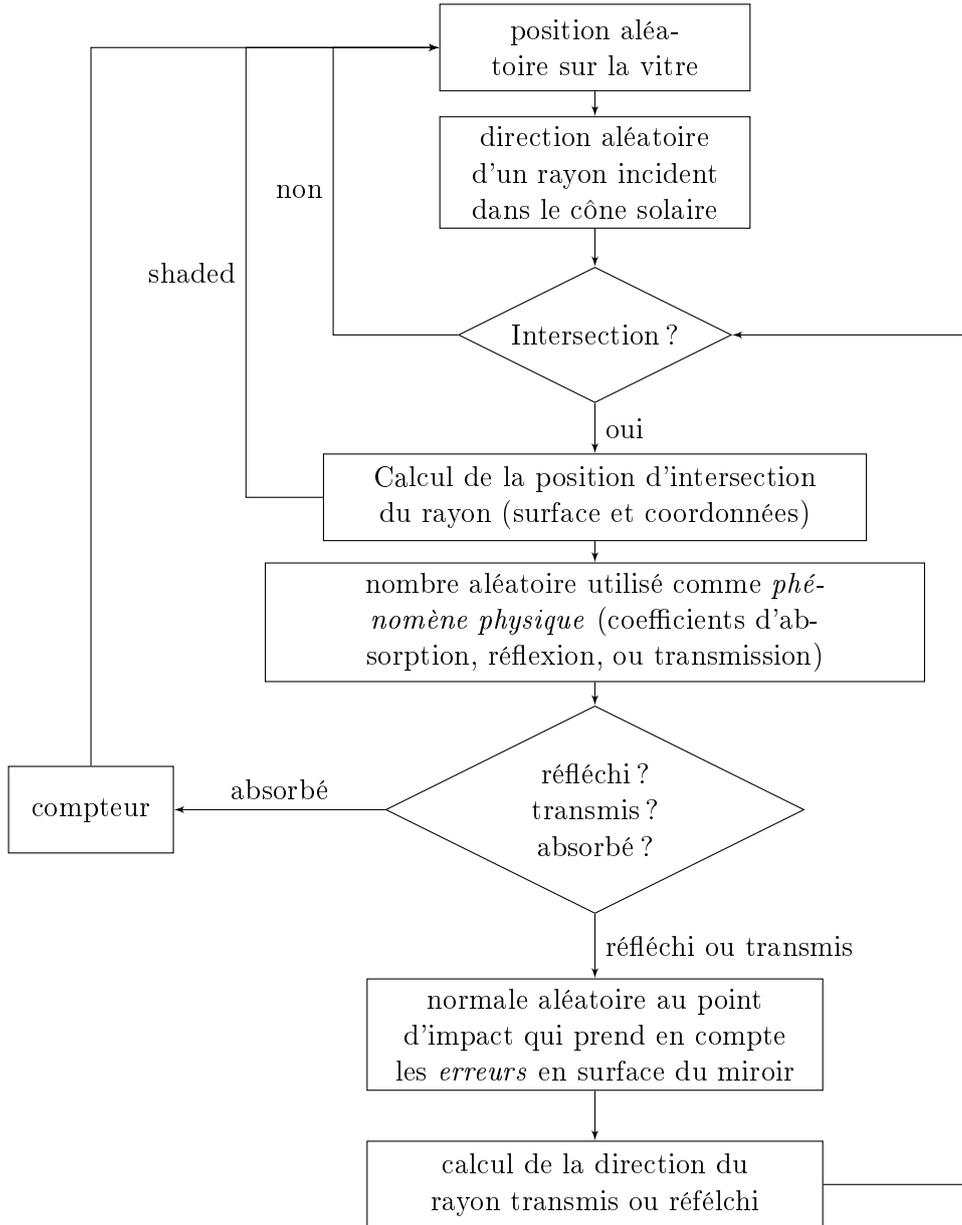


FIGURE 6.4 – Algorithme simplifié utilisé pour résoudre la formulation intégrale de l'équation de transfert radiatif

on calcule la valeur du poids  $w$  comme la valeur d'une fonction  $\hat{w}$  de  $\mathbf{x}$ . La fonction discontinue d'Heaviside est utilisée dans la formulation intégrale pour formaliser les tests algorithmiques. Par exemple,  $H(\mathbf{x}_1 \in V^-)$  doit être interprété par  $H(\mathbf{x}_1 \in V^-) = 1$  si  $\mathbf{x}_1 \in V^-$  et  $H(\mathbf{x}_1 \in V^-) = 0$  sinon. L'exemple le plus intéressant est celui de l'estimation de la puissance absorbée par le récepteur.

$$P_{abs} = \int_{V^+} p_{\mathbf{X}}(\mathbf{x}_0) d\mathbf{x}_0 \int_S p_{\Omega_S}(\omega_S) d\omega_S H(w_j > w_{min}) H(\mathbf{x}_1 \in V^-) \tau_V \phi_j \quad (6.2)$$

Le suivi de rayon se formalise de la manière suivante :

$$\phi_j = \begin{cases} H(\mathbf{x}_j \in J^+)H(\Psi \leq \rho_{J^+})\phi_{j+1} & \text{(joue côté miroir)} \\ +H(\mathbf{x}_j \in J^-)H(\Psi \leq \rho_{J^-})\phi_{j+1} & \text{(arrière des joues)} \\ +H(\mathbf{x}_j \in M^+)H(\Psi \leq \rho_{M^+})\phi_{j+1} & \text{(miroir)} \\ +H(\mathbf{x}_j \in M^-)H(\Psi \leq \rho_{M^-})\phi_{j+1} & \text{(arrière du miroir)} \\ +H(\mathbf{x}_j \in R^+) \begin{cases} H(\Psi \leq \alpha_R)w_j & \text{(récepteur)} \\ H(\Psi > \alpha_R)\phi_{j+1} & \end{cases} \\ +H(\mathbf{x}_j \in V^-)H(\Psi \leq \rho_{V^-})\phi_{j+1} & \text{(vitre)} \end{cases} \quad (6.3)$$

Les fonctions densité de probabilité correspondant aux lois de tirage sont

$$p_{\mathbf{x}}(\mathbf{x}_0) = \frac{1}{S_{V^+}} \quad \text{et} \quad p_{\Omega_S}(\boldsymbol{\omega}_S) = \frac{1}{\int_S d\boldsymbol{\omega}_S} = \frac{1}{2\pi(1 - \cos \theta_S)} \quad (6.4)$$

Implicitement, dans les autres cas non cités dans l'équation (6.3), le « paquet » de photons ne contribue pas directement au flux absorbé par le récepteur (on pourrait ajouter par exemple :  $H(\mathbf{x}_j \in C)w_{out}$ ). Or, en réalité, il faut toutefois noter que s'il est absorbé par le caisson ou toute autre partie du système (hors perte à travers la vitre), il contribue en partie à limiter les pertes du récepteur. En effet, il chauffe le système, qui à son tour réchauffe l'air du panneau, réduit la convection autour des tubes, réduit le flux net rayonné (proportionnel à  $T_{rec}^4 - T_{surface}^4$ ), et augmente la convection sur l'extérieur du caisson. Le bilan complet de l'ensemble nécessiterait d'effectuer un couplage complexe convection/rayonnement, déjà évoqué lors de certains travaux de thèse [9, 32, 121] et non-traité dans ce travail.

Concrètement dans l'équation (6.2), la première intégrale correspond au tirage du point d'impact  $\mathbf{x}_0$  sur la vitre qui recouvre le panneau, et de normale  $\mathbf{n}_{V^+}$ . La seconde intégrale représente le tirage d'une direction  $\boldsymbol{\omega}_S$  à l'intérieur du cône solaire. La fonction d'Heaviside suivante teste si le poids du rayon n'est pas inférieur au poids minimum. La seconde Heaviside vérifie si le rayon transmis à travers la première interface impacte effectivement la seconde interface, ou si le rayon est « perdu » dans l'épaisseur du verre.

Les notations correspondantes sont

- $C$  l'ensemble du caisson, la structure qui maintient et protège l'optique
- $J$  les joues en bout du miroir,  $J^+$  représente la face côté récepteur
- $M$  le miroir,  $M^+$  représente la face côté récepteur
- $R$  récepteur, correspond à l'extérieur du tube
- $S$  le disque solaire, de diamètre  $\theta_S$
- $V$  vitre :  $V^-$  représente la face intérieure, et  $V^+$  la face extérieure à la vitre

La fonction poids prend pour valeur

$$w_{out} = 0 \quad \text{et} \quad w_j = \frac{I(\boldsymbol{\omega}_S \cdot \mathbf{n}_{V^+})}{p_{\mathbf{x}}(\mathbf{x}_0)p_{\Omega_S}(\boldsymbol{\omega}_S)} \quad (6.5)$$

or d'après (6.4) et comme

$$I = \frac{DNI}{\int_S d\boldsymbol{\omega}_S} \quad (6.6)$$

$$\text{alors} \quad w_j = DNI(\boldsymbol{\omega}_S \cdot \mathbf{n}_{V^+})S_{V^-} \quad (6.7)$$

Dans ces calculs, seul le rayonnement provenant du Soleil est pris en compte. Le rayonnement infrarouge du système et le rayonnement diffus ne sont pas intégrés.

## 6.3 Modèle du Soleil

Plusieurs hypothèses nous permettent de modéliser le Soleil :

- Il est modélisé suivant un pill-box (§ 6.3.1), disque de 4,65 mrad de rayon.
- Le circumsolaire proche ou lointain (§ 1.1.2 page 27) n'est pas pris en compte.
- Sa position dans le ciel est calculée en coordonnées horizontales (§ 6.3.2 page ci-contre) pour le lieu demandé.
- Son émittance énergétique totale (ou DNI) est considérée à 900 W/m<sup>2</sup> (voir le spectre de référence à la figure 1.7 page 27).

Pour les simulations correspondant à des essais expérimentaux, la valeur du DNI correspond à la mesure réelle. Pour les simulations qui ne correspondent pas à des tests, nous utiliserons des profils d'irradiances mesurées par Helioclim et post-traitées par SoDa [110]. Les profils pour Castres (France) sont proposés à la figure 6.5.

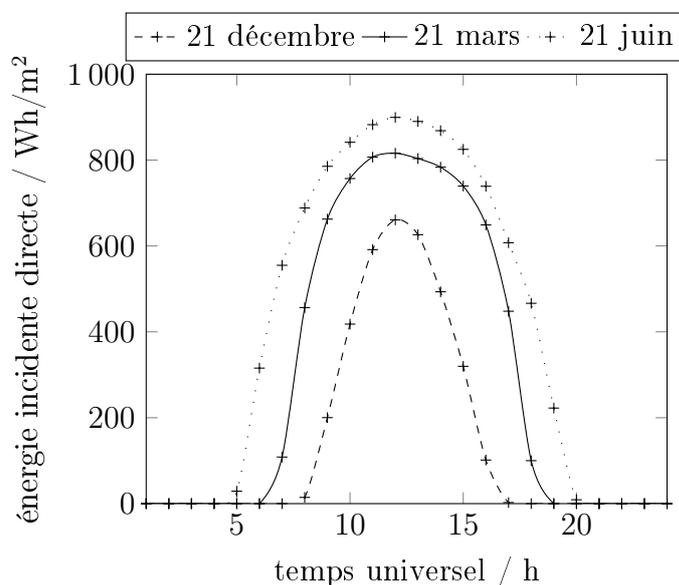


FIGURE 6.5 – Irradiance normale directe à Castres (France). Données moyennes mesurées en 2005 et compilées à partir de la base de données d'Helioclim-3. Pour plus de précision sur l'acquisition de ces données, voir le site de SoDa [110]

### 6.3.1 Pill-box

Pour le tirage aléatoire de la direction dans le cône solaire, le modèle pill-box est utilisé. Chaque point du disque solaire a une chance de tirage égale aux autres. Chaque direction dans le cône est donc équiprobable.

$$p_{\Omega_S}(\omega_S) = \frac{1}{2\pi(1 - \cos\theta_S)} \quad (6.8)$$

Au moment du tirage aléatoire, la luminance du rayonnement solaire incident est constante sur l'ensemble du disque. La correction proposée à l'équation (1.4) est ensuite

appliquée :

$$\varphi(\theta) = \frac{\cos(0,326\theta)}{\cos(0,308\theta)} \quad \text{pour} \quad \{\theta \in \mathbb{R} | 0 \leq \theta \leq 4,65 \text{ mrad}\}$$

### 6.3.2 Suivi du Soleil

Comme nous l'avons évoqué dans la première partie, le suivi exact et théorique de la position du Soleil est complexe. Sa position dans le ciel varie à chaque instant de l'année et pour chaque lieu sur Terre. Pour situer ces différences, il est intéressant de s'attarder sur les diagrammes solaires en représentation polaire (figure 6.6) des villes de Castres au sud de la France, et de Cotonou capitale économique du Bénin. D'après les diagrammes de la figure 6.6, en France, la durée du jour est beaucoup plus longue en été qu'en hiver. De plus le Soleil culmine chaque jour au Sud et ne dépasse pas les  $70^\circ$  d'élévation à Castres. En revanche, plus on se rapproche de l'équateur, plus la durée du jour reste constante durant l'année. Lorsqu'on se trouve entre le tropique du Cancer et l'équateur, le Soleil culmine une partie de l'année au Nord...

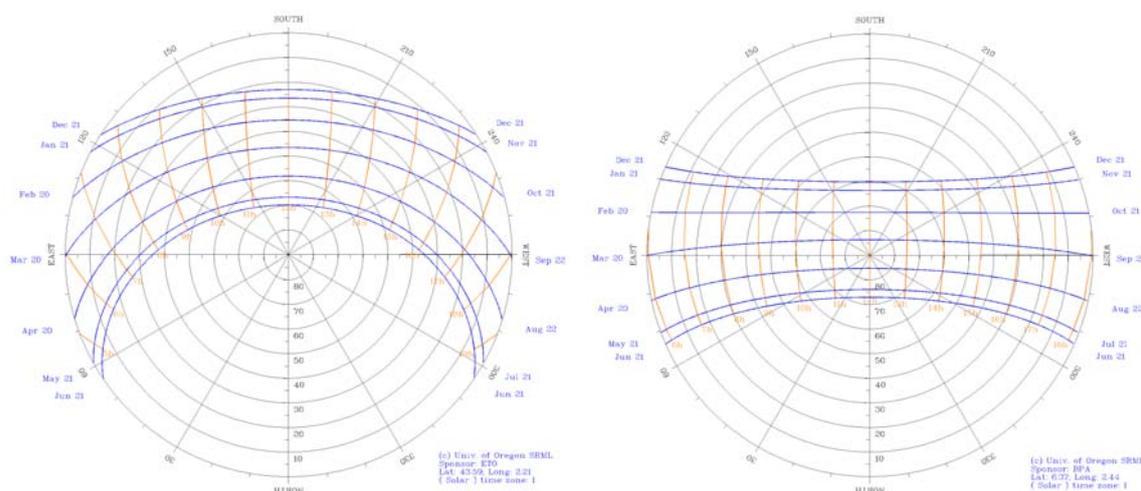


FIGURE 6.6 – Diagrammes solaires à Castres ( $43,59^\circ\text{N}$ ) (gauche) et Cotonou ( $6,37^\circ\text{N}$ ). Attention, le Nord est en bas et les heures sont indiquées en temps solaire. La lecture de l'azimut (lignes droites noires) et de l'élévation (cercles concentriques noirs avec le zénith au centre) se fait en fonction de la date (courbes bleues horizontales) et de l'heure (courbes orange verticales).

Le mauvais suivi du Soleil est un facteur de perte de puissance et donc d'une baisse de rendement. Dans ce cas, le flux solaire n'est pas concentré correctement au foyer, et une partie du rayonnement n'atteint pas le récepteur. Avec le calcul astronomique, il est relativement aisé d'obtenir une grande précision quant aux coordonnées solaires. Cependant, pour atteindre une grande précision, les calculs nécessitent une grande ressource processeur.

Pour que la position calculée du Soleil soit la même entre le pointage du miroir lors des tests et lors des simulations, le même algorithme est utilisé. Il prend en compte un grand nombre de phénomènes astronomiques. Pour les simulations sous EDStAR,

l'algorithme de calcul de position est codé dans un nouveau fichier `Solpos.h`. Tout d'abord, il faut intégrer les paramètres d'entrée caractérisant la position du capteur dans le temps et dans l'espace :

- date UT<sup>2</sup> (année, mois, jour, heure, minute, seconde)
- lieu (latitude, longitude)
- position locale (orientation, inclinaison)

Pour la date, il ne faut intégrer ni fuseau horaire, ni heure d'été/heure d'hiver, ni heure solaire... Seul le temps universel est à prendre en compte pour ces calculs.

Les phénomènes astronomiques ont été intégrés aux calculs en incorporant les équations qui les caractérisent. Le calcul est long. Il suit de nombreuses étapes pour obtenir la position du Soleil en coordonnées horizontales locales [80]. Les principaux paramètres pris en compte sont listés ci-après :

- jour julien et temps julien,
- temps sidéral (moyen et apparent) à Greenwich,
- longitude moyenne du Soleil rapportée à l'équinoxe,
- anomalie moyenne du Soleil,
- excentricité de l'orbite terrestre,
- équation de Kepler,
- longitude du nœud ascendant de la Lune,
- obliquité de l'écliptique,
- longitude et anomalie moyenne de la Lune,
- nutation en longitude,
- rayon-vecteur Terre-Soleil,

La correction de parallaxe<sup>3</sup> affine les deux résultats que sont l'élévation ou hauteur  $h$  et l'azimut  $A$ . Au lever du Soleil, l'azimut est minimum et la hauteur nulle. Au coucher, l'azimut est maximum et la hauteur nulle. En France, à midi, l'azimut est nul et la hauteur maximale.

Par le calcul astronomique, c'est la hauteur vraie du Soleil qui est déterminée. Il existe cependant une petite différence avec la hauteur apparente du Soleil. Elle est due à la réfraction atmosphérique, surtout valable pour des élévations inférieures à 4°, fig. 6.7 page suivante. Son impact est le plus visible en début et fin de journée, lorsque la lumière traverse une atmosphère épaisse. Durant ces périodes, le flux rayonné est faible, et correspond donc à très peu d'énergie au cours d'un année. En direction du zénith, l'atmosphère est plus mince. Cette correction de la hauteur est aussi implémentée sous forme de trois équations en fonction de l'élévation théorique du Soleil (en dessous de 4°, entre 4 et 15°, et au-dessus de 15°).

## 6.4 Modèle de vitre

La modélisation de la vitre requiert une attention particulière. Elle contribue à l'effet de serre au sein du panneau, mais elle limite aussi le rayonnement incident. Cette limitation se décrit par deux phénomènes, le premier est la réflexion à l'interface air-verre,

---

2. UT universal time = temps universel TU

3. Angle sous lequel on voit perpendiculairement depuis un point donné, un objet donné. La correction de parallaxe correspond dans notre cas à deux petits angles qui permettent de déterminer l'ascension droite topocentrique et la déclinaison topocentrique, connaissant les valeurs géocentriques.

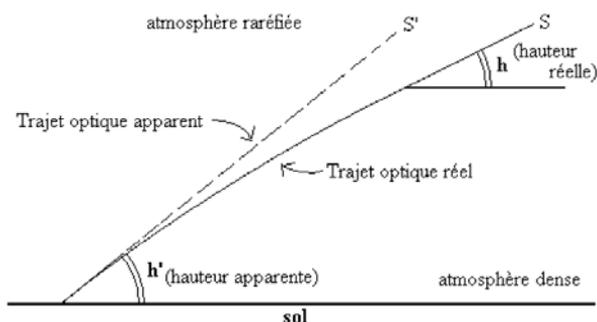


FIGURE 6.7 – Influence de la réfraction atmosphérique sur la hauteur apparente du Soleil

le second par la déviation des rayons lumineux dans l'épaisseur du vitrage. L'épaisseur de la vitre étant faible, le deuxième phénomène est négligeable. Nous considérons donc que la totalité du flux transmis, l'est au premier point de transmission (point de départ de T1 sur la figure 6.8 page suivante). Lors de la simulation, deux cas se présentent.

- Dans le cas des rayons incidents à l'extérieur de la vitre en provenance directe du Soleil (angle d'incidence variable), c'est le coefficient de transmission qui est calculé puis utilisé.
- Dans l'autre cas, lorsqu'un rayon est réfléchi à l'intérieur du caisson et intersecte la face intérieure de la vitre, c'est le coefficient de réflexion qui est pris en compte en fonction de l'angle d'incidence.

### 6.4.1 Rappel d'optique

Dans un milieu transparent, isotrope et homogène, la lumière se propage en ligne droite avec une vitesse  $v$  indépendante de la direction. Cette propagation se fait, dans le vide, à la célérité  $c_0$ <sup>4</sup> et,  $v = c_0/n$  où  $n$  est l'indice absolu du milieu :  $n \geq 1$ . Le principe de Fermat s'énonce sous sa forme générale comme « *Parmi toutes les trajectoires possibles, celle effectivement suivie par un rayon lumineux correspond à un chemin optique extrémal* ». [97] Enfin, il paraît opportun de citer les *lois de Snell-Descartes* qui établissent les relations entre les trois angles définis par les rayons incident, réfléchi et réfracté à un plan d'incidence.

1. le rayon réfléchi fait avec la normale un angle  $j$  égal à l'angle d'incidence  $i$ .
2. le rayon réfracté fait avec le prolongement de la normale un angle  $r$  tel que  $n \sin i = n' \sin r$ , où  $n$  et  $n'$  sont les indices absolus respectivement du premier et du deuxième milieu.

A l'interface entre l'air et un vitrage, le rayon incident est en partie transmis et réfléchi. Au point d'incidence, il n'y a pas d'énergie absorbée.

### 6.4.2 Calcul des coefficients de réflexion et transmission

Plusieurs hypothèses sont posées :

---

4.  $c_0 = 299\,792\,458$  m/s exactement.

- Le verre est parfaitement homogène et isotrope.
- Bien que l'indice de réfraction varie en fonction de la longueur d'onde, ses caractéristiques optiques sont considérées constantes pour le spectre solaire.
- L'épaisseur de la vitre  $d$  est constante.

Soit les coefficients de réflectivité  $r(\theta)$ , transmissivité  $t(\theta)$ , réflexion  $\rho(\theta)$  et transmission  $\tau(\theta)$  pour une lame de verre ayant un coefficient d'absorption  $\alpha$  directement lié au coefficient d'extinction  $k$  et à la longueur d'onde  $\lambda$ .

$$\alpha = \frac{4\pi k}{\lambda} \tag{6.9}$$

D'après les équations de Fresnel, le coefficient de réflectivité  $r(\theta)$  pour un rayonnement non polarisé, interceptant avec un angle  $\theta$  une interface entre deux milieux optiques, et réfracté avec un angle  $\phi$ , peut s'écrire sous la forme

$$r(\theta) = \frac{1}{2} \left( \left( \frac{\sin(\theta - \phi)}{\sin(\theta + \phi)} \right)^2 + \left( \frac{\tan(\theta - \phi)}{\tan(\theta + \phi)} \right)^2 \right) \quad \text{et} \quad t(\theta) = 1 - r(\theta) \tag{6.10}$$

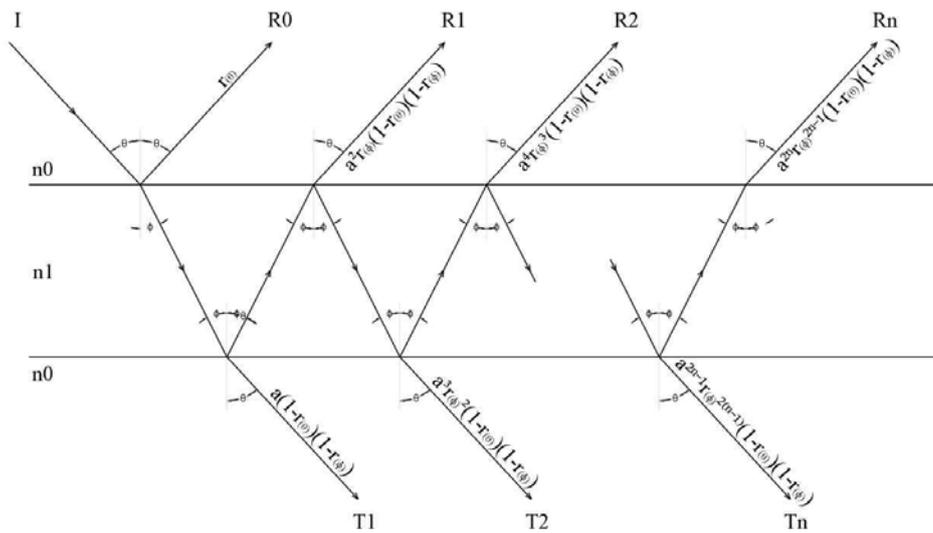


FIGURE 6.8 – Multiples réflexions et transmissions à travers une vitre. Le coefficient de réflexion de la vitre correspond à la somme  $R_0 + R_1 + \dots + R_n$ , le coefficient de transmission est la somme  $T_1 + T_2 + \dots + T_n$

Dans une lame de verre, un *rayon* incident  $I_i$  est en partie réfléchi :  $r(\theta)$ . La partie transmise qui arrive à la seconde interface est à son tour réfléchi vers l'intérieur de la lame. Une partie est transmise. La partie réfléchi revient à la première interface, où elle est à nouveau en partie réfléchi et transmise... Comme on peut le voir sur la figure 6.8, les réflexions et transmissions sont multiples. Les coefficients de réflexion et de transmission prennent en compte les multiples réflexions dans une lame ainsi que l'absorption  $\alpha$  du verre. Ils sont fonction de l'angle d'incidence du rayon. L'atténuation  $a$  par absorption de l'épaisseur de verre est

$$a = \exp\left(-\frac{\alpha d}{\cos \phi}\right) \tag{6.11}$$

Le coefficient de transmission est donc la somme des termes suivante.

$$\tau_{(\theta)} = (1 - r_{(\theta)})(1 - r_{(\phi)})a + (1 - r_{(\theta)})r_{(\phi)}^2(1 - r_{(\phi)})a^3 + \dots + (1 - r_{(\theta)})r_{(\phi)}^{2(n-1)}(1 - r_{(\phi)})a^{2n-1} \quad (6.12)$$

Cette équation est une suite géométrique de premier terme  $u_1 = (1 - r_{(\theta)})(1 - r_{(\phi)})a$  et de raison  $q = a^2r_{(\phi)}^2$ . Le résultat de la somme<sup>5</sup> lorsque  $n \rightarrow \infty$  est

$$\tau_{(\theta)} = \frac{a(1 - r_{(\theta)})(1 - r_{(\phi)})}{1 - a^2r_{(\phi)}^2} \quad (6.13)$$

On pose  $r_{\phi} = r_{\theta}$ <sup>6</sup>, le coefficient de transmission  $\tau_{(\theta)}$  devient

$$\tau_{(\theta)} = \frac{a(1 - r_{(\theta)})}{1 - a^2r_{(\theta)}^2} \quad (6.14)$$

De la même manière, pour le coefficient de réflexion,

$$\rho_{(\theta)} = r_{(\theta)} + (1 - r_{(\theta)})a^2r_{(\phi)}(1 - r_{(\phi)}) + (1 - r_{(\theta)})a^4r_{(\phi)}^3(1 - r_{(\phi)}) + \dots + (1 - r_{(\theta)})a^{2n}r_{(\phi)}^{2n-1}(1 - r_{(\phi)}) \quad (6.15)$$

Soit une suite géométrique de premier terme  $u_1 = (1 - r_{(\theta)})a^2r_{(\phi)}(1 - r_{(\phi)})$  et de même raison que pour le coefficient de transmission  $q = a^2r_{(\phi)}^2$ . Le résultat de la somme lorsque  $n \rightarrow \infty$  est

$$\rho_{(\theta)} = r_{(\theta)} + \frac{a^2r_{(\theta)}(1 - r_{(\theta)})(1 - r_{(\phi)})}{1 - a^2r_{(\phi)}^2} \quad (6.16)$$

Comme précédemment en posant  $r_{\phi} = r_{\theta}$ , le coefficient de réflexion  $\rho_{(\theta)}$  devient

$$\rho_{(\theta)} = r_{(\theta)} + \frac{a^2r_{(\theta)}(1 - r_{(\theta)})^2}{1 - a^2r_{(\theta)}^2} \quad (6.17)$$

puis en intégrant le coefficient de transmission, l'équation précédente se simplifie

$$\rho_{(\theta)} = r_{(\theta)}(1 + a\tau_{(\theta)}) \quad (6.18)$$

Les fabricants de vitre donne les coefficients de réflexion et de transmission  $\rho_0$  et  $\tau_0$  pour une incidence normale et une épaisseur de verre  $d_0$ . D'après [56] le coefficient de réflectivité à incidence normale  $r_0$  et l'indice de réfraction  $n = n_1/n_0$  sont

$$r_0 = \frac{\beta - \sqrt{\beta^2 - 4(2 - \rho_0)\rho_0}}{2(2 - \rho_0)} \quad \text{où} \quad \beta = \tau_0^2 - \rho_0^2 + 2\rho_0 + 1 \quad (6.19)$$

$$n = \frac{1 + \sqrt{\rho_0}}{1 - \rho_0} \quad (6.20)$$

Toujours pour une incidence normale ( $\cos \phi = 1$ ), avec (6.11) et (6.18), on calcule  $\alpha$

$$\alpha = -\frac{1}{d_0} \ln \left( \frac{\rho_0 - r_0}{r_0\tau_0} \right) \quad (6.21)$$

5. La somme d'une suite géométrique de premier terme  $u_1$  et de raison  $q$  est  $S_n = u_1 \frac{1 - q^n}{1 - q}$

6. Dans l'équation (6.10), peu importe la valeur des angles  $r_{\phi}$  et  $r_{\theta}$ , les rapports de sinus et de tangentes étant au carré, ce sont seulement les valeurs absolues de la différence et de la somme des angles qui sont significatives, donc  $r_{\phi} = r_{\theta}$ .

Connaissant l'angle d'incidence sur la vitre  $\theta$ , et le coefficient d'absorption du verre  $\alpha$ , nous pouvons calculer l'angle de réfraction et les coefficients  $\rho(\theta)$  et  $\tau(\theta)$  qui nous intéressent. Les figures 6.9 et 6.10 page suivante illustrent les quantités d'énergies transmises, réfléchies et absorbées pour une vitre de 4 mm d'épaisseur et des coefficients de réflexion et de transmission  $\rho_0 = 0,08$  et  $\tau_0 = 0,90$ .

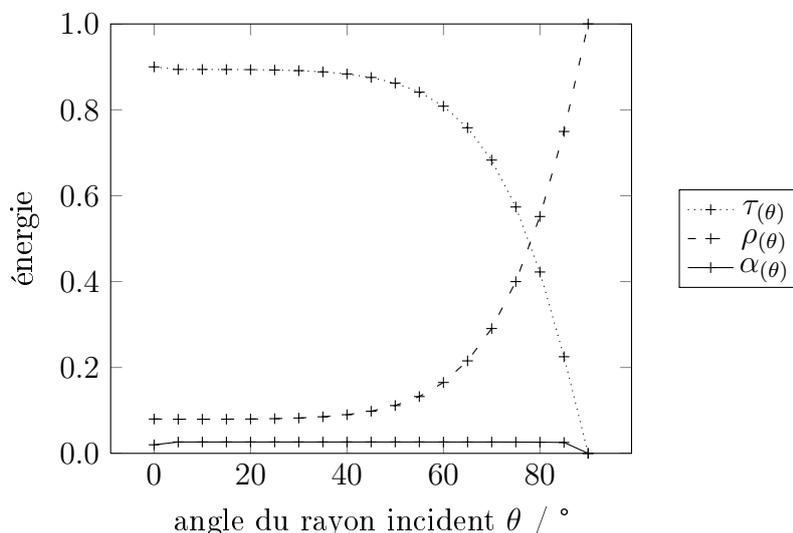


FIGURE 6.9 – Caractéristiques optiques d'une vitre d'épaisseur 4 mm

## 6.5 Vérification des résultats du modèle radiatif

Géométriquement, chaque détail du panneau solaire à concentration n'est pas reproduit. Toutefois, les principales pièces qui le compose sont modélisées. Il s'agit des parois du caisson, des miroirs, des récepteurs, des joues des miroirs et de la vitre. Le moteur et le système d'entraînement, les supports des concentrateurs et la tuyauterie ne sont pas représentés. La première raison est le peu d'influence que ces pièces apportent aux transferts radiatifs du panneau, la seconde est la difficulté pour créer ces géométries relativement irrégulières avec `pbrt`.

Concrètement, la géométrie correspond à quatre concentrateurs cylindro-paraboliques (assemblage d'un miroir, d'un récepteur et de deux joues) disposés à l'intérieur d'un caisson clos de chaque côté. Une vitre vient recouvrir l'ensemble du caisson.

La présence d'une vitre par laquelle tout le rayonnement solaire pénètre dans le système est un avantage. Elle permet le tirage aléatoire uniforme directement sur sa surface extérieure sans avoir à tester si un ombrage est présent (cas des simulations des grosses installations [121, 32]). En revanche, la vitre étant fixe, l'angle d'incidence des photons est souvent éloigné de  $0^\circ$ . Il est donc nécessaire de modéliser l'épaisseur de la vitre et la réfraction des « paquets » de photons à travers elle.

En ce qui concerne le coefficient de réflexion des miroirs  $\rho_M$ , d'après la figure 6.11 page ci-contre, il varie très peu suivant l'angle d'incidence lorsque  $\theta \leq 70^\circ$ . Pour des angles  $\theta > 70^\circ$ , on peut considérer que la réflexion est du même ordre de grandeur voire

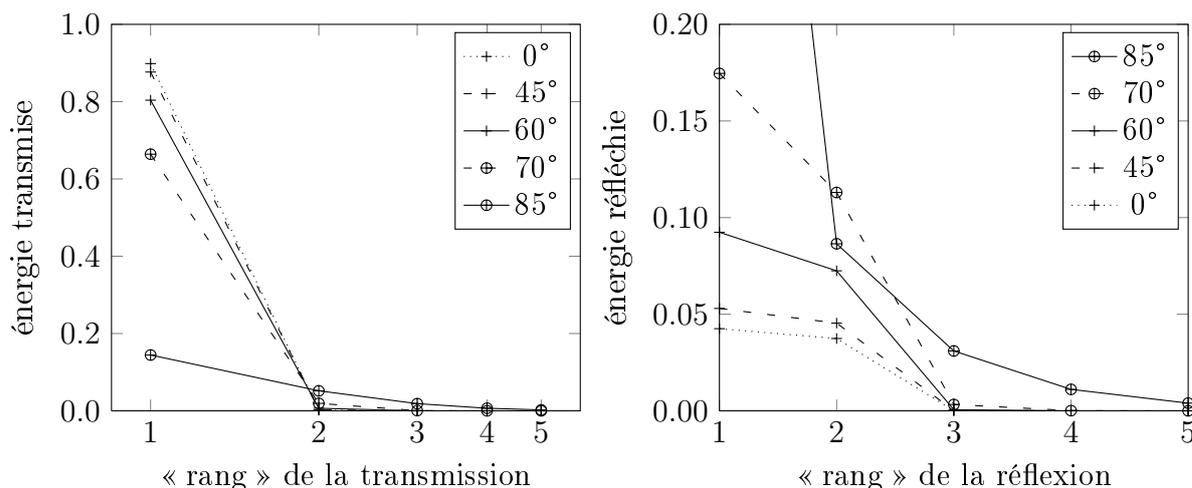


FIGURE 6.10 – Énergie transportée dans les multiples réflexions d'un vitrage de 4 mm ( $\rho_0 = 0,08$  et  $\tau_0 = 0,90$ ) pour différents angles d'incidence initiaux. La réflexion n° 1 correspond à la réflexion à l'extérieur de la vitre, l'énergie des réflexions suivantes correspond à ce qui « ressort » après réflexion à l'intérieur de la vitre. Avec une incidence de 85°, la première réflexion en surface de la vitre est de 0,615. La transmission n° 1 correspond à la transmission « directe », l'énergie des transmissions suivantes correspond à ce qui « ressort » après double réflexion à l'intérieur de la vitre. Ces dernières sont très faibles, c'est pourquoi nous considérons que la totalité du flux est transmise au rang 1.

meilleure. En revanche,  $\rho$  est par contre (très peu) sensible à la longueur d'onde  $\lambda$ , ce que nous ne considérons pas dans ce modèle.

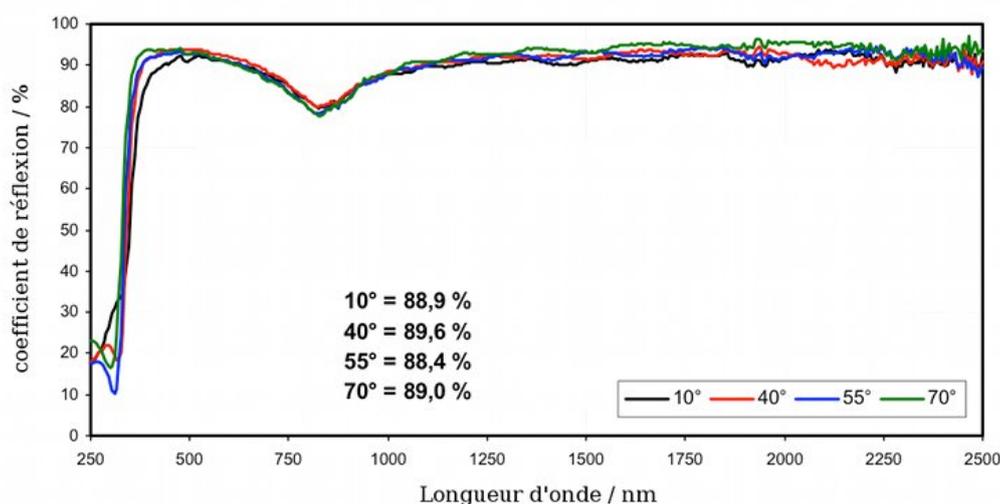


FIGURE 6.11 – Coefficients de réflexions monochromatique et totale du miroir pour quatre angles d'incidence  $\theta$

La vérification du modèle est passée par plusieurs étapes. Plusieurs sources d'erreurs sont à vérifier :

- mauvaise modélisation de la géométrie. **Pbrt**, par la génération d'image, est dans notre cas un bon outil de vérification. En générant différentes vues du système, il a été possible d'examiner si les surfaces étaient bien disposées.
- mauvaise direction des normales des surfaces. Toujours grâce à **pbrt**, en modifiant l'état de surface des miroirs et de la vitre, nous nous sommes assurés que les normales étaient bien dirigées.
- erreur de calcul de la position du Soleil et d'orientation des concentrateurs. Les tests des prototypes au Soleil ont permis de valider l'algorithme.
- enfin l'algorithme de suivi en lui-même. Pour cela, plusieurs tests ont été effectués.

Une simulation a été effectuée avec un parfait alignement entre le Soleil, le panneau et les concentrateurs. De cette manière, la géométrie n'est plus complexe et le calcul de l'équation de transfert est très simplifié. Avec cette méthode, c'est le rendement optique optimal de l'équation (4.3) qui est calculé par EDStAR. Le rendement géométrique est égal à un puisque l'angle d'incidence est nul : la normale au plan d'ouverture des miroirs est parallèle au rayonnement solaire. Exemple :  $DNI = 900 \text{ W/m}^2$ ,  $\tau_{V,0} = 0,9$ ,  $\rho_M = 0,9$  et  $\alpha_A = 0,9$ , et quatre miroirs de surface  $S_M = 0,5 \text{ m}^2$ , le flux absorbé théorique est  $\phi_A = DNI\tau_{V,0}\rho_M\alpha_A4S_M = 656,1 \text{ W}$ . Cette vérification est complétée par une série d'autres petits essais simples permettant de vérifier que chaque surface joue bien son rôle.

## 6.6 Aide à la conception d'un pilote

Suite aux résultats obtenus par l'expérience (chapitre 5), et au modèle radiatif solaire, nous modélisons ici, avec EDStAR, un panneau à concentration solaire, de taille pilote. L'objectif est d'améliorer ses rendements optique et géométrique. Dans cette partie, la géométrie globale (forme de la parabole, taille du récepteur, ...) est déjà connue. L'étude porte donc sur un panneau complet constitué de quatre miroirs et d'un caisson de même type qu'à la configuration 2.0. La flèche (petite) du récepteur n'est pas intégrée. Nous n'avons pas effectué d'essais équivalents à ces simulations. Nous souhaitons optimiser trois paramètres susceptibles d'influer sur le flux radiatif absorbé par le récepteur :

- l'écart de distance qui sépare les miroirs entre eux,
- la hauteur du foyer par rapport à l'axe du récepteur,
- l'influence de la réflectivité des joues en bout de miroir.

Nous faisons l'hypothèse que les trois paramètres sont indépendants et que nous pouvons donc les étudier séparément. A l'avenir, d'autres dimensions pourront être étudiées, comme par exemple : la hauteur totale du panneau, l'espace entre la structure du panneau et les miroirs, etc.

Les deux résultats de simulation les plus intéressants sont d'une part, le rendement du panneau, et d'autre part les cartes de flux. Le rendement  $\eta_{abs}$  correspond au flux total absorbé par les récepteurs  $i$  (uniquement), rapporté au flux solaire incident direct du panneau  $I_{dr,p}$ .

$$\eta_{abs} = \frac{\sum_{i=0}^3 P_{abs,i}}{S_p I_{dr,p}} \quad (6.22)$$

L'équation 6.2 page 112 permet de calculer la valeur de  $P_{abs,i}$ . Celles de  $I_{dr,p}$  sont calculées à partir de valeurs réelles de DNI, et de l'angle que les rayons du Soleil forment

avec la normale au panneau (§ 6.3 page 114, et équation (1.2)).

$$\text{direct} = \text{DNI} \cos \theta$$

De cette manière, le rendement tient compte des caractéristiques optiques de notre système (transmission du vitrage, absorptivité de la surface sélective du récepteur, réflectivité), mais aussi des ombrages, des surconcentrations ponctuelles... Comme l'efficacité varie à chaque instant en fonction de l'évolution de la position du Soleil dans le ciel, il est calculé à différentes dates et heures de l'année.

En ce qui concerne la carte de flux, c'est un moyen de décision qualitatif. En effet, dans le cas où les rendements sont très proches, l'analyse de la carte de flux peut amener à préférer telle ou telle solution. Par exemple, lorsque le flux est uniformément réparti à la surface du récepteur, les contraintes au sein du matériau sont moins élevées. La fatigue des tubes sera donc limitée et leur vieillissement, plus homogène, ralenti.

Enfin, avant de passer aux résultats à proprement parler, des simulations *type* sont proposées. Elles sont réalisées les 21 des mois de décembre, mars et juin à 8 h, 10 h et 12 h (temps universel). Les coordonnées solaires sont rassemblées au tableau 6.2. Le panneau est considéré installé à Castres (France), orienté face au Sud, avec une inclinaison de 25°.

Date	21 décembre			21 mars			21 juin		
Midi solaire	11 h 50 min 17 s			11 h 59 min 03 s			11 h 53 min 53 s		
Heure	8 h	10 h	12 h	8 h	10 h	12 h	8 h	10 h	12 h
Azimut / °	-50,82	-26,38	2,63	-68,27	-39,72	0,66	-86,71	-58,21	4,63
Élévation / °	5,00	18,47	22,97	21,89	39,47	46,93	38,62	59,28	69,80
Rotation / °	-65,92	-33,11	3,26	-60,73	-30,80	0,48	-53,14	-25,93	1,61

TABLE 6.2 – Position du Soleil dans le ciel lors des simulations *type*. L'horaire est donné en temps universel de l'année 2012, pour la ville de Castres (France), 43,588°N, 2,215°E, et prend en compte une correction de la réfraction atmosphérique. L'horaire de passage du Soleil au méridien est indiqué à la ligne *Midi solaire*. L'axe de rotation est celui du monde. *Rotation* correspond à l'angle de rotation des miroirs dans le panneau.

### 6.6.1 Influence de la réflectivité des joues

On peut imaginer que la réflectivité des joues en bout de miroir influe sur le rendement géométrique, c'est-à-dire sur les pertes par effet de bord. Six simulations au 21 mars ont permis de calculer rendement et puissance suivant deux coefficients de réflexion réalistes :  $\rho = 0,15$  pour du métal brut, et  $\rho = 0,89$  si un miroir vient couvrir la joue. D'après le tableau 6.3 page suivante, le gain en rendement s'établit entre 0,3 et 0,7 % suivant l'heure de la simulation. Bien que le bénéfice ne soit pas très élevé, il est toujours intéressant d'augmenter le rendement de l'installation. Cependant, la mise en œuvre n'est pas forcément simple, une analyse technico-économique permettra de décider : quel est le coût de l'intégration d'un miroir à cet emplacement par rapport à l'énergie gagnée ? Dans un premier temps nous retenons la solution sans miroir.

$\rho_j$	0,15	0,89	$\rho_j$	0,15	0,89
8 h	191 W	192 W	8 h	50,5 %	50,8 %
10 h	630 W	637 W	10 h	58,7 %	59,4 %
12 h	745 W	755 W	12 h	56,1 %	56,8 %

TABLE 6.3 – Puissance absorbée par les récepteurs (gauche) et rendement du panneau (droite). Résultats donnés pour deux coefficients de réflexion spéculaire des joues en bout de miroir

### 6.6.2 Espacement entre les miroirs

Le problème de l'espacement des miroirs existe pour l'ensemble des centrales solaires à concentration. Le rayonnement solaire atteint la surface du sol de manière uniforme. Localement, le flux est quasi-constant (hors nébulosité). De manière générale, sur une surface de terrain donnée, il faudrait concentrer la totalité du rayonnement pour atteindre le meilleur rendement surfacique. Ceci équivaut donc à couvrir le sol de miroirs. Or de cette manière, en fonction de la position du Soleil, certains sont ombrés, une partie de leur surface est donc inutil(isé)e. Si l'on écarte suffisamment les miroirs pour qu'ils ne se fassent pas d'ombre à une date donnée, il y aura par contre une période de la journée ou de l'année, pendant laquelle une partie du rayonnement sera perdue au sol. Il existe donc un optimum économique qui tient compte du prix des miroirs et du tracking, et du gain énergétique et donc financier.

Dans cette optique, nous avons simulé les transferts radiatifs solaires dans un panneau pour cinq distances d'écart entre les collecteurs (5, 10, 20, 50 et 100 mm) et ce, le 21 mars à 8 h, 10 h, 11 h et 12 h. L'évolution du rendement est présentée à la figure 6.12. De plus, pour quantifier l'impact de l'ombrage sur chacun des quatre miroirs, la figure 6.13 page ci-contre expose la contribution de chaque miroir au flux absorbé.

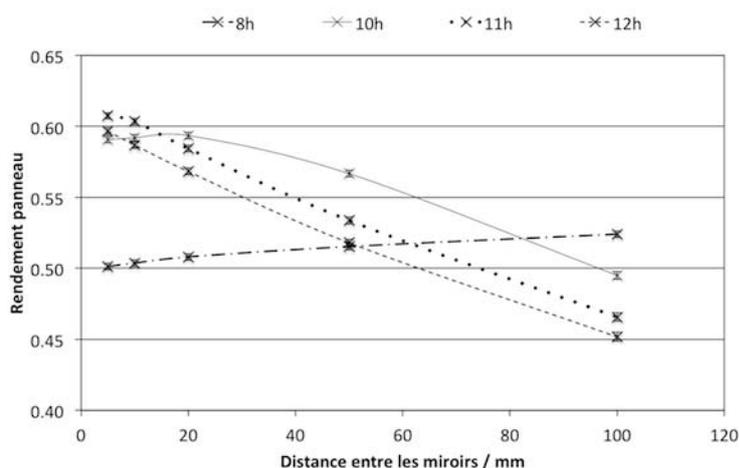
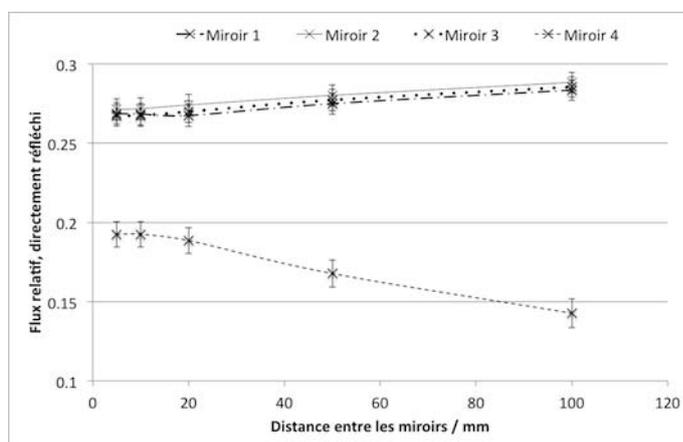
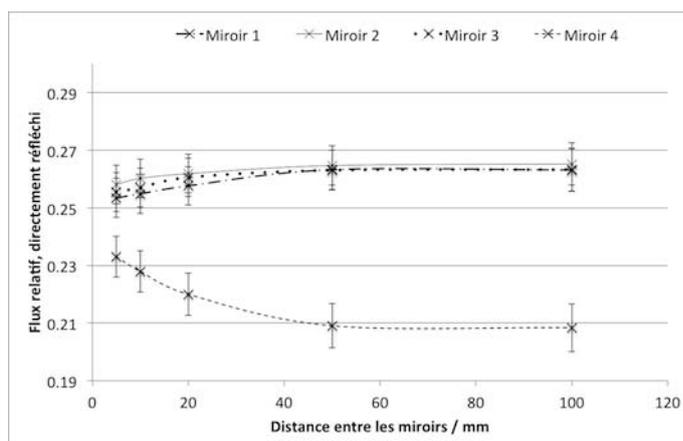


FIGURE 6.12 – Evolution du rendement du panneau en fonction de la distance séparant les miroirs, à 8 h, 10 h, 11 h et 12 h le 21 mars. Incertitudes pour  $k = 3$ .

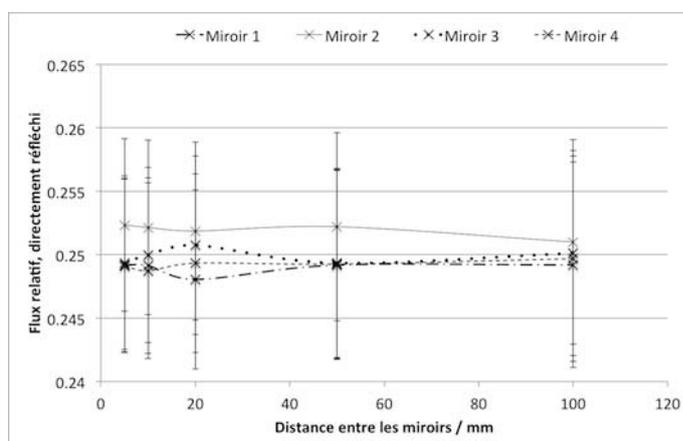
A 8 h, le rendement est meilleur,  $\eta_{DP} = 52,4 \% \pm 0,2 \%$  à  $k = 3$ , lorsque les miroirs sont très écartés (10 cm) que lorsqu'ils sont proches  $\eta_{DP} = 50,1 \% \pm 0,2 \%$  à  $k = 3$  (fig. 6.12 page précédente). A 10 h, la distance optimum se situe autour de 20 mm : un miroir est ombré par le caisson (voir figure 6.13). En revanche, à 11 h et 12 h, sans surprise, le rendement est toujours meilleur lorsque les miroirs sont proches. En effet, le



(8 h)



(10 h)



(12 h)

FIGURE 6.13 – Contribution du flux directement réfléchi sur chaque miroir au flux absorbé par le récepteur. Le miroir 4 est situé à l'est du panneau.

Soleil est voisin du méridien, et les miroirs sont donc orientés face au sud sans ombrage.

En analysant la figure 6.13 page précédente, on se rend compte qu'à 8 h et 10 h, le miroir 4 est celui qui contribue le moins à la concentration du Soleil. De plus, sa contribution diminue lorsque l'écart augmente. Lors de ces simulations, c'est l'écart entre les miroirs qui est variable. Cependant, la distance qui sépare les miroirs du caisson est fixe. Ainsi, pour chaque simulation à heure fixe, la contribution du miroir 4 (le matin), et du miroir 1 (le soir) est constante peu importe l'écart entre les miroirs. En revanche, les trois autres reçoivent plus d'énergie lorsque 10 cm les séparent. L'écartement à 5 mm semble donc le plus intéressant ; or les contraintes de fabrication ne nous permettent pas de rapprocher les miroirs à moins de 20 mm ; c'est cette distance qui est donc retenue.

### 6.6.3 Éloignement de l'axe par rapport au foyer

Nous nous intéressons dans ce paragraphe à la distance qui sépare le foyer du miroir, avec l'axe du récepteur. Pour cela onze positions autour du foyer ont été simulées pour la journée du 21 mars à 12 h TU. La figure 6.14 rassemble les résultats numériques des puissances et rendements, tandis que la figure 6.16 page 129 regroupe les cartes de flux correspondantes.

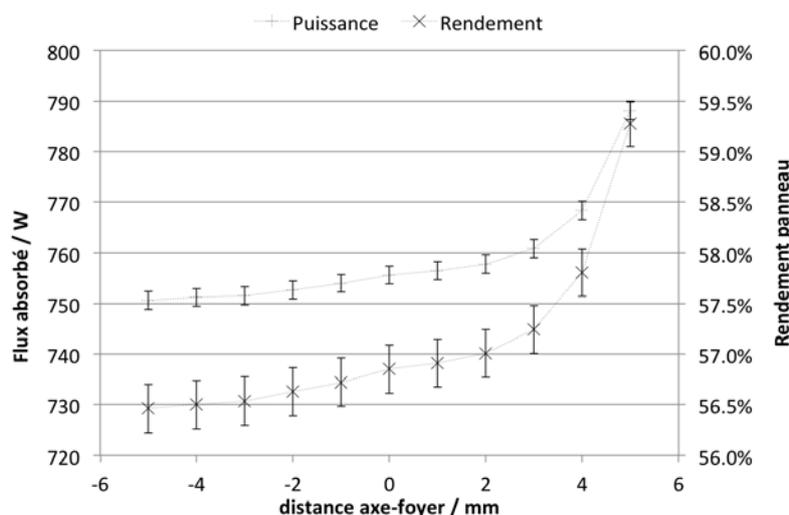


FIGURE 6.14 – Évolution de la puissance totale absorbée par les récepteurs et du rendement du panneau en fonction de la distance de l'axe au foyer. Les barres d'erreurs sont données pour des incertitudes étendues à  $k = 3$ . Pour rappel, les effets de bord sont bien sûr pris en compte.

Tout d'abord, avec 57,8 % de rendement, il apparaît clairement que la superposition de l'axe du récepteur avec le foyer n'est pas la position optimale. Lorsque le récepteur est rapproché du miroir (distance négative), le rendement diminue lentement. En parallèle, la tâche solaire (visible sur les cartes de flux 6.16 page 129) s'écarte jusqu'à  $\pm 130^\circ$  pour un rapprochement de 5 mm. À l'inverse, en s'éloignant, la tâche se focalise, la concentration atteint  $18 \text{ kW/m}^2$  (hors échelle sur les cartes de flux). Le rendement optique est amélioré de près de 2,5 %, ce qui correspond à un gain de 33 W dans ce cas

spécifique de lieu et de temps. De la même manière que pour la précédente analyse, c'est encore une fois le coût de la modification de ce paramètre, qui permettra de trancher.

### 6.6.4 Puissance du panneau et répartition du flux solaire

Ce dernier paragraphe rassemble les caractéristiques du panneau : sa puissance absorbée et son rendement pour les neuf dates citées dans le tableau 6.2 page 123 : 21 décembre, 21 mars et 21 juin, à 8 h, 10 h et 12 h. Pour ces calculs, nous avons choisi la géométrie des quatre concentrateurs avec :

- un écartement de 20 mm entre les miroirs,
- l'axe du récepteur situé au foyer de la parabole,
- les joues brutes sans miroir.

Les calculs sont effectués pour des irradiances normales réelles à Castres.

Date	21 décembre			21 mars			21 juin		
Heure	8 h	10 h	12 h	8 h	10 h	12 h	8 h	10 h	12 h
DNI / $W/m^2$	15	418	661	457	757	816	689	842	900
Flux abs. / $W/m^2$	2	146	256	111	368	435	217	449	508
$\eta_{DP}$	0.400	0.538	0.521	0.503	0.586	0.561	0.539	0.597	0.566

TABLE 6.4 – Caractéristiques du panneau solaire à concentration aux mois de décembre, mars et juin, orienté au Sud et incliné à 25°.

D'après les résultats de simulation du tableau 6.4, au cours de l'année le rendement du panneau (hors pertes radiatives et convectives) ne descend pas en dessous de 50 %. Le flux surfacique absorbé atteint 256  $W/m^2$  et 508  $W/m^2$  à midi les 21 décembre et 21 juin. Ces valeurs calculées sont utilisées au dernier chapitre lors de l'assemblage d'une installation de panneaux solaires à concentration avec un ORC.

Un calcul plus long de 10 millions de tirages (200 000 d'habitude) a permis d'obtenir une carte flux précise des quatre récepteurs, visibles sur la figure 6.15 page suivante. On remarque nettement l'ombrage sur le récepteur 4 (situé à l'est) induit par le côté du caisson. De plus, le tableau 6.5 page suivante donne la répartition des flux radiatifs solaires, par rapport au flux total incident, normal à une surface équivalente à celle du panneau. Chacun de ces flux peut s'écrire par une formulation intégrale du même type que l'équation de la puissance absorbée, éq. 6.2 page 112. D'après ces résultats, deux pistes d'amélioration sont envisageables. Elles sont toutes les deux liées aux propriétés des matériaux : le coefficient de transmission de la vitre et le coefficient de réflexion du miroir.

**CONCLUSION** – Un outil d'optimisation du panneau a été développé. Ce modèle de transfert radiatif nous permet de tester une multitude de géométries différentes, et de connaître ainsi le comportement du système. L'optimisation des différents paramètres permettra à l'avenir de concevoir le pilote. Après sa fabrication, l'étape suivante sera d'effectuer les essais dans des conditions normalisées, pour obtenir la courbe caractéristique de ce panneau à concentration solaire.

perdu par « effet cosinus »	10,49 %
non transmis par la vitre (réfléchi ou absorbé)	9,17 %
absorbé par les récepteurs	53,54 %
dont directement absorbé	5,84 %
dont absorbé après une réflexion sur un miroir	92,74 %
absorbé par les miroirs	7,99 %
dont absorbé par les faces réfléchissantes	99,14 %
dont absorbé par le miroir 1	25,22 %
dont absorbé par le miroir 2	26,09 %
dont absorbé par le miroir 3	25,22 %
dont absorbé par le miroir 4	22,61 %
absorbé par les joues	0,63 %
absorbé par la structure	12,22 %
dont absorbé par la face du dessous	28,41 %
absorbé par la vitre	0,14 %
transmis par la vitre vers l'extérieur	5,76 %

TABLE 6.5 – Répartition du flux incident suivant l'endroit où l'énergie est absorbée ou perdue

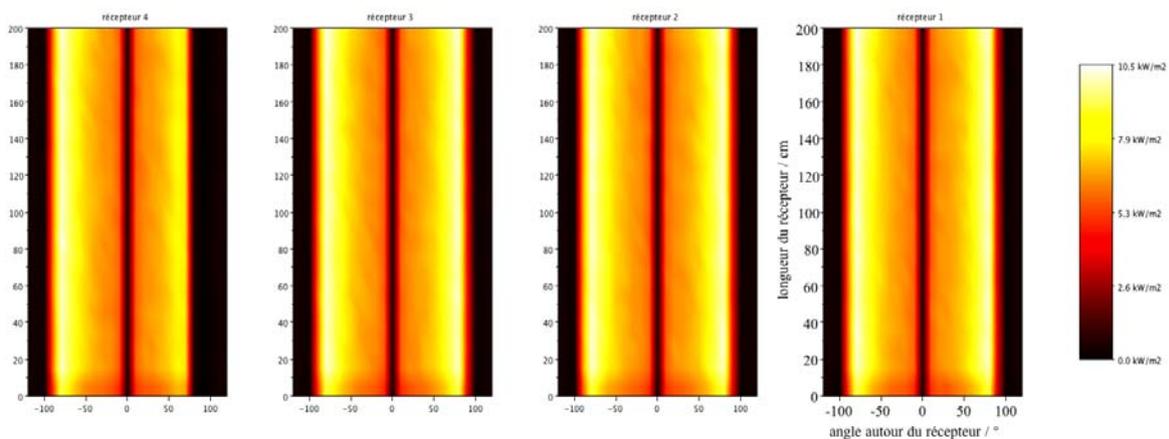


FIGURE 6.15 – Carte de flux des quatre récepteurs, le 21 juin à 10 h à Castres

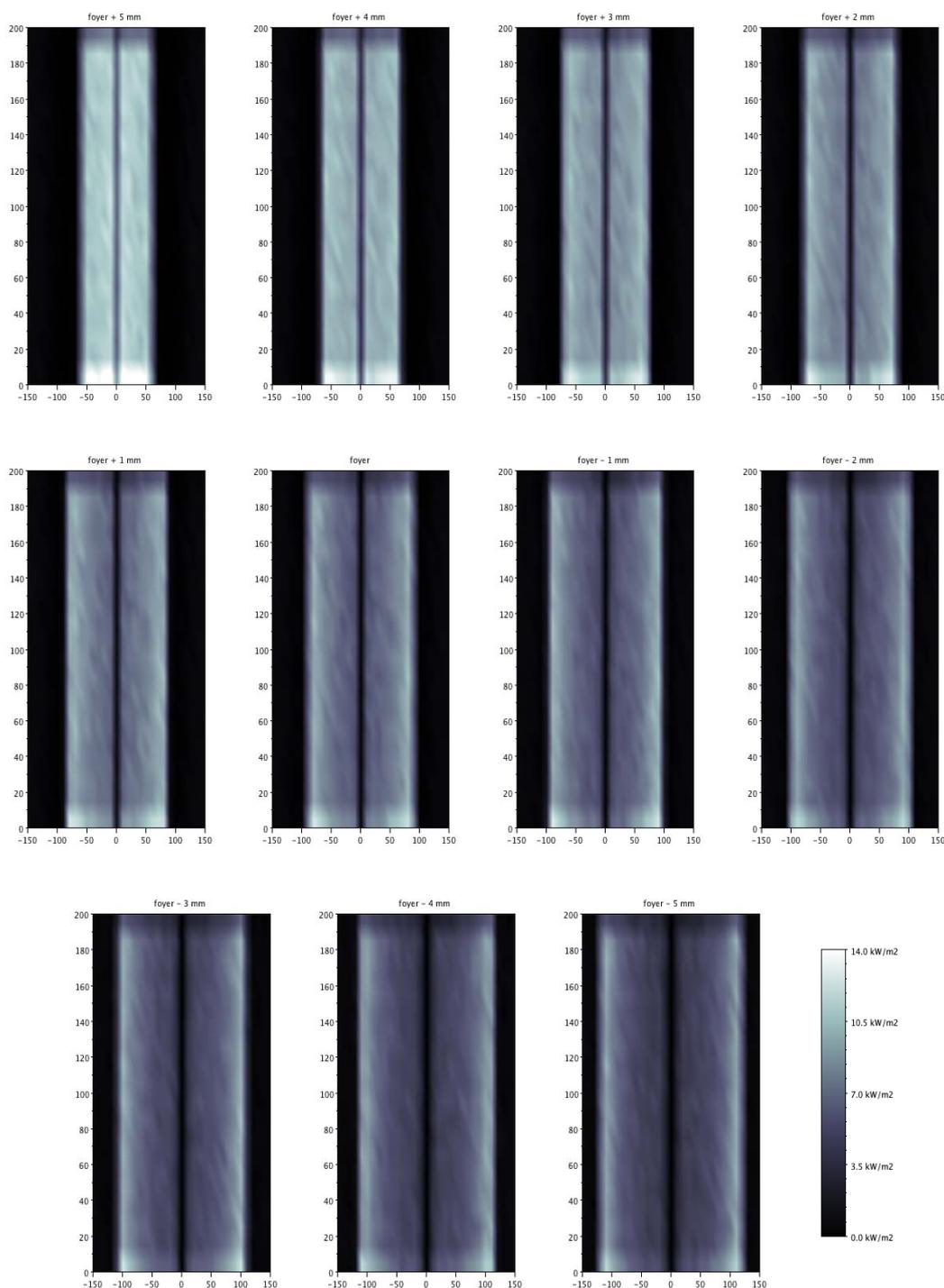


FIGURE 6.16 – 21 mars à 12 h. Carte de flux du rayonnement solaire concentré sur le récepteur suivant l'éloignement de l'axe au foyer. Sur la carte en haut à gauche, le flux surfacique atteint  $18 \text{ kW/m}^2$  (hors échelle). Concernant la lecture de ces cartes (récepteur cylindrique coupé dans la longueur et déplié), la ligne noire centrale correspond à la partie du récepteur qui « regarde » le fond du panneau, et aussi le miroir dans ce cas précis. Elle ne reçoit pas ou peu de rayonnement puisque elle se trouve à l'ombre à midi. Les bandes noires de chaque côté reçoivent le rayonnement solaire global non concentré.



Troisième partie

Conception et étude expérimentale  
d'une turbine Tesla



**T**URBOMACHINE est un terme générique pour un dispositif qui transfère le mouvement vers ou à partir d'un fluide en mouvement. Les turbines et certains types de pompes sont des turbomachines (présence d'un rotor). Les turbines tirent l'énergie du fluide en mouvement pour le convertir en travail « énergie mécanique de rotation ». A l'opposé se trouvent les pompes qui transfèrent l'énergie mécanique au fluide qui est habituellement un liquide. Il existe trois types de turbines, à action, à réaction et à frottement.

Les turbines à réaction utilisent la pression du fluide en poussant sur les aubes de turbine pour produire du travail. Elles sont un exemple de la troisième loi du mouvement de Newton qui dit qu'à chaque action, il existe une réaction égale et opposée. La pression du fluide évolue au cours de son passage dans la turbine et lui transfère son énergie. Comme le fluide choisit le chemin avec le moins de résistance, une enceinte doit contenir le fluide dans la turbine. Les turbines à réaction sont souvent utilisées pour des applications à moyenne ou basse pression avec des débits élevés.

Les turbines à action utilisent la vitesse du fluide qui impacte les pales ce qui les met en mouvement et change la direction de l'écoulement du fluide. Elles sont un exemple de la seconde loi de Newton qui relie directement le changement de quantité de mouvement avec l'action nette des forces sur l'aube, dans la même direction que la force extérieure. La vitesse du fluide est le facteur clef ; c'est pourquoi la pression doit être convertie en énergie cinétique avec une buse dirigée vers la turbine. La turbine à action est utilisée dans des applications à très grande pression.

Cette troisième partie traite uniquement de la dernière catégorie : les turbines à frottement. Appelées indifféremment turbine sans pales, turbine à friction ou turbine Tesla (du nom de son inventeur), elles utilisent l'adhésion du fluide s'écoulant à travers les surfaces du rotor, pour entraîner celui-ci en mouvement. Nous expliquerons leur principe de fonctionnement et les comparerons aux turbines conventionnelles. Puis nous présenterons les modèles et les résultats expérimentaux proposés dans la littérature. Nous détaillerons ensuite la conception et la réalisation du banc d'essai et des turbines, ainsi que l'analyse des résultats des essais effectués durant ce projet.



# Chapitre 7

## Etat de l'art et analyse comparative

« Ma turbine [...] représente un changement radical, en ce sens que son succès signifierait l'abandon des moteurs vieillissants pour lesquels on a dépensé des milliards de dollars. Dans de telles circonstances, les progrès sont nécessairement lents, et peut-être que le plus gros frein est dans les préjugés qu'une force d'opposition organisée a ancrés dans la tête des experts. »

NIKOLA TESLA (1856 - 1943)

### Sommaire

---

7.1	Principe de fonctionnement . . . . .	136
7.2	Comparaison avec les turbines conventionnelles . . . . .	137
7.3	Analyse dimensionnelle . . . . .	138
7.4	Inventaire des pertes . . . . .	140
7.5	Gradient de pression au sein du rotor . . . . .	140
7.6	Rendement isentropique de la turbine . . . . .	141
7.7	Modèles proposés dans la littérature . . . . .	141
7.8	Revue des principaux résultats expérimentaux . . . . .	143

---

NIKOLA Tesla était un ingénieur et inventeur américain d'origine serbo-croate. Né le 10 juillet 1856 en Croatie (ex-empire d'Autriche<sup>1</sup>), il est décédé le 7 janvier 1943 aux États-Unis [125]. Il est principalement connu pour ses inventions dans le domaine de l'électricité (courant alternatif, moteur asynchrone, hautes fréquences...).

Il a protégé 125 inventions différentes en déposant 116 brevets (109 aux États-Unis et sept en Grande-Bretagne). En complément, 164 autres brevets ont été recensés. Ils sont soit identiques, soit peu différents des brevets principaux. Cependant 54 brevets (tous américains) n'ont tout de même pas d'équivalence dans le monde. Au contraire, les inventions protégées dans le plus de pays, sont ses pompe et turbine. [127, 69]

Initialement déposée sous la forme de deux brevets aux États-Unis le 21 octobre 1909, la turbomachine réversible de Tesla (au sens mécanique : pompe ou turbine) est

---

1. L'empire d'Autriche est porté par l'ensemble des territoires sous domination autrichienne de 1804 à 1867. Il constitue ensuite avec le Royaume de Hongrie, l'Autriche-Hongrie jusqu'en 1918.

acceptée comme invention le 6 mai 1913 [118, 119]. Le brevet a également été déposé dans d'autres pays (Autriche, Canada, France, Grande-Bretagne, Suisse). En 1922, il fit ensuite breveter des améliorations apportées à la construction de sa turbine.

## 7.1 Principe de fonctionnement

Dans son invention, Nikola Tesla propose une turbine sans pale, qui utilise une série de disques pour convertir l'énergie de l'écoulement d'un fluide en travail mécanique (rotation).

Il revendique une grande efficacité atteinte grâce à la particularité du transfert de l'énergie. Son idée est « qu'une plus grande efficacité peut être atteinte lorsque les changements de vitesse et de direction du mouvement se font le plus graduellement possible ». Ceci peut être obtenu en accompagnant le fluide dans des lignes de courant naturelles qui minimisent les frottements, libres de contraintes et perturbations causées par les équipements communs dans les turbomachines. Direction et vitesse doivent être modifiées par d'imperceptibles changements.

L'appareil comprend donc un rotor, composé de plusieurs disques plats, parallèles, rigides, de même diamètre et clavetés à un arbre. Ils sont maintenus en position (écartement entre chaque disque) par des « espaceurs » en forme d'étoile de mer. Les disques sont pourvus d'ouvertures autour de l'arbre et de bras.

Le rotor est ensuite monté dans un stator, comprenant deux logements aux extrémités, pour contenir les roulements. Le stator est également constitué sur les côtés, d'orifices de sortie du fluide, et d'un anneau central dans lequel est prévue la buse d'injection.

Le fluide entre par l'injecteur, et pénètre à travers le rotor, tangentiellement aux disques. Le rotor se met alors en rotation. Le fluide suit un chemin en spirale entre les disques [76, 119], tout en diminuant constamment sa vitesse, jusqu'à ce qu'il atteigne les ouvertures des disques par lesquelles il s'échappe.

Comme on peut l'imaginer à partir de la figure 7.1 page ci-contre, la turbine Tesla est une turbomachine réversible (pompe ou turbine). En l'alimentant par l'une ou l'autre des deux entrées, le rotor est entraîné dans un sens ou dans l'autre. L'utilisation de disques dans le rotor permet également à cette machine de fonctionner comme pompe ou compresseur. Il faut dans ce cas modifier le sens d'écoulement du fluide. Il rentre alors par les ouvertures des disques puis est entraîné vers la périphérie du stator. La géométrie de la sortie est adaptée pour l'apparenter à celle d'un diffuseur.

Cette machine au concept simple et intuitif comporte toutefois un ensemble de verrous technologiques. De nombreux paramètres influencent le fonctionnement et les performances de la machine. Au niveau du rotor, l'état de surface, la surface active et donc les diamètres interne et externe des disques, ainsi que la surface d'ouverture qui permet au fluide de s'échapper sont les grandeurs ajustables. En fonction du fluide, c'est l'écartement entre les disques qui devient un facteur essentiel. Enfin, la « géométrie » de l'injection et celle de la sortie, comme dans toute turbomachine, sont d'une grande importance.

Du débit de fluide entre les disques résulte un échange de quantité de mouvement entre le fluide et les disques, et la création d'un couple et de puissance à l'arbre. L'appareil fonctionne donc grâce aux forces de viscosité. Elles agissent dans la couche limite

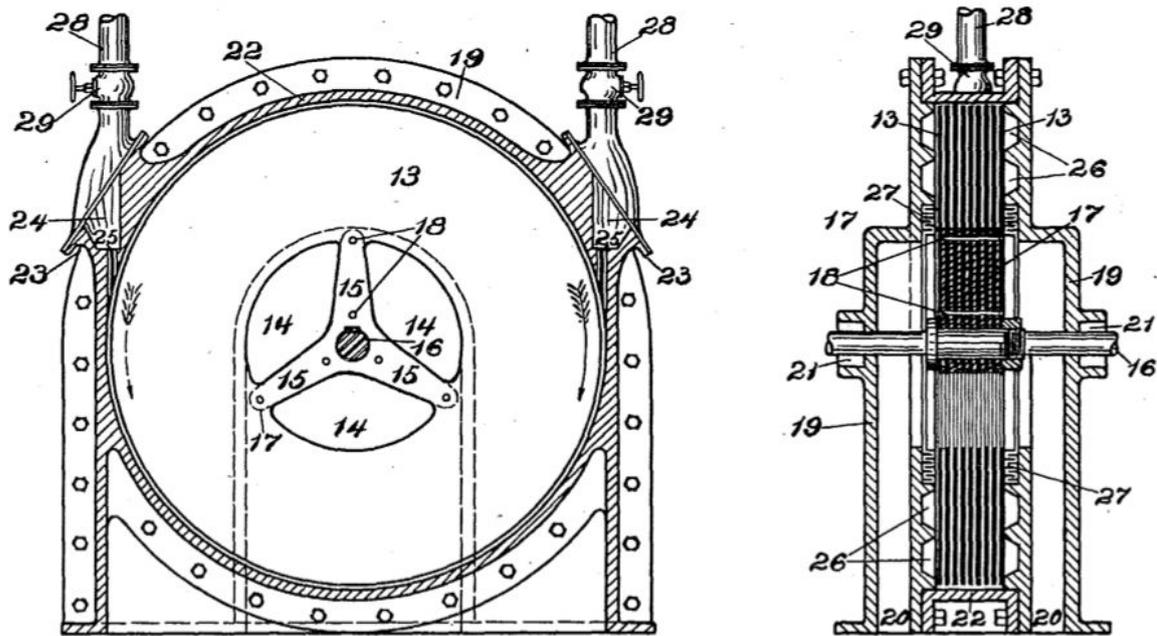


FIGURE 7.1 – Schéma original du brevet de la turbine Tesla [119].

du fluide passant à proximité d'un disque pour transmettre un couple. Dans le cas d'une pompe, l'écoulement du fluide suit généralement un chemin en spirale entre l'entrée, au centre, et la périphérie des disques. Dans le cas d'une turbine, le fluide s'écoule dans la direction opposée.

## 7.2 Comparaison avec les turbines conventionnelles

Dans les turbines traditionnelles (à gaz, à vapeur ou à eau), le fluide abandonne son énergie à l'aube moteur, par action (la pression reste constante à travers le rotor, exemple de la turbine Pelton) ou par réaction (la pression varie et applique un effort sur les aubes, exemple des turbines à vapeur). L'étage ou cellule d'une turbomachine est en général constitué d'un distributeur, d'un rotor (roue mobile) et d'un diffuseur. Suivant la machine et le nombre d'étages, ces trois parties ne sont parfois pas présentes. Pression et vitesse du fluide évoluent tout au long du trajet pour optimiser le transfert d'énergie.

Sans rentrer dans un comparatif exhaustif, les principaux avantages de la turbine Tesla sont :

- une conception simple et robuste : les pièces mécaniques qui la constituent sont simples géométriquement. L'assemblage final constitue un ensemble compact et solide peu propice à la casse et à l'usure.
- une fabrication économique : le rotor, qui constitue d'habitude dans les turbines traditionnelles une pièce très onéreuse, est dans ce cas facilement usinable.
- des nuisances sonores atténuées : comme le fluide ne rencontre pas de surfaces de contact perpendiculaires au cours de sa détente, les vibrations et le bruit sont plus faibles que ceux des turbines classiques (à vitesse équivalente).

- des pertes limitées à petite puissance. L'effet d'échelle est moins important que sur les machines classiques. C'est une des raisons pour lesquelles ce type de turbine devrait être compétitif pour des faibles puissances, en comparaison des technologies déjà performantes aux puissances élevées.
- un fonctionnement sûr puisqu'il n'y a ni soupape, ni contact coulissant, ni aubes avec les inconvénients qu'ils impliquent,
- la possibilité d'utiliser de nombreux fluides. Ils peuvent être liquide, gazeux ou diphasique, mais aussi chargés en particules. En effet, la technologie des pompes à disques est utilisée commercialement depuis 1982 par l'entreprise Discflo pour le secteur de l'industrie [40].

Dans la suite du document, la turbine est définie comme l'ensemble du dispositif qui produit l'énergie mécanique de rotation : c'est-à-dire le système d'injection, le rotor et son stator, et l'échappement.

### 7.3 Analyse dimensionnelle

Le théorème de Vaschy-Buckingham met en œuvre le principe de similitude, appliqué par Ladino à la turbine Tesla [76]. Cet outil, nous permet d'analyser les paramètres locaux et globaux. Ainsi, il offre la possibilité de comparer différentes expériences, tout en affirmant que les lois physiques sont indépendantes des dimensions du système, puisqu'elles sont toutes homogènes dans toutes les dimensions.

Pour cela, nous définissons :

- $n$  le nombre de paramètres indépendants du problème,
- $j'$  le nombre de dimensions de base comprises dans les  $n$  paramètres,
- $j$  le nombre de dimensions de base nécessaires à considérer simultanément,
- $k$  le nombre de termes indépendants identifiables ( $k = n - j$ ).

Les paramètres physiques qui décrivent la turbine Tesla correspondent à des grandeurs géométriques, aux propriétés thermodynamiques du fluide et aux caractéristiques du système. La géométrie peut se résumer aux diamètres intérieur  $r_i$  et extérieur  $r_e$  et à la distance qui sépare deux disques  $b$ . Un débit de fluide  $\dot{m}$  entraîne le rotor à une vitesse  $\omega$ . Enfin, en entrée, le fluide se trouve à la pression  $P_0$  et température  $T_0$ , il ressort à pression  $P_1$ . En prenant comme fluide un gaz parfait de constante spécifique  $R_s$ , le ratio de ses chaleurs spécifiques est  $\gamma$  et sa viscosité cinématique  $\nu$ .

Soit dans notre cas  $n = 10$  ; d'après le théorème, s'il existe une relation telle que

$$F(r_i, r_e, b; P_0, P_1, R_s T_0, \gamma, \nu; \dot{m}, \omega) = 0 \quad (7.1)$$

alors cette relation peut s'exprimer sous la forme

$$f(\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_k) = 0 \quad (7.2)$$

$$\text{ou } \pi_1 = f(\pi_2, \pi_3, \dots, \pi_k) \quad (7.3)$$

avec les paramètres  $\pi_i$  qui sont des fonctions monômes des paramètres physiques de l'équation précédente.

En utilisant les dimensions de base que sont la masse  $M$ , la longueur  $L$  et le temps  $t$ , les  $n$  paramètres s'expriment de la manière suivante ( $\gamma$  est sans dimension).

$$\begin{array}{lll}
[r_i] = L & [P_0] = ML^{-1}t^{-2} & [\nu] = L^2t^{-1} \\
[r_e] = L & [P_1] = ML^{-1}t^{-2} & [\dot{m}] = Mt^{-1} \\
[b] = L & [R_sT_0] = L^2t^{-2} & [\omega] = t^{-1}
\end{array}$$

Nous retiendrons comme variables répétitives les conditions d'entrée du fluide  $P_0$  et  $R_sT_0$ , ainsi que le diamètre extérieur des disques  $r_e$ . En combinant les autres paramètres à ceux-ci, apparaissent les six paramètres  $\pi$  sans dimension.

$$\begin{aligned}
\pi_1 &= (ML^{-1}t^{-2})^{a1} (L^2t^{-2})^{b1} L^{c1} L \\
\pi_2 &= (ML^{-1}t^{-2})^{a2} (L^2t^{-2})^{b2} L^{c2} L \\
\pi_3 &= (ML^{-1}t^{-2})^{a3} (L^2t^{-2})^{b3} L^{c3} ML^{-1}t^{-2} \\
\pi_4 &= (ML^{-1}t^{-2})^{a4} (L^2t^{-2})^{b4} L^{c4} L^2t^{-1} \\
\pi_5 &= (ML^{-1}t^{-2})^{a5} (L^2t^{-2})^{b5} L^{c5} Mt^{-1} \\
\pi_6 &= (ML^{-1}t^{-2})^{a6} (L^2t^{-2})^{b6} L^{c6} t^{-1}
\end{aligned}$$

Chaque équation est résolue en déterminant la valeur des coefficients  $a_i$ ,  $b_i$  et  $c_i$ . Finalement les paramètres  $\pi_i$  sont :

$$\begin{array}{llll}
\pi_0 = \gamma & \pi_1 = \frac{r_e}{r_i} & \pi_2 = \frac{b}{r_i} & \pi_3 = \frac{P_1}{P_0} \\
\pi_4 = \frac{\omega r_1^2}{\nu} & \pi_5 = \frac{\dot{m} \sqrt{R_s T_0}}{P_0 r_e^2} & \pi_6 = \frac{\omega r_e}{\sqrt{R_s T_0}} & 
\end{array}$$

Notons tout d'abord qu'en introduisant  $\gamma$  dans  $\pi_5$  et  $\pi_6$ , la vitesse du son apparaît :  $a = \sqrt{\gamma R_s T_0}$ . Elle permet de calculer le nombre de Mach <sup>2</sup>.

- $\pi_1$  est le ratio des rayons.
- $\pi_2$  donne le rapport de l'écartement des disques au rayon extérieur.
- $\pi_3$  représente le rapport des pressions entre l'entrée et la sortie.
- $\pi_4$  est une écriture possible du nombre de Reynolds lié au rayon extérieur.
- $\pi_6$  fréquence adimensionnelle qui s'assimile au nombre de Mach à l'extérieur du rotor.

L'équation (7.3) s'écrit maintenant

$$f \left( \gamma, \frac{r_e}{r_i}, \frac{b}{r_i}, \frac{P_1}{P_0}, \frac{\omega r_1^2}{\nu}, \frac{\dot{m} \sqrt{R_s T_0}}{P_0 r_e^2}, \frac{\omega r_e}{\sqrt{R_s T_0}} \right) = 0 \quad (7.4)$$

A ces nombres adimensionnels, s'ajoutent le ratio de la surface « active » par rapport à la surface totale  $\pi_7$  et celui de la surface de l'échappement par rapport à la surface active  $\pi_8$ . La surface active est la surface utile d'un disque au transfert d'énergie, elle correspond à la surface comprise entre le diamètre extérieur et le diamètre intérieur :

$$\pi_7 = \frac{r_e^2 - r_i^2}{r_e^2} \quad \text{et} \quad \pi_8 = \frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \quad (7.5)$$

---

2. Le nombre de Mach exprime le rapport de la vitesse locale d'un objet (ou d'un fluide) à la vitesse du son du fluide dans lequel il se trouve.

Ces ratios permettent par exemple de comparer deux turbines par des indicateurs adimensionnels simples : paramètre de performance, similitude géométrique, régime d'écoulement. Dans le cas de nos essais, nous avons uniquement employé  $\pi_1, \pi_3, \pi_7$  et  $\pi_8$ . Pour ce qui est des autres nombres, ils pourraient être utilisés à l'avenir pour d'autres études.

## 7.4 Inventaire des pertes

La turbine idéale permet de détendre un fluide entre deux états thermodynamiques de manière isentropique. C'est-à-dire que l'énergie contenue dans le fluide entre ces deux états doit être cédée au rotor. En réalité, de nombreux paramètres sont la source de dissipation d'énergie et donc d'une augmentation de l'entropie en sortie de turbine par rapport à l'idéal. Ces pertes fluidique et mécanique proviennent :

- du frottement des paliers ou roulements, et de leurs joints,
- de l'énergie dissipée à cause des forces de cisaillement à l'extérieur du rotor, des deux côtés des disques et sur la tranche de chacun,
- des irréversibilités de la buse d'injection qui alimente le rotor en fluide,
- de l'échappement, en raison d'une diffusion non contrôlée,
- d'une admission partielle et d'un blocage partiel à l'admission en raison de l'épaisseur finie des disques,
- des fuites au niveau de l'arbre,
- des frottements du fluide sur les « espaceurs ». Ils participent également à la rotation par le principe de réaction.

## 7.5 Gradient de pression au sein du rotor

En régime stationnaire, lorsque le rotor est en rotation à la vitesse angulaire  $\omega$ , le fluide à la périphérie du rotor est entraîné avec une vitesse  $v_e = \omega r_e$ . Dans le cas de l'écoulement incompressible d'un fluide ( $\rho = \text{cste}$ ), en négligeant l'énergie potentielle de gravité, le gradient de pression  $\Delta P$ , entre deux points situés aux rayons  $r_e$  et  $r_i$  et généré par le mouvement de rotation, est proportionnel à la différence des carrés des rayons. D'après Bernoulli,

$$\frac{1}{2}\rho v^2 + P = \text{cste} \quad (7.6)$$

d'où

$$\Delta P = \frac{1}{2}\rho\omega^2 (r_i^2 - r_e^2) \quad (7.7)$$

**Application numérique** : un rotor de 10 cm de rayon extérieur et de 4 cm de rayon intérieur tourne à 10 000 tr/min. De l'air à une pression de 3 bar absolus et une température de 20 °C en entrée, gagne environ 17 000 Pa. Cette faible augmentation de pression (5,7 % de la pression d'entrée) indique que l'entrée du fluide par l'extérieur des disques, et sa sortie par l'intérieur n'est pas incompatible.

## 7.6 Rendement isentropique de la turbine

Précisons que le mot turbine correspond à l'ensemble des pièces mécaniques qui constituent l'injection, le rotor, le stator et l'échappement. La transmission et l'alternateur sont des équipements externes et sont donc exclus. Les limites de la turbine sont matérialisées par les raccordements hydrauliques en entrée et en sortie de la machine.

Dans ce travail, le rendement de la turbine  $\eta$  est son rendement isentropique. Il correspond au rapport du travail mécanique délivré par l'arbre  $W_a$ , au travail produit par une détente isentropique du fluide  $W_s$  entre les pressions d'entrée et de sortie.

$$\eta = \frac{W_a}{W_s} \quad (7.8)$$

Pour un système fermé, le premier principe de la thermodynamique s'énonce comme

$$\Delta U + \Delta K = W + Q \quad (7.9)$$

où :

- U l'énergie interne,
- K l'énergie cinétique macroscopique,
- W le travail des forces extérieures<sup>3</sup>,
- Q la chaleur reçue par le système.

Dans le cas d'un système ouvert en régime permanent, il peut s'écrire

$$\dot{m} \left( h_{out} + \frac{v_{out}^2}{2} + gz_{out} \right) - \dot{m} \left( h_{in} + \frac{v_{in}^2}{2} + gz_{in} \right) = \dot{W} + \dot{Q} \quad (7.10)$$

En se plaçant dans une situation adiabatique et sans gravité, l'équation précédente se simplifie

$$\dot{W} = \dot{m} \left[ h_{out} - h_{in} + \frac{1}{2} (v_{out}^2 - v_{in}^2) \right] \quad (7.11)$$

Enfin, les vitesses du fluide en entrée et en sortie sont proches, le terme  $\frac{1}{2}(v_{out}^2 - v_{in}^2)$  est négligeable, ce qui amène à

$$\dot{W} = \dot{m} (h_{out} - h_{in}) \quad (7.12)$$

Dans le cas de notre système, c'est la turbine qui fournit du travail à l'extérieur, et  $\dot{W}_s$  est positif, d'où

$$\dot{W}_s = \dot{m} (h_{in} - h_{out})|_s \quad (7.13)$$

$$\text{et } \eta = \frac{\dot{W}_a}{\dot{m} (h_{in} - h_{out})|_s} \quad (7.14)$$

## 7.7 Modèles proposés dans la littérature

Beans [10] en 1961, étant un des premiers à s'intéresser à la modélisation des phénomènes au sein de la turbine, imagine l'écoulement au sein du rotor suivant quatre

---

3. y compris l'énergie électrique reçue par une machine réceptrice.

modèles analytiques. Il différencie laminaire et turbulent pour des fluides compressible et incompressible.

Rice propose en 1965, un modèle analytique [103]. Il s'intéresse à l'état stationnaire d'un fluide incompressible injecté presque tangentiellement à la périphérie du rotor. Le fluide ressort par une ouverture centrée (l'arbre n'est pas modélisé). Le modèle est choisi turbulent avec l'introduction d'un coefficient de friction. Ses résultats permettent de définir un dimensionnement des diamètres extérieur et intérieur pour une configuration donnée (vitesse de rotation, écartement, coefficient de friction). Le rendement du rotor pourrait atteindre 95 % dans certains cas.

Récemment, Ladino [76] simule numériquement l'écoulement à l'intérieur de la turbine (fluide incompressible). Les simplifications géométriques sont importantes. Il propose des premières simulations en deux dimensions puis termine son document par une simulation de la machine entière en trois dimensions (un seul disque). Malgré le manque de précision par rapport à la réalité, les résultats indiquent notamment « le chemin » que prend le fluide durant son écoulement (pression, vitesse). Ses résultats avec un modèle laminaire ou turbulent ne sont pas optimistes quant au rendement espéré.

La quantité de matière s'échappant par l'ouverture d'un disque vient s'ajouter à l'écoulement provenant déjà des autres disques. La présence de l'arbre au centre de l'écoulement contribue également à perturber le fluide. Ces deux remarques ne sont par exemple jamais intégrées dans les modèles.

Plus récemment, Carey [22] a développé un modèle idéal en une dimension (régime permanent, écoulement laminaire et incompressible), du transfert d'énergie au sein du rotor. Pour cela, il adimensionnalise l'ensemble des paramètres et obtient un rendement maximal de rotor de l'ordre de 95 %. Les calculs sont effectués avec de la vapeur d'eau.

En 1974, Lawn [77] fait état d'un nouveau modèle analytique. Lawn et Rice différencient le profil de vitesse du fluide à l'entrée entre les disques (profil parabolique ou uniforme). En faisant varier les paramètres un à un (vitesse tangentielle relative, diamètre intérieur adimensionnel, débit volumique) lors des calculs, ils obtiennent une série de courbes paramétriques. Elles simplifient le dimensionnement du rotor en prouvant notamment que le diamètre intérieur adimensionnel devrait se rapprocher de 0,3.

Dans les modèles analytiques et simulations CFD proposés, de nombreuses approximations géométriques sont nécessaires. Elles influent fortement sur les performances de la machine. Citons par exemple le calcul du couple ou de la puissance. Les modèles calculent ces grandeurs pour un seul espace inter-disque, en faisant l'hypothèse que l'écoulement de fluide pénètre directement entre les disques en sortant de l'injecteur. Or, comme l'épaisseur des disques n'est pas négligeable par rapport à l'écartement des disques (même ordre de grandeur, voire même dimension), l'écoulement subit de fortes perturbations. Celles-ci ne sont pas intégrées dans les modèles. Cette approximation est aussi valable à l'échappement des disques, aux extrémités du rotor (côtés et tranche du disque), etc. L'apparente simplicité de fonctionnement de la machine amène les auteurs à poser des hypothèses fortes sur la géométrie. Il semblerait que c'est l'interaction complexe de tous ces paramètres qui influe sur les performances de la machine. C'est pourquoi, il nous paraît important de tenir compte des grands principes physiques (littérature). Cependant ce travail ne s'applique pas à définir un nouveau modèle, mais bien à obtenir des résultats expérimentaux.

## 7.8 Revue des principaux résultats expérimentaux

Depuis l'invention par Nikola Tesla de sa turbine/pompe, il y a plus d'un siècle, plusieurs auteurs ont expérimenté des géométries différentes. Cette section regroupe les principaux résultats expérimentaux pour la turbine uniquement.

Tout d'abord, le brevet original de Nikola Tesla [103] ne donne pas de résultats chiffrés mais propose des indications simples sur la conception et le fonctionnement de la machine (espaceur, injecteur, disque...). D'après [64] en 1911, « *La turbine essayée à la station Waterside de la Compagnie Edison, à New-York, avec rotor constitué de 25 disques de 437 mm de diamètre, un encombrement de 500×890×1,5 m de haut et de la vapeur à 9 kg, échappant dans l'atmosphère, aurait développé 200 hp à 9000 tours* ». La photo 7.2 nous montre la turbine avec la partie supérieur du stator retirée [6].

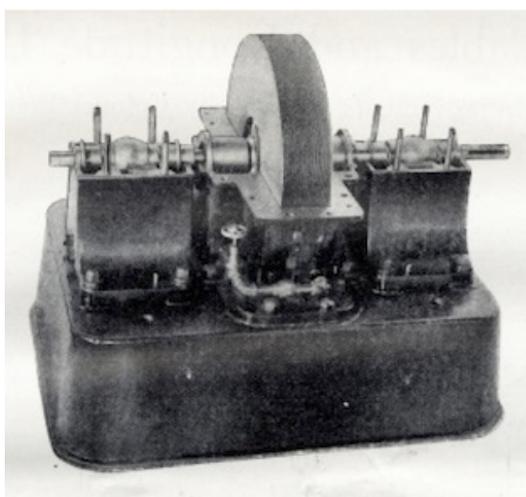


FIGURE 7.2 – Turbine Tesla de 200 hp testée par Nikola Tesla. Une partie du stator est retirée, et laisse apparaître le rotor avec ses disques. [6]

Krishnan, en 2011 [75] s'est intéressé à la miniaturisation de la turbine pour générer des puissances de l'ordre du milliwatt. Trois rotors et différentes buses d'injection (géométrie et nombre, angle d'injection) sont testés avec un écoulement d'eau liquide. Un rotor constitué de 13 disques leur a permis d'atteindre 36 % de rendement pour une puissance de 0,4 mW<sub>mec</sub>. Les meilleurs résultats sont obtenus avec un faible débit. Lorsque deux buses diamétralement opposées sont utilisées, il n'y a pas d'amélioration des performances par rapport à une seule entrée de fluide.

En 2012, Borate [14] se propose d'étudier expérimentalement la sensibilité à l'écartement des disques et à leur rugosité. Les conclusions sont uniquement basées sur la vitesse de rotation du rotor qui augmente lorsque l'écart diminue (de 2,5 mm à 0,5 mm). Le rotor testé avec des disques rugueux (500 ra) permet également d'atteindre des vitesses de rotation plus élevées qu'avec les disques lisses.

Rice dans son article très connu [103], obtient une puissance de 4 hp (2983 W) avec un rendement de 36 % à l'air comprimé. Le rotor était constitué de vingt-quatre disques de 20,3 cm de diamètre, épais et également espacés de 0,5 mm. L'alimentation en air se faisait par deux buses.

Beans [10] mène des essais sur une turbine de six pouces de diamètre avec une

alimentation en air comprimé. Le nombre de disques est variable. Malgré une bonne adéquation qualitative des résultats expérimentaux avec ses modèles, la différence quantitative est présente.

**CONCLUSION** – Au vu des hypothèses simplificatrices, les travaux réalisés sur les modèles analytiques proposent des tendances intéressantes mais pas directement exploitables. Pour ce qui est des résultats expérimentaux des différents auteurs, il est malheureusement difficile, et souvent impossible, de les comparer. Un ou plusieurs paramètres sont manquants (type d'injection, conditions d'entrée du fluide, diamètre intérieur, épaisseur des disques...) pour pouvoir tirer des conclusions pertinentes quant à la connaissance réelle de l'influence de chacun. La turbine Tesla n'est pas une machine compliquée (principe et mise en œuvre) mais est un système complexe : chaque paramètre peut avoir une influence essentielle sur le comportement du système. Néanmoins, ses avantages lui confèrent un intérêt particulier pour son utilisation avec des vapeurs condensables à basse température, et notamment dans l'exploitation de cycles organiques de Rankine. C'est pourquoi nous avons décidé de concevoir et construire nos propres prototypes de turbine Tesla.

# Chapitre 8

## Essais et caractérisation de deux turbines Tesla

« C'est en essayant que les Grecs ont pris Troie. »  
THÉOCRITE (III<sup>e</sup> siècle av. J.-C.)

### Sommaire

---

<b>8.1</b>	<b>Conception de la première turbine . . . . .</b>	<b>145</b>
8.1.1	Rotor et paliers . . . . .	146
8.1.2	Stator et injection . . . . .	146
<b>8.2</b>	<b>Banc de test instrumenté . . . . .</b>	<b>146</b>
<b>8.3</b>	<b>Puissance, couple et rendement de la turbine . . . . .</b>	<b>148</b>
<b>8.4</b>	<b>Essais et résultats de la première série . . . . .</b>	<b>149</b>
<b>8.5</b>	<b>Deuxième turbine : géométrie et banc d'essai . . . . .</b>	<b>152</b>
<b>8.6</b>	<b>Caractérisation de la deuxième turbine . . . . .</b>	<b>153</b>

---

APRÈS une première revue bibliographique peu fructueuse en termes de dimensionnement et de compréhension des relations entre les différents paramètres géométriques, nous avons décidé de concevoir des premiers prototypes. Après fabrication, un banc de test a également été conçu, afin de pouvoir tester nos machines. Ce chapitre retrace les différents points de cette démarche.

### 8.1 Conception de la première turbine

Dans un premier temps, nous avons adapté à petite échelle la turbine proposée par [19]. Elle nous a permis de nous sensibiliser à la construction de la machine, d'appréhender son fonctionnement et les points importants à étudier. Le brevet original de Tesla a également été une source majeure d'inspiration.

Il est important de noter que les dimensions standards proposées par les industriels, sur différents équipements (raccords hydrauliques, caractéristiques de matériaux...), limitent parfois la conception, ou influencent le dimensionnement. De même, l'usinage de certaines pièces est parfois impossible du fait de la petitesse de certaines formes. Une des contraintes étant de minimiser les coûts, lors de la conception, nous nous sommes appliqués à utiliser des méthodes classiques d'usinage.

### 8.1.1 Rotor et paliers

Le rotor est constitué de huit disques métalliques. Une clavette assure la liaison entre ceux-ci et l'arbre.

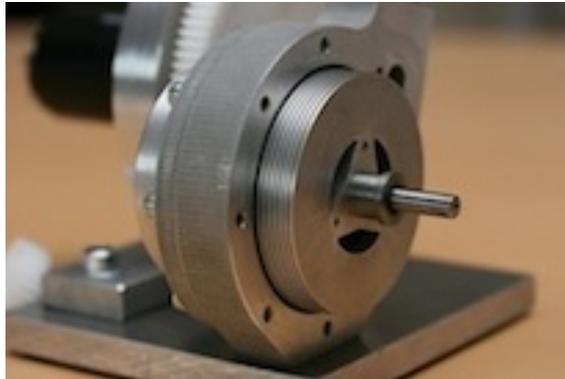


FIGURE 8.1 – Photo du rotor sorti de son stator, première turbine

Des entretoises métalliques, en forme d'étoile à trois branches, tiennent l'écartement entre chaque disque. Les diamètres extérieur et intérieur mesurent  $\simeq 63$  mm et  $\simeq 30$  mm respectivement. Trois « branches » font la liaison entre la partie active du disque (grand diamètre), et celle qui maintient le disque à l'arbre. A travers chacune d'elles, une vis assure le maintien de l'ensemble du rotor pour équilibrer les efforts sur l'arbre. Lors de l'usinage du rotor, les disques se déforment légèrement, l'écartement entre chaque disque n'est donc pas respecté. La largeur totale du rotor et la surface de passage du fluide restent constantes. Les différences sont locales : de chaque côté d'un disque, un écart large vient compenser un faible écart. Lors du fonctionnement, les performances seront donc dégradées.

En ce qui concerne la rotation de l'arbre, aucun système de lubrification actif n'a été prévu. L'étanchéité n'est pas réalisée sur l'arbre. Dans cette très petite machine, des bagues en bronze auto-lubrifiées ont été installées. Elles évitent d'utiliser des roulements, synonymes de frottements au niveau de leurs joints qui maintiennent la graisse.

### 8.1.2 Stator et injection

Le stator est constitué de trois pièces. La première est un anneau (partie visible sur la figure 8.1). Il encercle le rotor et contient le fluide dans le rotor. Il sert également à supporter le dispositif d'injection du fluide sur la tranche des disques. Deux flasques se placent ensuite de chaque côté pour brider l'ensemble. Elles maintiennent le rotor dans l'alignement de l'axe de rotation.

Un seul injecteur a été installé. C'est un convergent suivi d'un conduit parallélépipédique. Cette forme a été choisie de manière à simplifier l'usinage.

## 8.2 Banc de test instrumenté

L'objectif étant de caractériser la géométrie sans utiliser un fluide de travail en circuit fermé, nous avons conçu un banc d'essai à air comprimé, fig. 8.2 page suivante.

Le circuit est ouvert. Son efficacité n'est pas mesurée, seule celle de la turbine est étudiée. La sortie de la turbine est directement à l'atmosphère.

Une source d'air comprimé (compresseur à piston à moteur thermique) comprime l'air ambiant à 10 bar avec un débit suffisant pour maintenir une pression constante dans le réservoir. Le débit et la pression de travail sont ensuite ajustés manuellement et indépendamment par deux régulateurs. Le régulateur de débit est pourvu d'un séparateur d'eau qui supprime les gouttelettes de condensation transportées dans le flux d'air. Les impuretés sont elles aussi piégées. En première approximation, on peut considérer que l'air est propre et sec lorsqu'il rentre dans la turbine. Le fluide circule à travers des tuyaux souples tout au long de l'installation.

Enfin, la turbine détend le flux d'air et le rejette à l'atmosphère. Une génératrice accouplée à la turbine transforme l'énergie mécanique en électricité 8.3 page 149. Un banc de charge constitué d'un jeu de résistance et rhéostat dissipe l'énergie électrique produite. Les résistances sont commandées manuellement en tout ou rien, il est donc difficile d'appliquer une variation linéaire. En faisant varier la charge, ce sont la vitesse et le couple de la turbine qui varient.



FIGURE 8.2 – Le banc de test de la première turbine Tesla. L'air comprimé entre par le régulateur de débit à gauche. Le débit est ensuite mesuré par le débitmètre massique et le rotamètre avant de rentrer dans la turbine, à droite derrière la platine de commande du banc de charge. Au premier plan, trois des quatre rotors testés.

Un ensemble de capteurs instrumente le banc pour connaître précisément les états du fluide en entrée et en sortie de turbine. L'acquisition des données est gérée par un automate ARMA2 (SIREA) avec enregistrement sur carte SD.

Un débitmètre à effet Coriolis, assure avec précision la mesure directe et intégrale, du débit massique et de la masse volumique, quelles que soient la température, la pression ou la nature du fluide. Un rotamètre (plage de débit de 100 à 1400 L/min) permet d'avoir une lecture rapide du débit volumique. La mesure n'est par contre pas corrigée en pression et en température. La correction est apportée *a posteriori* en mesurant pression et température dans le circuit.

La pression atmosphérique et la température ambiante sont aussi mesurées, ainsi qu'en entrée et sortie de la turbine (température et pression).

Les thermocouples initialement installés lors des essais préliminaires sont remplacés par des sondes de température au platine (Pt100). Elle offrent une plus grande précision. Tous les résultats qui suivent sont ceux des sondes Pt100.

L'énergie électrique produite par la génératrice est mesurée à l'aide d'un transducteur de courant et de tension en courant continu (Solea).

Enfin, pour ce qui est de la vitesse de rotation, un capteur inductif relié à une entrée rapide de l'automate est utilisé pour le comptage des tours. La vitesse de la turbine peut atteindre 45000 tr/min, une transmission (deux roues dentées) vient réduire la vitesse en entrée de la génératrice. Pour des raisons de taille, le comptage se fait sur la grande roue (alternateur). La précision du comptage est donc divisée par le coefficient de réduction de la transmission. Pour pallier ce problème, un nombre  $n$  de pastilles métalliques augmente artificiellement le comptage, et améliore ainsi la précision de la mesure en comptant non plus des impulsions à chaque tour mais à chaque  $\frac{1}{n}$  de tour.

### 8.3 Puissance, couple et rendement de la turbine

L'énergie mécanique délivrée par le rotor n'est pas directement mesurée. Comme on peut le voir sur la figure 8.3 page suivante, l'alternateur placé après la réduction transforme la rotation en énergie électrique. La puissance électrique mesurée est  $P_e = UI$ . Pour remonter à la puissance à l'arbre  $\dot{W}_a$ , il faut prendre en compte les rendements de transmission  $\eta_t$  et de l'alternateur  $\eta_g$ . Ils varient légèrement en fonction de la vitesse de rotation et sont considérés constants dans les résultats suivants ( $\eta_t = f(\omega) \simeq 0,9$  et  $\eta_g = f(\omega) \simeq 0,8$ ). En prenant des données constructeurs optimistes sur ces deux rendements, c'est la puissance à l'arbre qui est minimisée et donc son rendement.

$$\dot{W}_a = \frac{UI}{\eta_t \eta_g} \quad (8.1)$$

Les mesures de la vitesse de rotation  $\omega$  et de la puissance  $\dot{W}_a$  permettent de calculer le couple généré  $C$ .

$$C = \frac{\dot{W}_a}{\omega} \quad (8.2)$$

Le rendement du cycle ouvert n'est pas calculé et ne présente ici pas d'intérêt puisque c'est un compresseur qui produit l'air comprimé, et que celui-ci n'est pas chauffé comme par exemple dans un cycle de Brayton. Le rendement du « cycle » est nul ou presque.

Par conséquent, comme on l'a vu à l'équation (7.14), le rendement calculé est le rendement isentropique de la turbine. C'est-à-dire le rapport du travail développé à l'arbre, à l'énergie d'une détente isentropique du fluide entre les points d'entrée et de sortie.

$$\eta = \frac{\dot{W}_a}{\dot{m}(h_{in} - h_{out})|_s}$$

Or, on sait également que la puissance contenue dans un fluide est proportionnelle à son débit volumique  $\dot{V}_f$  et sa pression  $P_{f,tot}$ .

$$\dot{W}_f = \dot{V}_f P_{f,tot} \quad (8.3)$$

Dans notre cas, comme la pression de sortie n'est pas nulle (pression atmosphérique), et d'après (8.1) et (8.3)

$$\eta = \frac{\dot{W}_a}{\dot{W}_f} = \frac{UI}{\eta_t \eta_g \dot{V}_f (P_{f,tot} - P_{atm})} \quad (8.4)$$

Enfin, en introduisant le débit massique et la masse volumique

$$\eta = \frac{\dot{W}_a}{\dot{W}_f} = \frac{\rho UI}{\eta_t \eta_g \dot{m}_f (P_{f,tot} - P_{atm})} \quad (8.5)$$

En connaissant l'humidité absolue  $Y$ , la pression  $P_{f,tot}$  et la température de l'air  $T_f$  en entrée de turbine, le calcul de la masse volumique est possible. Dans cette équation, les unités sont des  $\text{kg}/\text{kg}_{as}$ , Pa, K et  $\text{kg}/\text{m}^3$  respectivement.

$$\rho = \frac{P_{f,tot}}{461,51(0,622 + Y)T_f} \quad (8.6)$$

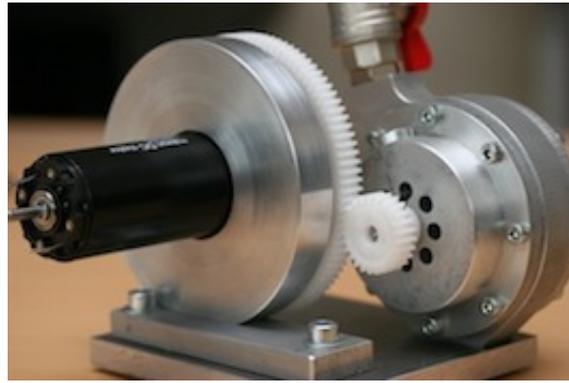


FIGURE 8.3 – Première réalisation de turbine Tesla couplée à sa génératrice

## 8.4 Essais et résultats de la première série

Tout d'abord, d'un point de vue quantitatif, lors des essais à l'air comprimé, le bruit généré est supportable sans protection auditive jusqu'à environ 15 000 tr/min. Au-dessus de 20 000 tr/min, il devient très élevé. Plus la vitesse de rotation est grande, plus le bruit est fort. N'ayant pas de sonomètre, nous l'avons évalué avec une application sur smartphone [98]. A un mètre de la turbine, et une vitesse de 20 000 tr/min, le niveau sonore atteint environ 94 dB.

En ce qui concerne les vibrations et frottements, il semblerait que les premières machines fabriquées au début du XX<sup>e</sup> siècle avaient des problèmes de tenue des disques à la vitesse. Sous les contraintes des forces d'inertie, les disques s'étiraient. Certains auteurs ont relatés des frottements du rotor sur le stator, et des vibrations importantes [10]. Lors de nos essais, jusqu'à très haute vitesse (supérieure à 45 000 tr/min), aucun frottement des disques sur le stator n'a été détecté. En ce qui concerne les vibrations,

l'ensemble du bloc turboalternateur engendre de faibles vibrations. Elles ne nous ont jamais contraints à restreindre la vitesse.

Quatre rotors ont été fabriqués et testés (tableau 8.1). Ils sont tous différents, mais possèdent chacun une caractéristique (diamètre extérieur  $\phi_{ext}$  ou intérieur  $\phi_{éch}$ ) en commun avec un autre.  $S_{tot}$  et  $S_{éch}$  correspondent aux surfaces équivalentes. La surface active  $S_{active}$  est la différence des deux. Le nombre de disques, leur épaisseur et leur espacement sont fixes.

Essai	n°	$\phi_{ext}$ / mm	$\phi_{éch}$ / mm	$S_{tot}$ / mm <sup>2</sup>	$S_{éch}$ / mm <sup>2</sup>	$S_{active}$ / mm <sup>2</sup>	$\pi_1$	$\pi_7$	$\pi_8$
PechPext	1	62,24	30,2	3042	269	2326	2,061	0,7646	0,3079
GechPext	2	62,24	29,0	3042	417	2382	2,146	0,7829	0,2773
PechGext	4	63,85	30,2	3202	269	2486	2,114	0,7763	0,2882
GechGext	3	63,85	29,0	3202	417	2541	2,202	0,7937	0,2599

TABLE 8.1 – Caractéristiques des quatre rotors testés. Malgré un plus petit diamètre d'échappement des rotors 2 et 3, leur surface d'échappement est plus grande que celle des deux autres. La raison en est que la largeur des *bras* des disques a été réduite.

En ce qui concerne le reste de la machine, le stator, l'injection et l'ensemble de l'équipement, tout est identique pour chaque essai. Les conditions de reproductibilité (mêmes conditions opératoires) sont respectées. La mesure des grandeurs est enregistrée chaque seconde. Les essais sont effectués pour des pressions d'entrée allant jusqu'à environ 2,25 bar.

A travers l'étude de ces quatre rotors, nous cherchons à mettre en évidence l'influence d'un ou plusieurs paramètres (tableau 8.1) sur la puissance et/ou le rendement de la turbine.

Pour chaque rotor et pour différents débits, puissance et rendement de turbine sont tracés en fonction de la vitesse de rotation des disques. Une courbe est composée :

- d'un point à puissance nulle et vitesse élevée (fonctionnement à vide),
- d'un ensemble de points, à puissance non nulle.

La puissance maximale que nous avons pu atteindre est de 100 W avec le rotor 1 et une pression de 2,85 bar (essai unique). En exemple, les résultats de mesure du rotor 3 sont synthétisés dans les graphiques 8.5 et 8.4 page ci-contre. Des courbes de tendance du second degré sont ajoutées. Nous remarquons un coefficient de corrélation  $R^2$  toujours supérieur à 0,90 et souvent proche de 0,95. A partir de ces courbes de corrélation, les couples vitesse/puissance maximale et vitesse/rendement maximal sont extraits. Ces valeurs sont alors regroupées dans un même graphique, 8.6 et 8.7 page 152, on obtient les courbes de fonctionnement des quatre turbines (courbes de tendance linéaires).

D'après la figure 8.6 page 152, les quatre rotors se scindent distinctivement en deux groupes. Les deux courbes de gauche correspondent aux rotors *PechPext* et *GechPext*. Ils ont en commun un diamètre extérieur de disque plus faible que les deux autres. Ceci signifie que la distance entre les diamètres du stator et du rotor est plus grande. L'air bénéficie de plus d'espace en sortie d'injection avant de pénétrer entre les disques. Les pertes de charge sont donc plus faibles. Ainsi, pour une même pression d'entrée, la puissance fournie par ces deux rotors est plus élevée. Exemple, à 1 bar, le rotor *GechPext* délivre deux fois plus de puissance que le rotor *GechGext*, de 23 à 46 W.

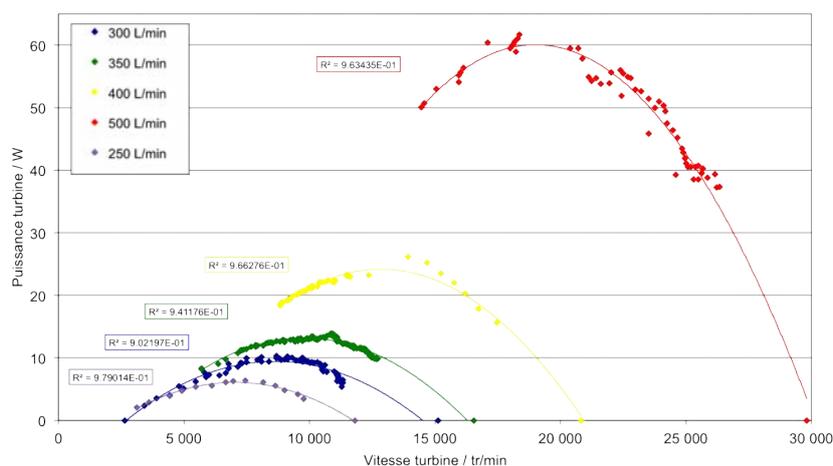


FIGURE 8.4 – Rotor 3, évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation à différents débits

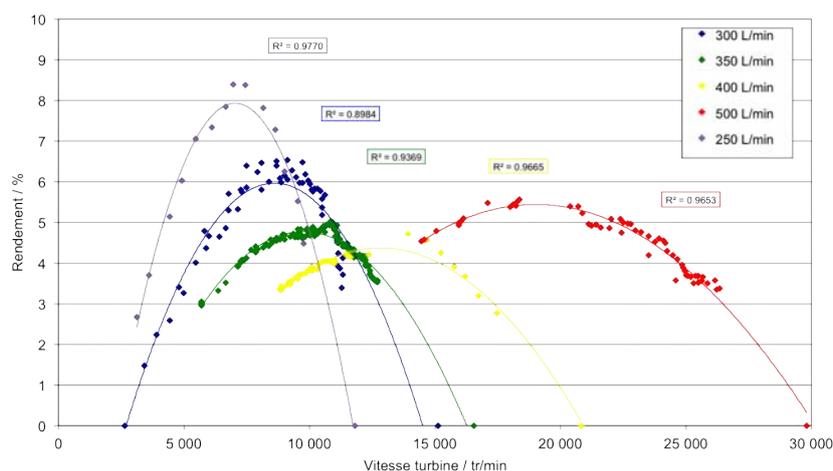


FIGURE 8.5 – Rotor 3, évolution du rendement en fonction de la vitesse de rotation à différents débits

Enfin, au sein de chaque groupe, le décalage systématique des courbes entre elles donne à penser qu'il y a également une corrélation avec un autre paramètre. Des deux rotors au petit diamètre extérieur, c'est celui qui a la plus grande surface d'échappement qui obtient les meilleures performances ; or pour l'autre groupe, c'est l'inverse. D'après ces essais, nous ne pouvons donc malheureusement pas conclure quant à d'autres corrélations.

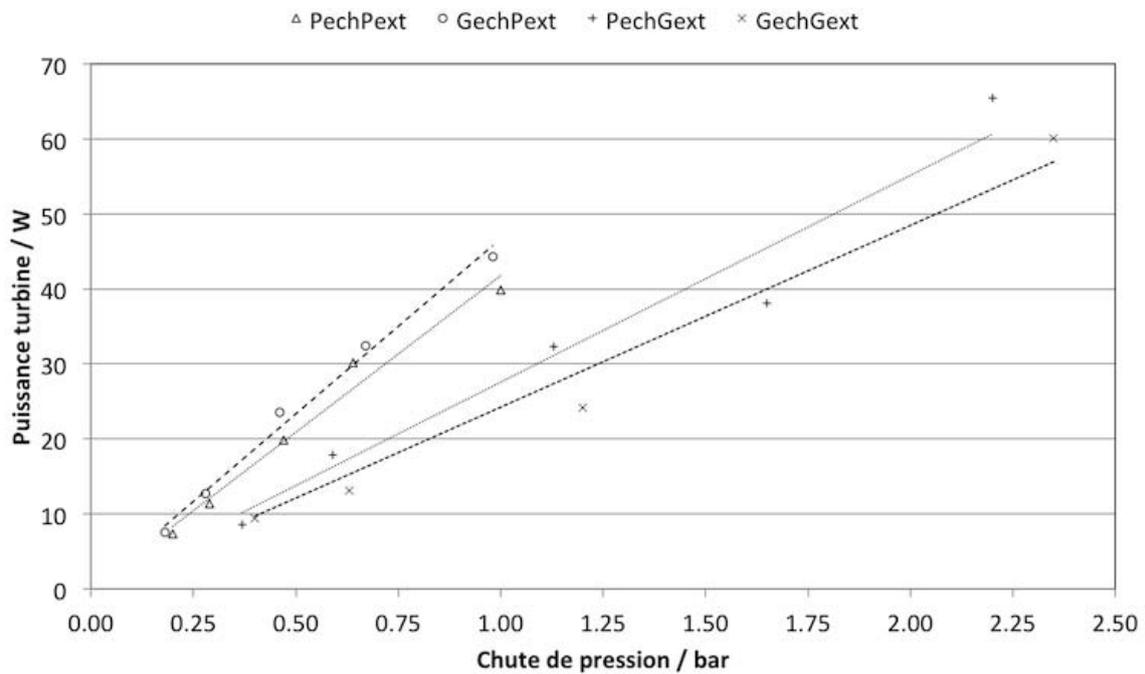


FIGURE 8.6 – Courbes caractéristiques de la puissance des quatre rotors testés

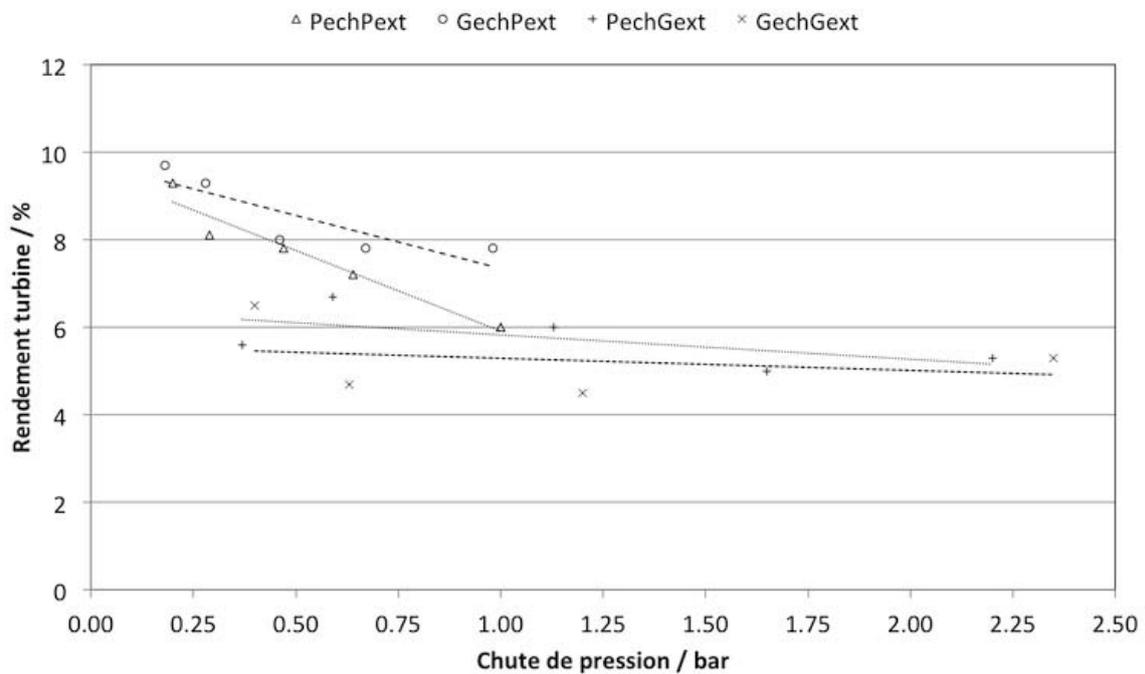


FIGURE 8.7 – Courbes caractéristiques du rendement des quatre rotors testés

## 8.5 Deuxième turbine : géométrie et banc d'essai

Suite à cette première série, une deuxième turbine de plus grande taille est testée.

- Le diamètre de son rotor mesure  $\phi_{ext} = 100$  mm.
- Le diamètre intérieur mesure  $\phi_{int} = 45$  mm.
- L'injection à travers le stator se fait en quatre endroits.

En ce qui concerne le banc de test, celui utilisé pour caractériser cette deuxième turbine est identique au précédent, avec quelques modifications, notamment au niveau de la vitesse de rotation (tachymètre manuel) et par l'ajout d'un rhéostat plus puissant. Il est visible à l'arrière gauche sur la photo 8.8.

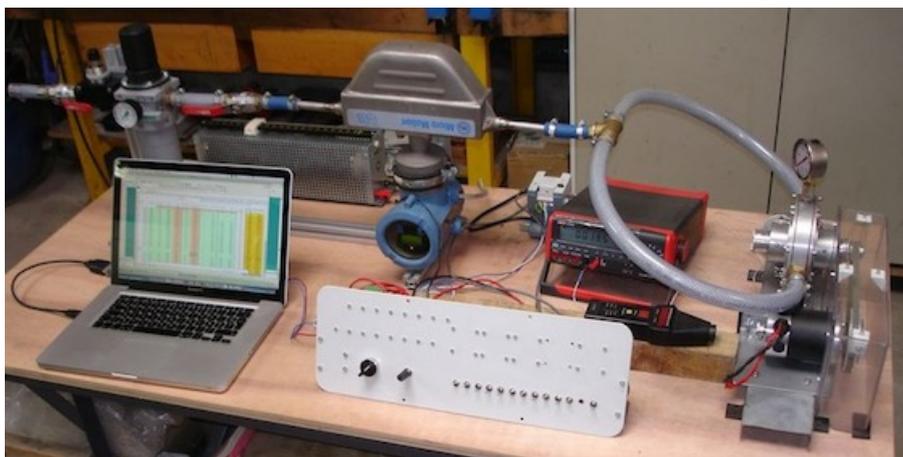


FIGURE 8.8 – Aspect du banc d'essai pour les tests de la deuxième turbine.

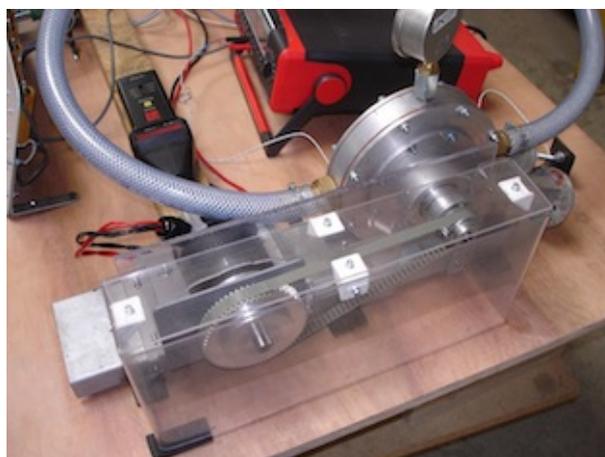


FIGURE 8.9 – Deuxième groupe turbo-alternateur conçu et testé. La transmission se fait par courroie sous le carter au premier plan

## 8.6 Caractérisation de la deuxième turbine

Comme précédemment, la turbine est alimentée en air comprimé. La détente de ce fluide entraîne le rotor en rotation. La transmission par courroie transfère cette énergie mécanique à la génératrice qui produit de l'électricité.

Les points de mesures sont rassemblés dans la figure 8.10. Les essais ont été menés pour cinq débits massiques compris entre 15 et 35 g/s. Nous constatons qu'à chaque débit correspond un point de puissance maximale. Comme pour la première turbine, la forme de ces courbes correspond significativement à une équation du second degré :  $\dot{W}_a \propto \omega^2|_{\dot{m}}$

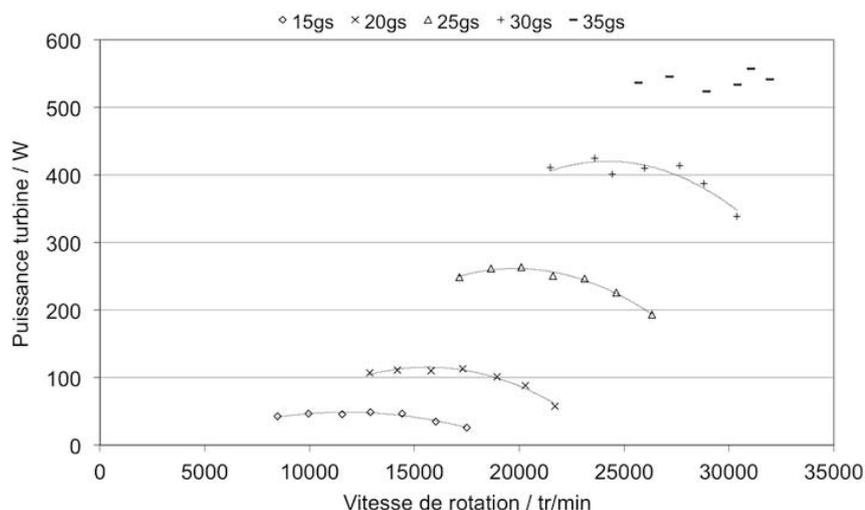


FIGURE 8.10 – Évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation à différents débits

De la même manière que pour les résultats de la première turbine, en analysant la puissance et le rendement en fonction de la chute de pression  $\dot{W}_a = f(\Delta P)$ , on en déduit simplement une relation de linéarité. En extrapolant cette courbe, on peut trouver la pression de démarrage de la turbine  $P_{dem} \simeq 35\,000$  Pa. Le rendement progresse aussi linéairement en fonction de l'augmentation de pression. Dans le meilleur des cas, la turbine délivre une puissance de 550 W avec un rendement de 35 % pour une faible chute de pression de 1,1 bar. Sa vitesse de rotation est très élevée à près de 30 000 tr/min.

Enfin, durant ces essais, en régime permanent, la température du fluide chute de près de 20 °C au passage de la turbine. D'après le diagramme entropique, si la détente était isentropique (pas de frottement, de tourbillon, etc.), la température de sortie de l'air chuterait d'environ 58 °C.

**CONCLUSION** – Nous avons conçu et réalisé un banc d'essai permettant de tester les deux turbines conçues à l'air comprimé. Notons qu'à de faibles puissances, de 0 à 1 kWe, les problèmes de miniaturisation sont omniprésents.

La première petite turbine a été déclinée avec une série de quatre rotors. Malgré les mauvais rendements obtenus, nous avons mis en relief une relation entre la distance qui sépare le rotor du stator (au diamètre) et la puissance délivrée. Lors de la caractérisation de la seconde turbine, une puissance mécanique de 550 W a été développée avec un rendement de 35 %. Ces résultats proches de la littérature, ainsi que l'augmentation d'efficacité entre les deux prototypes sont encourageants. Afin de maximiser le rendement, il est encore nécessaire de tester de nouvelles géométries sous la forme d'études paramétriques. Au chapitre suivant, nous allons maintenant coupler, en théorie, des

panneaux solaires à concentration et une turbine Tesla, à travers un cycle organique de Rankine ORC, adapté aux besoins énergétiques du résidentiel.

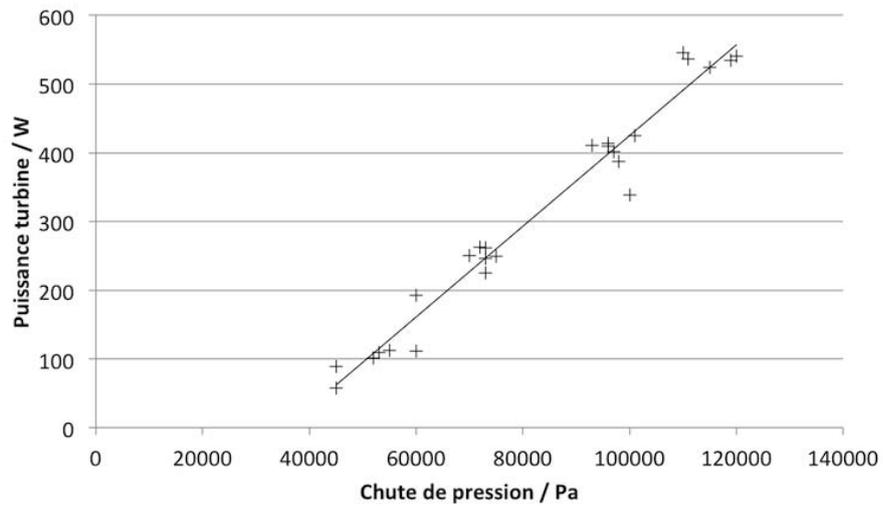


FIGURE 8.11 – Courbes caractéristiques de la puissance de la deuxième turbine testée

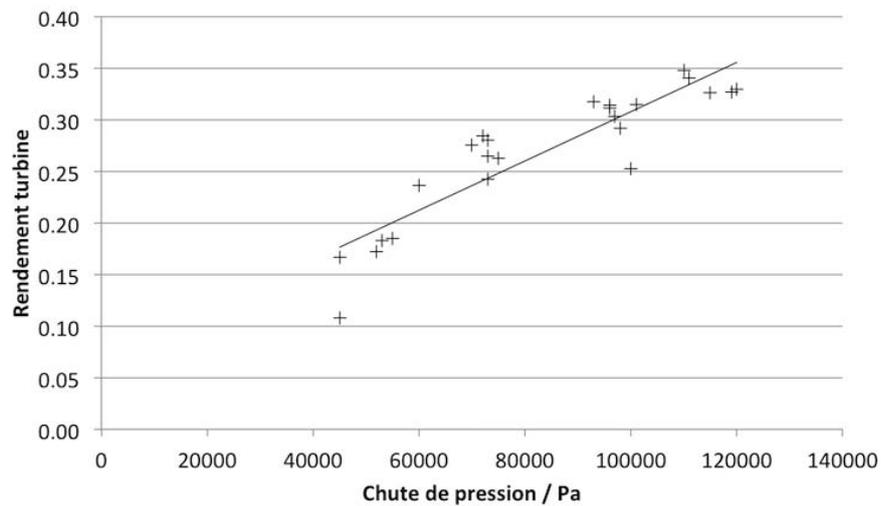


FIGURE 8.12 – Courbes caractéristiques du rendement de la deuxième turbine testée



# Chapitre 9

## Perspective : assemblage solaire/Tesla dans un ORC

### Sommaire

---

<b>9.1</b>	<b>Cycle de Rankine organique . . . . .</b>	<b>158</b>
<b>9.2</b>	<b>Détermination du fluide . . . . .</b>	<b>160</b>
<b>9.3</b>	<b>Cas d'un site du Sud de la France . . . . .</b>	<b>162</b>
<b>9.4</b>	<b>Cas d'un village isolé au Bénin . . . . .</b>	<b>164</b>

---

EN perspective des travaux réalisés au cours de cette thèse, dans ce dernier chapitre, nous souhaitons assembler les deux parties « solaire à concentration » et « turbine Tesla ». Pour cela, après un bref rappel des spécificités de chacun des deux et des performances que l'on peut espérer, nous nous attachons à présenter le système dans son ensemble : cycle organique de Rankine de petite puissance. Enfin, deux cas applicatifs sont traités : l'un pour un appoint d'énergie dans une maison individuelle en France, l'autre pour les besoins énergétiques d'une petite communauté au Bénin.

Le panneau solaire à concentration a pour caractéristiques :

- utilisation de la composante directe de l'énergie radiative du Soleil.
- installation possible en intégration à l'enveloppe du bâtiment : toiture plane ou inclinée, et façade.
- installation possible en ferme au sol.
- en fonction de la température ambiante, la température du fluide caloporteur atteint environ 125 à 175 °C (température de l'air extérieur de -15 à 45 °C).
- Dans ces conditions, le rendement atteint environ 50 %.

Quant à la turbine Tesla, avec nos résultats encourageants (rendement de 35 % à l'air comprimé), mais pas encore suffisamment validés, et une littérature en général optimiste en ce qui concerne ses capacités, nous faisons l'hypothèse d'atteindre 50 % de rendement isentropique sur la détente d'un fluide (exemple vapeur condensable).

Pour la suite de ce chapitre, ces deux composants font partie intégrante du cycle de Rankine organique : le premier en tant que source chaude, le second en tant que moteur.

## 9.1 Cycle de Rankine organique

Dans un cycle organique de Rankine (ORC), la vapeur d'eau, habituellement utilisée dans les centrales thermiques à vapeur, est remplacée par un fluide organique (§ 9.2 page 160). Son principe est schématisé à la figure 9.1 à gauche. Pompé en circuit fermé, le fluide est préchauffé (régénérateur), puis vaporisé grâce à la source de chaleur (solaire). La vapeur est ensuite détendue dans une turbine pour produire de l'énergie mécanique, elle-même transformée en électricité par un alternateur. Une partie de l'énergie restant dans le fluide est alors récupérée au régénérateur pour son préchauffage avant vaporisation. Le fluide est condensé pour retrouver son état liquide initial, puis pompé à nouveau pour recommencer le cycle. La cogénération se fait en augmentant la température de condensation. En théorie, et suivant la figure 9.1 à droite, le cycle est tracé suivant les quatre transformations idéales :

- compression isentropique (1 à 2),
- vaporisation isobare (1 à 4, dans le cas d'un régénérateur passage par l'état 3),
- détente isentropique (4 à 5),
- liquéfaction isobare (5 à 1, dans le cas d'un régénérateur passage par l'état 6).

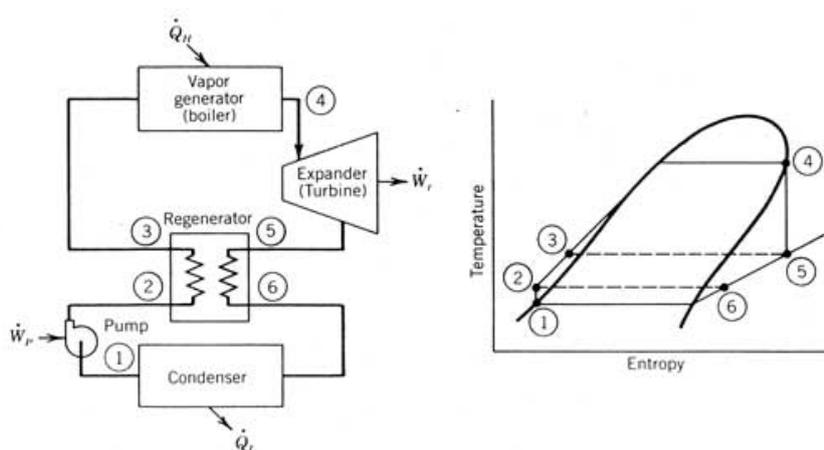


FIGURE 9.1 – Cycle de Rankine organique (idéal) utilisant un fluide « sec » avec régénérateur. Correspondance des états 1 à 6 entre le schéma hydraulique à gauche, et le diagramme entropique à droite.

Concernant la vapeur, elle est dite saturée lorsque le gaz contient des gouttelettes en suspension (état liquide). La température de la vapeur saturée est constante à une pression donnée. Lorsque la dernière molécule de liquide est vaporisée, on peut alors parler de vapeur sèche (difficile à obtenir en pratique). Ensuite, lorsque la vapeur sèche continue d'être chauffée, et que sa température passe au-dessus de la température de saturation, elle est surchauffée. La température est dans ce cas indépendante de la pression. Dans les turbines à vapeur classiques, les impacts de gouttelettes de liquide ont des conséquences néfastes sur la durée de vie de l'aubage. On préfère donc utiliser de la vapeur surchauffée et éviter ainsi tout risque de condensation. Concrètement cela signifie que pour obtenir une vapeur sèche, l'évaporateur doit toujours être surdimensionné par rapport à l'énergie latente de vaporisation théorique et prévoir une étape de surchauffe. Elle engendre un surcoût dû au moins bon coefficient d'échange thermique

en phase gazeuse plutôt qu'en phase liquide. Dans notre cas, cette contrainte de vapeur surchauffée n'en est plus une, puisque c'est un des avantages de la turbine Tesla de pouvoir fonctionner en diphasique (période de démarrage).

**Rendement** – D'après les lois de conversion de la thermodynamique, il est possible à travers un processus de conversion d'énergie thermique d'obtenir une des trois quantités suivantes à partir des deux autres : chaleur (pompe à chaleur), froid (cycle frigorifique), énergie mécanique. Les rendements thermodynamiques maximaux de ces processus sont définis par le rendement de Carnot. Il est lié aux températures de sources chaude  $T_{chaud}$  et froide  $T_{froid}$ . Dans notre cas, production d'énergie mécanique, le rendement de Carnot « moteur » s'écrit :

$$\eta_{Carnot,moteur} = \frac{T_{chaud} - T_{froid}}{T_{chaud}} \quad (9.1)$$

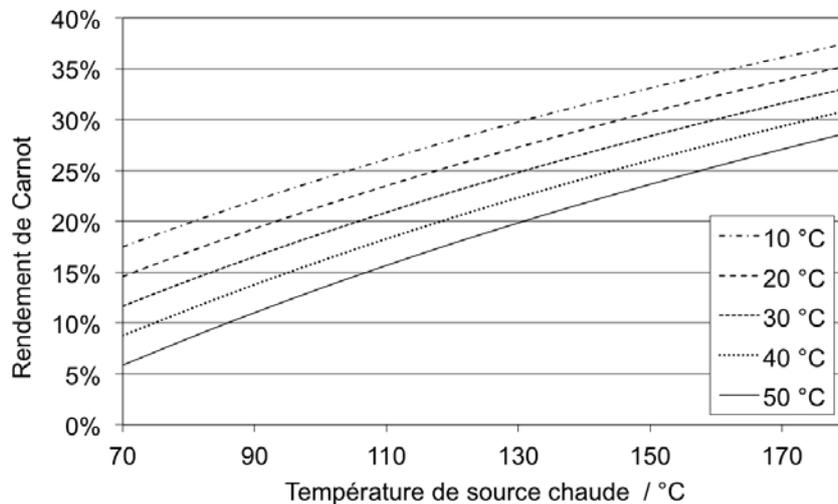


FIGURE 9.2 – Valeurs du rendement de Carnot « moteur »

Sur la figure 9.2, le rendement de Carnot, en ordonnée est représenté en fonction de la température de source chaude, pour plusieurs températures de source froide. Par exemple, le rendement maximal d'un ORC entre 150 °C et 20 °C ne dépassera jamais 31 %.

Au sens thermodynamique le rendement d'un cycle de Rankine organique s'écrit comme le rapport de la différence d'énergie mécanique entre celle produite par la turbine  $W_{turbine}$  et celle consommée par la pompe  $W_{pompe}$ , à la quantité de chaleur  $Q_{chaud}$  cédée par la source chaude.

$$\eta_{ORC,thermo} = \frac{W_{turbine} - W_{pompe}}{Q_{chaud}} \quad (9.2)$$

Cependant, en prenant l'hypothèse que l'énergie thermique apportée par le Soleil est gratuite et infinie (hors coût d'investissement), un coefficient de performance  $COP_{ORC}$ , basé uniquement sur un point de vue électrique serait d'écrire :

$$COP = \frac{W_{produit} - W_{conso.}}{W_{conso.}} = \frac{W_{elec} - W_{aux.} - W_{pompe}}{W_{aux.} + W_{pompe}} \quad (9.3)$$

Ainsi pour  $W_{conso}$  kWh consommés, le système produit  $W_{produit}$  kWh. Ce raisonnement ne peut uniquement être tenu que lorsque l'énergie des sources froides et chaudes sont gratuites.

Attention, dans les  $W_{conso}$  et  $W_{produit}$ , il faut prendre en compte l'ensemble des consommations électriques (pompe, ventilateur, régulation, instrumentation...) et l'énergie électrique nette produite en sortie d'alternateur respectivement.

## 9.2 Détermination du fluide

Suivant les niveaux de température disponibles et les pressions correspondantes, le choix du fluide de travail est d'une grande importance. Non seulement, il doit avoir des propriétés thermodynamiques appropriées au fonctionnement d'un ORC, mais il doit également être stable chimiquement aux températures utilisées, pour éviter sa décomposition et la détérioration des rendements. Idéalement, il ne doit ni encrasser, ni corroder le système. Il doit être de préférence ni toxique, ni inflammable. Enfin, il doit être facilement disponible, bon marché et avoir un faible impact environnemental. En réalité, toutes ces contraintes ne peuvent pas être satisfaites. D'après [7], les exigences suivantes sont à remplir :

- Pour conserver un petit système à un coût acceptable, la pression de l'évaporateur doit être limitée dans la gamme de 20 à 30 bar.
- La pression de condensation du fluide de travail doit être supérieure à la pression atmosphérique pour éviter une entrée d'air dans le système
- Le point triple doit être inférieur à la température ambiante minimale, de sorte que le fluide de travail ne se solidifie pas à une température de fonctionnement, ou lorsque le système est arrêté.
- Sur un diagramme température-entropie, la forme de la courbe de rosée du fluide de travail doit être proche de la verticale, afin d'éviter la surchauffe excessive à la sortie de la turbine.
- La variation d'enthalpie du fluide de travail dans la turbine doit être suffisamment grande pour augmenter l'efficacité du cycle thermodynamique, et minimiser la vitesse d'écoulement du fluide de travail.
- La densité du fluide de travail à l'entrée de la turbine doit être élevée afin de maintenir une faible taille de la turbine.
- Les viscosités du liquide et de la vapeur doivent être faibles pour minimiser les pertes de charge par frottement et maximiser les coefficients de transfert thermique par convection. Attention dans le cas d'une utilisation avec une turbine Tesla, cette contrainte est contraire au fonctionnement de la turbine.

D'après [96], une manière de classer les fluides « moteur », est de les considérer comme fluide sec, isentropique, ou humide selon la pente de la courbe de saturation (vapeur) dans un diagramme T-s, exemples de la figure 9.3 page suivante. Puisque la valeur de  $dT/ds$  tend vers l'infini pour les fluides isentropiques, l'inverse de la pente  $ds/dT$  est utilisé pour juger un fluide sec ou humide :

- $ds/dT > 0$  : la pente est positive, le fluide est dit sec,
- $ds/dT = 0$  : la pente est nulle, le fluide est dit isentropique,
- $ds/dT < 0$  : la pente est négative, le fluide est dit humide.

Pour un fluide sec, après une détente isentropique, la vapeur saturée devient surchauffée. Toutefois, si le fluide est « trop sec », les vapeurs détendues quittent la turbine avec une surchauffe substantielle qui augmente inutilement la charge de refroidissement du condenseur. Néanmoins, si cette énergie est importante, les performances du cycle peuvent être améliorées avec l'utilisation d'un régénérateur. Il préchauffe le liquide avant d'entrer dans l'évaporateur et refroidit le gaz en sortie de turbine. En ce qui concerne les fluides humides, ils ont généralement un faible poids moléculaire (par exemple l'eau et l'ammoniac). La détente peut avoir lieu dans la partie diphasique. Dans ce cas, un soin particulier doit être alors apporté à la conception de la turbine pour résister aux gouttelettes. C'est pourquoi habituellement une surchauffe du fluide à l'entrée de la turbine est réalisée. Dans le cas d'un fluide isentropique (par exemple le R11 et R124), la vapeur se détend le long d'une isentrope. La vapeur saturée à l'entrée de la turbine reste saturée tout au long de la détente sans condensation.

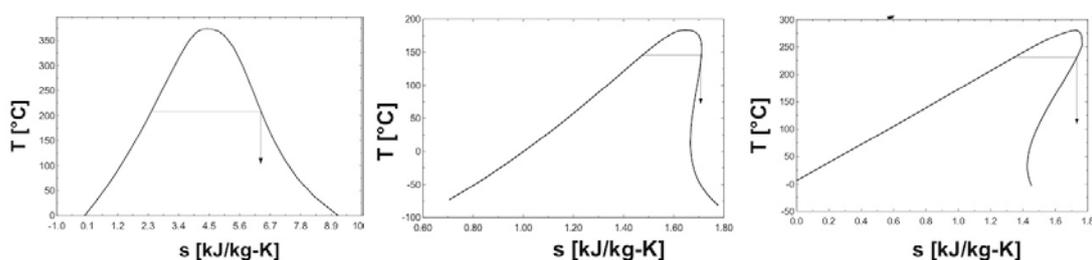


FIGURE 9.3 – Exemple de représentation dans le diagramme T-s d'un fluide humide (gauche), isentropique (milieu) et sec (droite)

On trouve dans les fluides deux grandes catégories, les fluides de synthèse (CFC, HCFC, HFC), et les fluides dits « naturels ». Parmi eux, les organiques (propane, butane, isobutane...) sont séparés des inorganiques (eau,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NH}_3$ ). Par abus de langage, ils sont souvent tous nommés « fluide organique » pour un ORC. La norme ISO 817-1974 (EN 378-1) définit les appellations des fluides : R suivi d'un code de deux à cinq chiffres qui découle de sa structure moléculaire [83].

**Contexte environnemental** – Le potentiel de dépletion ozonique, plus connu sous l'appellation ODP (ozone depletion potential), et le potentiel de réchauffement global PRG, lui aussi plus connu sous l'appellation GWP (global-warming potential) sont les deux indices de comparaison qui permettent de quantifier la contribution à la destruction de l'ozone atmosphérique et la contribution au réchauffement climatique.

Parmi l'ensemble des fluides, le choix doit se faire suivant des critères rigoureux. Le contexte environnemental et l'évolution de la réglementation en matière de gaz à effet de serre et de réduction de la couche d'ozone ont tendance à vouloir réduire l'utilisation de ces composés. Depuis 1987, le protocole de Montréal demande d'éliminer les gaz qui appauvrissent la couche d'ozone. Ainsi les CFC et BFC sont interdits à la recharge d'équipement frigorifique. Pour les HCFC, depuis 2010, il est interdit de recharger avec du fluide neuf et à partir de 2015 avec du fluide recyclé.

D'après ce dernier paragraphe, le choix peut donc se faire au sein des fluides naturels et des HFC. En pratique, ils sont à définir au cas par cas en fonction des températures. En s'inspirant de la méthode de [7], nous avons choisi les critères de sélection suivant :

Refrigerant Number <sup>a</sup>	Chemical Name <sup>a</sup>	Chemical Formula <sup>a</sup>	Molecular Mass <sup>a</sup>	Safety Group <sup>a</sup>	Atmospheric Lifetime <sup>b</sup> (Yrs)	ODP <sup>c</sup>	GWP
11	trichlorofluoromethane	CCl <sub>3</sub> F	137.4	A1	50	1	3800
12	dichlorodifluoromethane	CCl <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	120.9	A1	102	1	8100
22	chlorodifluoromethane	CHClF <sub>2</sub>	86.5	A1	12.1	.055	1500
32	difluoromethane	CH <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	52	A2	5.6	0	650
123	2,2-dichloro-1,1,1-trifluoroethane	CHCl <sub>2</sub> CF <sub>3</sub>	153	B1	1.4	.02	90
125	Pentafluoroethane	CHF <sub>2</sub> CF <sub>3</sub>	120	A1	32.6	0	2800
134a	1,1,1,2-tetrafluoroethane	CF <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> F	102	A1	14.6	0	1300
245fa	1,1,2,2,3-Pentafluoropropane	CHF <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> CF <sub>3</sub>	134.05	B1	8.8	0	820
290	Propane	CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>3</sub>	44	A3	<1 <sup>h</sup>	0	-0
404a	R-125/143a/134a (44/52/4)			A1			3260 <sup>h</sup>
407C	R-32/125/134a (23/25/52)			A1		0	1530
410A	R-32/125 (50/50)			A1		0	1730
500	R-12/152a (73.8/26.2)			A1		.74	6010
507a	R-125/143a (50/50)			A1			
600	Butane	CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>3</sub>	58.1	A3	<1 <sup>h</sup>	0	-0
717	Ammonia	NH <sub>3</sub>	17	B2	N/A	0	0
718	Water	H <sub>2</sub> O	18	A1	N/A	0	<1
744	Carbon dioxide	CO <sub>2</sub>	44	A1	N/A	0	1

TABLE 9.1 – Caractéristiques de certains fluides frigorigènes [79]

- une température critique supérieure à 152 °C,
- une pression d'évaporation inférieure à 30 bar pour une température de 130 °C,
- une pression supérieure à l'atmosphère pour une température de condensation de 20 °C,

Enfin, d'après [57], pour les deux cas d'application suivants (France et Bénin), nous retenons trois fluides : le pentane, l'HFC R245fa et le butane. Nous simulons le cycle organique de Rankine pour deux couples de températures de sources chaude et froide : 28 °C/132 °C et 43 °C/152 °C. Le détail des hypothèses de calcul (pertes de charge, rendement de pompe, température..) ainsi que les résultats sont réunis dans le tableau 9.2 page ci-contre. Les résultats ne prennent pas en compte de régénérateur.

### 9.3 Cas d'un site du Sud de la France

Étudions dans ce paragraphe le cas d'une maison individuelle neuve. Elle est située dans la région de Castres (altitude 290 m, France), elle est chauffée mais n'est pas refroidie. Au sens de la réglementation thermique, sa surface de plancher hors œuvre nette (SHON<sub>RT</sub>) est de 130 m<sup>2</sup>.

D'après la réglementation thermique 2012 [90],  $C_{ep}$  est le coefficient d'énergie primaire, exprimé en kWh/m<sup>2</sup>/an. Son calcul est effectué selon la méthode Th-BCE 2012 et est défini par la consommation conventionnelle d'énergie d'un bâtiment pour :

- le chauffage,
- le refroidissement,
- la production d'eau chaude sanitaire,
- l'éclairage artificiel des locaux,
- les auxiliaires de chauffage, de refroidissement, d'eau chaude sanitaire et de ventilation,
- déduction faite de l'électricité produite à demeure.

A noter que la consommation d'électricité spécifique (surtout liée à l'activité dans le bâtiment et aux habitudes des occupants) n'est pas incluse.

Fluide	Nom	R245FA	BUTANE	PENTANE	R245FA	BUTANE	PENTANE
		GWP					
Chaudière	Température d'évaporation / °C	130	130	130	150	150	150
	Surchauffe / °C	2	2	2	2	2	2
	Pertes de charge / kPa	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
Tuyaux HP vapeur	Pertes thermiques / °C	1	1	1	1	1	1
	Pertes de charges / kPa	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Turbine	Puissance électrique / W	500	500	500	500	500	500
	Rendement turboalternateur	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500	0.500
Tuyaux BP vapeur	Pertes thermiques / °C	1	1	1	1	1	1
	Pertes de charges / kPa	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Condenseur	Température de condensation / °C	28	28	28	43	43	43
	Pertes de charges / kPa	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Pompe	Rendement isentropique	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Tuyau liquide	Pertes thermiques / °C	1	1	1	1	1	1
	Pertes de charges / kPa	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Paramètres du cycle	Débit massique / kg/s	0.02068	0.01066	0.00988	0.02074	0.01219	0.01028
	Source chaude / kW	5.25	5.16	5.22	5.48	5.39	5.36
	Source froide / kW	4.65	4.57	4.61	4.85	4.77	4.75
	Puissance pompe / kW	0.0500	0.0650	0.0240	0.0840	0.1060	0.0370
	Rendement	0.107	0.109	0.108	0.102	0.103	0.105
	Température maxi. / °C	132	132	132	152	152	152
	Pression entrée pompe / kPa	166	268	77	277	412	128
	Pression sortie pompe / kPa	2415	2706	1138	3491	3769	1636
	Température sortie turbine / °C	66.6	66.5	85.7	70.9	69.4	102.0

TABLE 9.2 – Résultat de calcul de production de l'ORC pour les trois fluides choisis

Le coefficient d'énergie primaire maximal  $Cep_{max}$  est déterminé comme suit :

$$Cep_{max} = 50 \times M_{ctype}(M_{cgéo} + M_{calt} + M_{c surf} + M_{cGES}) \quad (9.4)$$

Les affirmations suivantes permettent de déterminer la valeur de chaque coefficient :

- L'habitation ne possède pas de système de refroidissement, elle est donc de catégorie CE1.
- Elle est installée dans le département du Tarn (81), elle se situe donc dans la zone climatique H2c.
- Le nombre de logement du bâtiment est  $N_L = 1$ , l'inéquation suivante est validée.
$$120 \text{ m}^2 < \frac{\text{SHON}_{\text{RT}}}{N_L} \leq 140 \text{ m}^2$$
- L'énergie principale utilisée pour la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire est l'énergie solaire.

D'où d'après [90] et (9.4)

$$Cep_{max} = 50 \times 1 \times (0,9 + 0 + 0 + 0) = 45 \text{ kWh}_{\text{EP}}/\text{m}^2/\text{an}$$

D'après le paragraphe 2.1.4 page 50, on peut calculer que l'éclairage et les « auxiliaires » correspondent à une consommation d'environ  $24 \text{ kWh}_{\text{EP}}/\text{m}^2/\text{an}$ . Les besoins de chaleur (chauffage et ECS) s'élèvent donc en moyenne à  $21 \text{ kWh}_{\text{EP}}/\text{m}^2/\text{an}$ . De plus, une partie de l'électricité spécifique est utilisée pour produire de la chaleur (lave-linge et lave-vaisselle).

Considérons qu'au 21 mars, les panneaux solaires à concentration produisent environ  $400 \text{ W}/\text{m}^2$  pendant quatre heures (tableau 6.4 page 127). L'énergie thermique ainsi récupérée est de  $W_{\text{toit},j} = 1,6 \text{ kWhth}/\text{m}^2_{\text{toit}}$ . D'après le tableau 9.2, lorsque les températures d'évaporation et de condensation valent 132 et 28 °C, le groupe turboalternateur avec turbine Tesla produit 500 We avec un rendement de 10,8 %. En faisant l'hypothèse

d'une production électrique pendant  $N_h = 8$  h/j, la surface de toiture à recouvrir de panneaux est  $S_{toit} = 23$  m<sup>2</sup>.

$$S_{toit} = \frac{\dot{W}_e N_h}{\eta_{ORC} W_{toit,j}} \quad (9.5)$$

Dans ce cas, près de 37 kWh<sub>th</sub> sont générés au condenseur. Le fluide de travail sortant à plus de 60 °C (66 °C pour le 245fa et le butane, et 85 °C pour le pentane), il est alors intéressant de cogénérer. De l'eau chaude peut donc être stockée pour les besoins en chauffage, eau chaude sanitaire, lave-linge, lave-vaisselle. La chaleur étant normalement excédentaire, il est possible d'alimenter ces deux derniers équipements en permanence avec de l'eau chaude... D'importantes économies d'énergie seront ainsi générées. L'excédent est dans tous les cas rejeté à l'atmosphère.

Avec une surface calculée de capteurs de 23 m<sup>2</sup>, l'électricité produite n'est qu'un appoint au réseau électrique. De même, en hiver la production de chaleur par les panneaux solaires est moins élevée, environ 200 W/m<sup>2</sup><sub>toit</sub> pendant quatre heures. La production d'électricité est alors divisée par deux. Dans tous les cas, il est nécessaire de prévoir un stockage de chaleur pour pouvoir démarrer l'ORC au moment des consommations réelles d'électricité.

Pour se rapprocher d'une habitation autonome, il suffit d'augmenter la surface des panneaux et la capacité de stockage; le cycle thermodynamique pourra ainsi fonctionner plus longtemps chaque jour. D'après les statistiques, l'habitation de cet exemple consomme 10,7 kWh/j ( $30 \times 130/365 = 10,68$ ). Avec une consommation continue de l'ORC, la production d'électricité moyenne sera suffisante. Pour fournir la puissance thermique, la surface de panneaux doit être triplée. Enfin, une clef de bon fonctionnement de l'ensemble résidera dans la capacité de stockage thermique et électrique, dans la maîtrise de la demande en énergie (consommation au bon moment) et dans la gestion intelligente de la production.

## 9.4 Cas d'un village isolé au Bénin

Dans le cas du Bénin, nous traitons d'une application pour fournir en énergie un grand foyer ou une petite communauté, pas ou peu alimenté par le réseau. Nous considérons que les besoins en électricité correspondent à un réfrigérateur ou une chambre froide, l'éclairage des bâtiments, l'équipement informatique, et les équipements de communication. Les besoins en chaleur sont l'eau chaude sanitaire, le nettoyage (productions locales de biens), la stérilisation de matériel (médical, alimentaire), la production agroalimentaire...

L'ensoleillement plus présent qu'en France, irradiance globale autour de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an permet d'obtenir une production thermique plus élevée qu'en France. Le diagramme solaire de Cotonou (fig. 6.6 page 115) permet d'anticiper également une production plus constante au cours de la journée : l'élévation du Soleil est souvent proche du zénith. Le rendement annuel sera donc meilleur que sous nos latitudes. Les cases en milieu rural n'étant pas adaptées à recevoir des panneaux solaires sur leurs enveloppes, l'installation des panneaux peut se faire directement au sol, et fixés sur un châssis. Le nettoyage en est facilité et ainsi le rendement amélioré.

En considérant le site autonome, c'est la bonne régulation de l'alimentation des équipements électriques qui permet d'utiliser au maximum la puissance nominale de

l'ORC.

**CONCLUSION** – L'assemblage dans un ORC de nos panneaux à concentration solaire et d'une turbine Tesla est possible. Dans le cas d'une installation en France, ce système de cogénération permet d'être facilement autonome énergétiquement en termes de chaleur. En revanche, pour atteindre l'autonomie complète, l'importante quantité d'électricité à fournir nécessite une installation beaucoup plus conséquente. L'installation au Bénin est aussi viable pour une utilisation dans une communauté ou au sein d'un grand foyer. Dans les deux cas, si l'autonomie complète est demandée, une adaptation du mode de vie et une gestion fine des équipements est nécessaire.



# Conclusion

EN début de ce travail de trois années, nous souhaitions développer un système de cogénération solaire applicable au marché de l'habitat. Nous nous sommes pour cela imposés des contraintes fortes quant à la réalisation de ces recherches. Tout d'abord, le coût a toujours été un argument décisif dans le développement du produit. Robustesse et fiabilité ont aussi été deux paramètres de « l'équation à résoudre ». L'objectif final est de produire électricité et chaleur à partir du rayonnement solaire. Dans un tel système, deux équipements sont essentiels. Le premier est la production de chaleur, le second est le moteur qui permet de fournir l'électricité. C'est ainsi que cette thèse s'est orientée vers ces deux directions distinctes.

Dans un premier temps, en ce qui concerne la partie « solaire », pour de très petites puissances, inférieures à 10 kWe, il nous est apparu important de pouvoir installer le « capteur » sur l'enveloppe du bâtiment ou à proximité immédiate, et surtout que cette mise en œuvre soit simple pour tous. En partant de cette hypothèse est né le concept de panneau à concentration solaire. Notre choix s'est donc porté sur un caisson, léger, clos et étanche, qui permet de concentrer le rayonnement solaire. Grâce à cela, la température en sortie du système doit atteindre 150 °C avec un rendement acceptable (supérieur à 50 %). La concentration par miroirs cylindro-paraboliques nous est apparue être la solution robuste et fiable, adaptée à nos besoins.

Nous avons donc conçu et réalisé dans nos locaux plusieurs prototypes de concentrateur. Pour les tester, un banc d'essai mobile a également été imaginé et fabriqué sur place. L'analyse des résultats de ces essais a abouti à une solution viable. Un modèle de transfert radiatif solaire a été développé pour ensuite modéliser la répartition des flux au sein de ce panneau. Il permet de faire varier différents paramètres optiques et/ou géométriques, et de rapidement obtenir l'évolution des performances (puissance et rendement).

Dans un second temps, pour ce qui est de la partie « moteur », celui-ci doit transformer la chaleur précédemment produite en électricité. Nous avons cherché une technologie simple à mettre en œuvre, dont les coûts de production sont bas et la maintenance réduite. La turbine Tesla semble être une réponse. Cet organe de détente peut être inclus dans un cycle de Rankine organique. Un fluide de travail est le vecteur énergétique de l'énergie entre les panneaux solaires et la turbine. Il entre dans celle-ci à haute pression et haute température, et ressort à basse pression et moyenne température. L'état de l'art, et particulièrement les résultats expérimentaux à propos de cette turbine, est relativement limité. Son inventeur, Nikola Tesla, l'a breveté aux États-unis en 1913.

Ce choix de machine tournante mécaniquement simple a également été dicté par la volonté de réalisation de la turbine en interne. Après conception et réalisation, deux

turbines ont ainsi été testées sur un banc de test spécifiquement développé pour ces essais. C'est l'air comprimé qui est utilisé. Pour la première série de rotors testés, les rendements sont mauvais (inférieurs à 10 %) mais nous mettons en évidence l'influence de la distance entre le stator et le diamètre extérieur des disques. Les essais de la seconde turbine (toujours à l'air comprimé), ont permis d'obtenir un rendement de 35 %. Dans ces deux parties, parmi les difficultés rencontrées, la recherche de solutions techniques de conception pour la miniaturisation des systèmes a été omniprésente, avec comme objectif de limiter les effets de bord qui ne sont plus négligeables dans de tels systèmes.

En perspective, au vu des résultats de ce travail, nous pouvons croire au développement d'un système de cogénération solaire adapté aux petites puissances. Cependant, de nombreux travaux sont encore à effectuer. La technologie du panneau à concentration solaire est maintenant connue, les solutions techniques également. Grâce au modèle sous EDStaR, nous pouvons conclure l'optimisation optique et géométrique. La prochaine étape consiste donc à construire un pilote de plusieurs panneaux, et de le tester en situation réelle.

En ce qui concerne la turbine Tesla au sein du cycle de Rankine organique, de nombreuses questions demeurent. Pour y répondre, il faut continuer à expérimenter et comparer différentes géométries. Le défi se caractérise par l'apport de solutions techniques faciles à mettre en œuvre, à un coût faible avec des performances acceptables et une bonne fiabilité. Notons que la miniaturisation des systèmes, présente au jour le jour durant ce travail, demeure toujours une contrainte forte ; mais les résultats obtenus jusqu'à aujourd'hui sont positifs.

Enfin, en message d'espérance, je souhaite terminer ce manuscrit par une citation de Joffre [70], qui récapitule, à mon sens, la position centrale du solaire et des énergies renouvelables en cette période de transition énergétique mondiale : *Qu'on se le dise le solaire est un formidable outil de proximité, de liberté et de démocratie sociale. Il permet de s'affranchir partiellement des diktats imposés par les oligopoles. C'est sûrement pour cela qu'il a été mis sous cloche. Pour le libérer, il faut suivre les issues de secours. La lumière est au bout du couloir !*

Nous l'affirmions en introduction ; tâchons de pouvoir en témoigner à l'avenir :

« **SOL OMNIBUS LUCET** »  
*le Soleil brille pour tous*

# Listes des abréviations, sigles et unités

## ABRÉVIATIONS ET SIGLES

Al	aluminium
ASHRAE	american society of heating, refrigerating and air-conditioning engineers
ASTM	american society for testing and materials
ATEE	association technique énergie environnement
BBC	bâtiment basse consommation
BFC	bromofluorocarbures
Br	brome
C	carbone
CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone
CdTe	tellure de cadmium
CFD	computational fluid dynamics (mécanique des fluides numérique)
CHP	combined heat and power
CIS	sélénium de cuivre et d'indium
CFC	chlorofluorocarbure
CLFR	compact linear Fresnel reflector
CNIM	constructions industrielles de la Méditerranée
CNRS	centre national de la recherche scientifique
COP	coefficient de performance
CPC	concentrateur parabolique composé
CPV	concentration photovoltaïque
CRE	commission de régulation de l'énergie
CSR	ratio circumsolaire
Cu	cuivre
DLR	deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt
DNI	irradiance normale directe
DPE	diagnostic de performance énergétique
DSG	direct steam generation
ECS	eau chaude sanitaire
EDF	électricité de France
EDStar	environnement de développement en statistiques radiatives
ELD	entreprises locales de distribution
EMAC	école des mines d'Albi Carmaux
EnR	énergie renouvelable
env.	environnementale
ERDF	électricité réseau distribution France

---

ETR	équation du transfert radiatif
FCPR	fond commun de placement à risque
GDF	gaz de France
GrDF	gaz réseau distribution France
GWP	global-warming potential
HCFC	hydrochlorofluorocarbure
HFC	hydrofluorocarbure
H	hydrogène
INES	institut national de l'énergie solaire
IR	infrarouge
LEME	laboratoire énergétique mécanique électromagnétisme
LEMTA	laboratoire d'énergétique et de mécanique théorique et appliquée
Li	lithium
LFR	linear Fresnel reflector
MCI	moteur à combustion interne
MDE	maîtrise de la demande en énergie
MEGeP	mécanique, énergétique, génie civil et procédés
N	azote
NOME	nouvelle organisation du marché de l'électricité
O	oxygène
ODP	ozone depletion potential
OIML	organisation internationale de métrologie légale
OMD	objectifs du millénaire pour le développement
ORC	cycle organique de Rankine
PAC	pile à combustible
<b>pbrt</b>	physically based rendering tool
pdf	fonction densité de probabilité
PME	petite et moyenne entreprise
Pt100	sonde à résistance de platine (100 $\Omega$ à 0 °C)
PV	photovoltaïque
R&D	recherche et développement
RT	réglementation thermique
SEGS	solar energy generating systems
SHON	surface horsœuvre nette
SFERA	solar facilities for the european research area
STC	standard test conditions
STEP	station de transfert d'énergie par pompage
TIC	technologies de l'information et de la communication
TU	temps universel ( $\Leftrightarrow$ UT universal time)
USD	united states dollar
UV	ultraviolet

**SYMBOLES DES UNITÉS**

dB	décibel
eV	électronvolt
g	gramme
h	heure
hp	horsepower $\Leftrightarrow 746 \text{ We} \neq 1 \text{ ch} = 735,5 \text{ W}_{mec}$
j	jour
K	kelvin
L	litre
m	mètre
min	minute
Pa	pascal
rad	radiant
s	seconde
sr	stéradian
tC	tonne d'équivalent carbone : $1 \text{ tC} \simeq 3,67 \text{ tCO}_2$
tep	tonne équivalent pétrole
tr	tour
ua	unité astronomique
V	volt
VA	voltampère
W, Wc, We, W <sub>mec</sub> , Wth	watt, crête, électrique, mécanique, thermique
Wh, Whe, Whth	watt-heure, watt-heure électrique, watt-heure thermique
Wh <sub>EF</sub>	watt-heure d'énergie finale
Wh <sub>EP</sub>	watt-heure d'énergie primaire
°C	degré Celsius
°, ' et ''	degré, minute et seconde (angle)

**PRÉFIXES DU SYSTÈME INTERNATIONAL D'UNITÉS**

c	10 <sup>-2</sup>	centi
G	10 <sup>9</sup>	giga
k	10 <sup>3</sup>	kilo
m	10 <sup>-3</sup>	milli
M	10 <sup>6</sup>	méga
n	10 <sup>-9</sup>	nano
T	10 <sup>12</sup>	téra
μ	10 <sup>-6</sup>	micro



# Table des figures

1.1	Mouvements du <i>Pelamis</i> utilisés pour la production de courant électrique	21
1.2	Évolution de la production mondiale d'énergie primaire entre 1971 et 2010	22
1.3	Représentation de notre système solaire . . . . .	23
1.4	Obliquité et mouvements astronomiques de la Terre . . . . .	24
1.5	Représentation des coordonnées horizontales . . . . .	24
1.6	Répartition de l'énergie solaire reçue sur Terre . . . . .	26
1.7	Spectres solaires de référence normalement incident et global . . . . .	27
1.8	CMP22, pyranomètre haut de gamme de Kipp & Zonen . . . . .	29
1.9	Géométrie d'un pyréliomètre . . . . .	29
1.10	Caractéristique d'un panneau solaire photovoltaïque . . . . .	31
1.11	Structure d'un panneau thermique plan . . . . .	32
1.12	Fonctionnement d'un tube sous vide à caloduc (un seul tube en verre) .	32
1.13	Tendance des caractéristiques de quatre types de collecteurs plans . . .	33
1.14	Classification traditionnelle des technologies solaires . . . . .	34
1.15	Augustin Mouchot fait la démonstration de son concentrateur solaire .	35
1.16	Utilisation du concentrateur parabolique d'Abel Pifre . . . . .	35
1.17	Premier capteur cylindro-parabolique, John Ericsson [101] . . . . .	35
1.18	Première centrale solaire à concentration commerciale installée en 1913	35
1.19	Installation du prototype de concentrateur linéaire de Fresnel . . . . .	36
1.20	Les différentes surfaces d'un concentrateur optique . . . . .	37
1.21	Rendement de conversion d'un système concentrateur . . . . .	38
1.22	Les quatre principales technologies de capteurs à concentration . . . . .	39
1.23	Construction géométrique d'un concentrateur parabolique composé . .	41
1.24	Trois types de trackers solaires en boucle fermée . . . . .	42
1.25	Emittance du corps noir à diverses températures . . . . .	42
1.26	Évolution de la surface installée de capteurs solaires thermiques dans l'UE	43
1.27	Puissance photovoltaïque installée entre 2000 et 2012 dans le monde . .	44
2.1	Energie solaire globale horizontale reçue pendant une année en France .	48
2.2	Population française totale de 1982 à nos jours . . . . .	49
2.3	Consommation de chauffage à climat normal dans les résidences principales	51
2.4	Évolution des prix de l'électricité et du gaz pour un particulier . . . . .	52
2.5	DPE : étiquettes énergétique et gaz à effet de serre . . . . .	53
2.6	Tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque en France . . . . .	55
2.7	Pluviométrie moyenne au Bénin . . . . .	55
2.8	Irradiance solaire globale horizontale en Afrique de l'Ouest . . . . .	56
2.9	Population du Bénin (estimation et projection) . . . . .	57

2.10	Consommations spécifiques d'énergie au Bénin . . . . .	57
2.11	Habitat classique de Cotonou . . . . .	58
2.12	Village typique du Bénin, 50 % de la population vit en zone rurale . . .	59
3.1	Les principaux procédés de froid solaire . . . . .	66
3.2	Schéma de principe d'un système de réfrigération à absorption . . . . .	67
3.3	Flux d'énergie dans un foyer avec micro-cogénération . . . . .	68
3.4	Le module SopoNova de <i>SopoGy</i> . . . . .	69
3.5	Concentrateur d' <i>Absolicon</i> . . . . .	69
3.6	Concentrateur de <i>Chromasun</i> . . . . .	70
3.7	Concentrateur de <i>Sončna</i> . . . . .	71
3.8	Concentrateur de <i>Cogenra</i> . . . . .	71
3.9	Concentrateur de <i>Solarus</i> . . . . .	71
3.10	Capteur solaire de <i>SAED</i> , liaison caloduc/tube acier . . . . .	71
3.11	Concentrateur d' <i>ITcollect</i> . . . . .	71
3.12	Concentrateur d' <i>Infinia Corporation</i> . . . . .	71
3.13	Concentrateur CHAPS (Canberra) . . . . .	72
3.14	Schéma de principe du réflecteur Scheffler à foyer fixe . . . . .	72
3.15	Concentrateur de <i>SolarFire</i> . . . . .	72
4.1	Exemple de température optimale du récepteur (meilleur rendement) .	79
4.2	Transmission entre le moteur et le concentrateur . . . . .	81
4.3	Schéma d'un concentrateur « ouvert » et « fermé » . . . . .	82
4.4	Représentation des pertes géométriques aux bouts du récepteur . . . . .	85
4.5	Construction d'une parabole . . . . .	86
4.6	Définition des angles d'acceptance et d'ouverture (« rim angle ») . . .	87
4.7	Troncatures de paraboles possédant le même foyer et la même ouverture	87
4.8	Extrémité du récepteur thermique triangulaire . . . . .	88
4.9	Récepteur typique d'un concentrateur cylindro-parabolique . . . . .	89
4.10	Simulation de la flexion d'un récepteur . . . . .	90
4.11	Caractéristiques de différents récepteurs . . . . .	91
4.12	Configuration 1.2 du concentrateur, installé sur son banc de test . . . . .	92
4.13	Configuration 2.0 du concentrateur . . . . .	92
5.1	Schéma hydraulique du banc d'essai . . . . .	94
5.2	Banc d'essai mobile, installé à l'extérieur . . . . .	95
5.3	Mesure des irradiances au cours d'une journée . . . . .	96
5.4	Armoire électrique du banc d'essai et supervision . . . . .	97
5.5	Concentrateur 1.3, essai à 200 mL/min . . . . .	101
5.6	Concentrateur 1.4, essai à 200 mL/min . . . . .	101
5.7	Concentrateur 2.0, essai à 130 mL/min le 28 août à Castres (France) .	103
6.1	Image du concentrateur 2.0 générée avec <b>pbrt</b> . . . . .	107
6.2	Surfaces du prototype 2.0 avec leurs numéros . . . . .	110
6.3	Réflexions spéculaire, diffuse réelle et lambertienne . . . . .	111
6.4	Algorithme simplifié utilisé pour résoudre la formulation intégrale de l'ETR	112
6.5	Irradiance normale directe à Castres . . . . .	114
6.6	Diagrammes solaires à Castres et Cotonou . . . . .	115

---

6.7	Influence de la réfraction atmosphérique sur la hauteur apparente du Soleil	117
6.8	multiples réflexions et transmissions à travers une vitre . . . . .	118
6.9	Caractéristiques optiques d'une vitre d'épaisseur 4 mm . . . . .	120
6.10	Multi-réflexions dans une lame de verre . . . . .	121
6.11	Coefficients de réflexion monochromatique et totale du miroir . . . . .	121
6.12	Rendement du panneau en fonction de l'écart entre les miroirs . . . . .	124
6.13	Contribution du flux directement réfléchi sur chaque miroir . . . . .	125
6.14	Résultats de simulation : distance axe au foyer . . . . .	126
6.15	Carte de flux des quatre récepteurs, le 21 juin . . . . .	128
6.16	Cartes de flux du récepteur suivant la distance axe-foyer . . . . .	129
7.1	Schéma original de la turbine Tesla . . . . .	137
7.2	Réalisation d'une turbine Tesla de 200 hp . . . . .	143
8.1	Photo du rotor sorti de son stator, première turbine . . . . .	146
8.2	Le banc de test de la première turbine Tesla . . . . .	147
8.3	Première réalisation de turbine Tesla couplée à sa génératrice . . . . .	149
8.4	Rotor 3, évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation .	151
8.5	Rotor 3, évolution du rendement en fonction de la vitesse de rotation .	151
8.6	Courbes caractéristiques de la puissance des quatre rotors testés . . . . .	152
8.7	Courbes caractéristiques du rendement des quatre rotors testés . . . . .	152
8.8	Aspect du banc d'essai pour les tests de la deuxième turbine. . . . .	153
8.9	Deuxième groupe turbo-alternateur conçu et testé . . . . .	153
8.10	Évolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation . . . . .	154
8.11	Courbes caractéristiques de la puissance de la deuxième turbine testée .	155
8.12	Courbes caractéristiques du rendement de la deuxième turbine testée .	155
9.1	Cycle de Rankine organique idéal avec régénérateur . . . . .	158
9.2	Valeurs du rendement de Carnot « moteur » . . . . .	159
9.3	Exemple de fluides humide, isentropique et sec . . . . .	161



# Liste des tableaux

3.1	Produits de micro-cogénération disponibles en 2012 . . . . .	62
4.1	Critères à prendre en compte selon les phases de vie d'un capteur solaire	80
4.2	Comparaison du rendement entre concentrateur « ouvert » et « fermé »	83
4.3	Comparaison de quatre matériaux candidats à la fonction de récepteur	90
4.4	Configuration des prototypes réalisés . . . . .	92
5.1	Différents rendements possibles pour le concentrateur . . . . .	98
6.1	Surfaces modélisées et leurs numéros . . . . .	110
6.2	Position du Soleil pour les simulations . . . . .	123
6.3	Rendement du panneau suivant la réflectivité des joues . . . . .	124
6.4	Caractéristiques du panneau solaire à concentration . . . . .	127
6.5	Répartition du flux incident . . . . .	128
8.1	Caractéristiques des quatre rotors testés . . . . .	150
9.1	Caractéristiques de certains fluides frigorigènes . . . . .	162
9.2	Résultat de calcul de production de l'ORC pour les trois fluides choisis	163



# Bibliographie

- [1] Ademe. Les chiffres clés du bâtiment. <http://www.ademe.fr>, 98 p., 2012.
- [2] German aerospace center (DLR). Concentrating solar power for seawater desalination. 279 p., 2007.
- [3] M. Alaphilippe, S. Bonnet, and P. Stouffs. Moteur ericsson. *Journée SFT "Machines exotiques"*, page 20 p., 8 décembre 2004.
- [4] P. Albisser. *Précis de météorologie pour alpinistes*. Club Alpin Suisse, 1995.
- [5] C.J. Allègre, J.P Poirier, E Humler, and A.W. Hofmann. The chemical composition of the earth. *Earth and planetary science letters*, 134(3-4) :515–526, 1995.
- [6] Scientific American. The tesla steam turbine. 296-297, septembre 1911.
- [7] Bernard Aoun. *Micro-cogénération pour les bâtiments résidentiels fonctionnant avec les énergies renouvelables*. PhD thesis, ENSMP, 2008.
- [8] Moutaïrou Raoufou Badarou and E. C. Herbert Kouletio. Bénin, systèmes énergétiques. *Helio international*, 35 p., 2009.
- [9] Germain Baud. *Conception de récepteurs solaires à lit fluidisé sous flux radiatif concentré*. PhD thesis, Institut national polytechnique de Toulouse, 2011.
- [10] E. W. Beans. *Performance characteristics of a friction disc turbine*. PhD thesis, Pennsylvania state university, 1961.
- [11] W.C. Benmoussa, S. Amara, and A. Zerga. Étude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin. *Revue des énergies renouvelables ICRES-07*, pages 301–306, 2007.
- [12] Caroline Berland. Mise en opération de la première tour solaire thermique d'Asie à Pékin. *Bulletin électronique*, Chine 120, 2012.
- [13] J. Bernard. *Energie solaire*. Ellipses, 2004.
- [14] N. D. Borate, H. P. and Misal. An effect of surface finish and spacing between discs on the performance of disc turbine. *International journal of applied research in mechanical engineering*, 2 :7 p., 2012.
- [15] M. Boudellal. *La cogénération*. Dunod, 2010.
- [16] Boursorama. Matières premières. [http://www.boursorama.com/bourse/matieres-premierers/](http://www.boursorama.com/bourse/matieres-premier/), mars 2013.
- [17] Solar Brücke. Scheffler-reflektoren. [http://www.solare-bruecke.org/index.php?option=com\\_content&view=category&id=4&Itemid=7&lang=fr](http://www.solare-bruecke.org/index.php?option=com_content&view=category&id=4&Itemid=7&lang=fr), 2013.
- [18] Damien Buie. Corrigendum to "the effective size of the solar cone for solar concentrating systems". *Solar Energy*, 74 :417 – 427, 2003.

- [19] W. M. J. Cairns. *The Tesla disk turbine*. 40 p., 2001.
- [20] Patrick Canal. Micro-cogénération : Etat des lieux de la filière micro-cogénération en France ; préconisations du club cogénération de l'Atée pour le déploiement de cette filière. 16 p., 2013.
- [21] Christian Cardonnel. Pour une réglementation énergétique du bâtiment équilibrée. 20 p., 2010.
- [22] Van P. Carey. Assessment of Tesla turbine performance for small scale Rankine combined heat and power systems. *J. Eng. Gas Turbines Power*, 132, 2010.
- [23] Université catholique de Louvain. Caractérisation de l'éclaircissement. 27 p., 2011.
- [24] Carbon Dioxide Information Analysis Center (CDIAC). Climate-change data and information analysis center of the U.S. Department of Energy. <http://cdiac.ornl.gov/>, 2013.
- [25] CEREN. Données statistiques du CEREN. 32 p., juin 2013.
- [26] CODATA. Fundamental physical constants. <http://physics.nist.gov/cuu/Constants/index.html>, 2010.
- [27] Inox consulting SAS. Prix de l'inox. <http://www.stainless-style.fr/fr/inox,prix-de-l-inox-5.html>, mars 2013.
- [28] Guy Cuntty. *Eolienne et aérogénérateur*. Edisud, 2001.
- [29] C. J. Dey D. Buie, A. G. Monger. Sunshape distributions for terrestrial solar simulations. *Solar Energy*, 74 :113 – 122, 2003.
- [30] S. Bosi D. Buie, C. J. Dey. The effective size of the solar cone for solar concentrating systems. *Solar Energy*, 74 :417 – 427, 2003.
- [31] C. De Backer. La pente des toitures en tuiles françaises. *Roof Belgium*, 4 :4 p., 1997.
- [32] Jérémie De la Torre. *Méthode de Monte-Carlo et Calculs de sensibilités pour la conception de procédés à énergie solaire concentrée*. PhD thesis, Institut national polytechnique de Toulouse, 2011.
- [33] Ministère de l'écologie et du développement durable. Diagnostic de performance énergétique. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Diagnostic-de-Performance,855-.html>, 2013.
- [34] Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque en France. Évolution des tarifs d'achat d'électricité solaire photovoltaïque – France continentale. [http://www.observatoire-energie-photovoltaïque.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=115&Itemid=586](http://www.observatoire-energie-photovoltaïque.com/index.php?option=com_content&view=article&id=115&Itemid=586), 2013.
- [35] Commission de régulation de l'énergie. Marché du gaz. <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-du-gaz>, 2013.
- [36] Commission de régulation de l'énergie. Présentation des missions. <http://www.cre.fr>, 2013.
- [37] Fédération des promoteurs immobiliers. Tableau de bord trimestriel de la construction neuve. 48 p., septembre 2013.
- [38] Connaissance des énergies. Énergies solaires (exploitation). <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-solaire-exploitation>, 2013.

- [39] Georges Descombes and Jean-Louis Magnet. Moteurs non conventionnels. *Techniques de l'ingénieur*, BM 2593 :36 p., 1998.
- [40] Discflo. Disc pumps for municipal and industrial wastewater. 8 p.
- [41] V. Dorer, R. Weber, and A. Weber. Performance assessment of fuel cell micro-cogeneration systems for residential buildings. *Energy and Buildings*, 37 :1132 – 1146, 2005.
- [42] Isabelle Duffaure-Galais and Jacques-Franck Degioanni. La performance des bâtiments, une exigence. *Le Moniteur*, page 8 p., 2008.
- [43] I.W. Eames, S. Aphornratana, and H. Haider. A theoretical and experimental study of a small-scale steam jet refrigerator. *International Journal of Refrigeration*, 18 :378–386, 1995.
- [44] European Marine Energy Centre (EMEC). <http://www.emec.org.uk/>, 2013.
- [45] BrightSource Energy. Ivanpah solar electric generating system. <http://ivanpahsolar.com/>, 2013.
- [46] Renewable energy policy network for the 21st century. Renewables global status report 2013. REN21, 178 p., 2013.
- [47] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. EPIA, 60 p., 2013.
- [48] Service Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM). [www.shom.fr](http://www.shom.fr), 2013.
- [49] EurObserv'ER. Geographic information system. [http://observer.cartajour-online.com/Interface\\_Standard/cart@jour.phtml?NOM\\_PROJET=barosig&NOM\\_USER=&Langue=Langue2&Login=OK&Pass=OK](http://observer.cartajour-online.com/Interface_Standard/cart@jour.phtml?NOM_PROJET=barosig&NOM_USER=&Langue=Langue2&Login=OK&Pass=OK), 2013.
- [50] Fabian Feldhoff. Direct steam generation (dsg) technology overview. SFERA Summer school 66 p., 2012.
- [51] A. Fernández-García, E. Zarza, and L. Valenzuela. Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 :1695 – 1721, 2010.
- [52] Alain Ferrière. Centrales solaires thermodynamique. *Techniques de l'ingénieur*, BE 8903 :20 p., 2008.
- [53] Gilles Flamant. Fours solaires. *Techniques de l'ingénieur*, BE 8849 :12 p., 2008.
- [54] Food and agriculture organization of the united nations (FAO). Faostat. <http://faostat.fao.org>, 2013.
- [55] Association française de l'éclairage. Rt2012 et éclairage enjeux et objectifs. 53 p.
- [56] Reto A. Furler. Angular dependence of optical properties of homogeneous glasses. *ASHRAE Transactions*, 97 :10 p., 1991.
- [57] Pei Gang, Li Jing, and Ji Jie. Working fluid selection for low temperature solar thermal power generation with two-stage collectors and heat storage units. pp. 429-44, 2010.
- [58] GIEC. Changements climatiques 2007 : Les éléments scientifiques. contribution du groupe de travail i au quatrième rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. résumé à l'intention des décideurs. <https://www.un.org/fr/climatechange/ipccreports.shtml>, 2007.

- [59] Schott Solar CSP GmbH. Schott ptr<sup>®</sup>70 receiver. 4 p., 2009.
- [60] GreenSpec. Stirling suncatcher with "heat engine" technology. <http://greenspec.buildinggreen.com/blogs/stirling-suncatcher-heat-engine-technology>, 2010.
- [61] Commissariat général au développement durable. Bilan énergétique de la France pour 2012. 120 p., 2013.
- [62] Direction générale de l'énergie. Système d'information énergétique du Bénin (sie-bénin). MERPMEDER, 142 p., 2010.
- [63] Direction générale des finances publiques. *Brochure pratique 2013 : déclaration des revenus 2012*. Imprimerie nationale, 382 p., 2013.
- [64] Hitier and Toulon. Bulletin de la société d'encouragement pour l'industrie nationale. 548 p., 1911.
- [65] Photovoltaïque info. Tarif d'achat. <http://www.photovoltaïque.info/Aujourd-hui-arrete-du-4-mars-2011.html>, 2013.
- [66] Insee. Évolution de la population jusqu'en 2013. [http://www.insee.fr/fr/themes/tableau.asp?reg\\_id=0&ref\\_id=NATnon02145](http://www.insee.fr/fr/themes/tableau.asp?reg_id=0&ref_id=NATnon02145), 2013.
- [67] Bureau international des poids et mesures (BIPM). Le système international d'unités. 8<sup>e</sup> éd. v34, 96 p., 2006.
- [68] Agence internationale de l'énergie. *Key world energy statistics*. 2012.
- [69] Vladimir Jelenković. Towards a definitive catalogue of the patents of Nikola Tesla. *World Patent Information*, 32 :147 – 149, 2010.
- [70] André Joffre. Conférence environnementale : le statu quo gouvernemental va accélérer l'autoconsommation. [http://tecsol.blogspot.com/mon\\_weblog/2012/09/conf%C3%A9rence-environnementale-le-statu-quo-gouvernemental-va-acc%C3%A9lerer-lautoconsommation-.html](http://tecsol.blogspot.com/mon_weblog/2012/09/conf%C3%A9rence-environnementale-le-statu-quo-gouvernemental-va-acc%C3%A9lerer-lautoconsommation-.html), 2012.
- [71] Arnaud Jourdan and Laëticia Karam. Malgré un marché potentiel important, seulement 170 éoliennes de pompage sont vendues par an en France : trois producteurs français tiennent à maintenir leurs ventes. Mines Albi, 38 p., 2006.
- [72] M. Kane, D. Creteigny, and D. Favrat. Projet ht scroll. Office fédéral de la forêt, 10 p., 2008.
- [73] C. E. Kennedy and H. Price. Progress in development of high-temperature solar-selective coating. *Solar Engineering 2005 : Proceedings of the 2005 International Solar Energy Conference*, 6-12 août 2005.
- [74] Francke Kreith and D. Yogi Goswami. *Handbook of energy efficiency and renewable energy*. CRC Press, 1569 p., 2007.
- [75] Vedavalli G. Krishnan, Zophora Iqbal, and Michel M. Maharbiz. A micro Tesla turbine for power generation from low pressure heads and evaporation driven flows. page 4 p., 2011.
- [76] Andrés Felipe Rey Ladino. Numerical simulation of the flow field in a friction-type turbine (Tesla turbine). 117 p., 2004.
- [77] M. J. Lawn and W. Rice. Calculated design data for the multiple-disk turbine using incompressible fluid. *Journal of Fluids Engineering*, 96 :252 – 258, 1974.

- 
- [78] Alain Liébard and André De Herde. *Traité d'architecture et d'urbanisme bioclimatiques*. Ed. du Moniteur, 2005.
- [79] McQuay. *Refrigerants*. 66 p., 2007.
- [80] Jean Meeus. *Calculs astronomiques à l'usage des amateurs*. Société astronomique de France, 1986.
- [81] H. Mousazadeh, A. Keyhani, and A. Javadi. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 :1800 – 1818, 2009.
- [82] Richard A. Muller. The conversion of a climate-change skeptic. *The New York Times*, page A19, 2012.
- [83] J. Ch. Munier. Le point sur l'évolution de la situation des fluides et des techniques. document de cours EMAC, 33 p., 2008.
- [84] B. Norton. Anatomy of a solar collector. *Refocus*, 7 :32 – 35, 2006.
- [85] Observ'ER. Baromètre solaire thermique et héliothermodynamique. Systèmes solaires n° 215, 2013.
- [86] Handbook of chemistry and physics. Thermal and physical properties of pure metals. 12-206 - 12-207, éd. 2012-2013.
- [87] Journal officiel de la république française. Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000. code NOR : ECOI0200002A, 2 p., 2002.
- [88] Journal officiel de la république française. Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000. code NOR : INDI0607867A, 3 p., 2006.
- [89] Journal officiel de la république française. Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000. code NOR : DEVE0930803A, 9 p., 2010.
- [90] Journal officiel de la république française. Arrêté du 26 octobre 2010 relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences de performance énergétique des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments. code NOR : DEVU1026270A, 42 p., 2010.
- [91] Journal officiel de la république française. Arrêté du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000. code NOR : DEVE1022317A, 8 p., 2010.
- [92] Journal officiel de la république française. Décret n°2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil. code NOR : DEVX1031847D, 2 p., 2010.
- [93] Journal officiel de la république française. Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000. code NOR : DEVR1106450A, 9 p., 2011.

- [94] Journal officiel de la république française. Décision n°337528 et autres du 12 avril 2012 du conseil d'état statuant au contentieux. code NOR : CETX1220768S, 1 p., 2012.
- [95] Journal officiel de la république française. Arrêté du 7 janvier 2013 portant majoration des tarifs de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000. code NOR : DEVR1302615A, 3 p., 2013.
- [96] Ahmed Ouadha and Asmaa Khirat. Performances des réfrigérants naturels dans les cycles organiques de Rankine : une analyse thermodynamique. *11<sup>e</sup> colloque interuniversitaire Franco-Québécois sur la thermique des systèmes*, page 6 p., 2013.
- [97] Jean-Paul Parisot, Patricia Segonds, and Sylvie Le Boiteux. *Optique*. Sciences Sup, 372 p., 2003.
- [98] Giudicelli Patrick. Sonomètre gratuit. Apple, <https://itunes.apple.com/fr/app/id333185568>, 2012.
- [99] M. Petrakis, G. Barakos, and S. Kaplanis. Roof integrated mini-parabolic solar collectors. comparison between simulation and experimental results. *The Open Fuels & Energy Science Journal*, 2 :71–81, 2009.
- [100] Matt Pharr and Greg Humphreys. *Physically based rendering, from theory to implementation*. Morgan Kaufmann, 1200 p., 2010.
- [101] M. Ragheb. Solar thermal power and energy storage historical perspective. page 48 p., 2011.
- [102] National renewable energy laboratory (NREL). Solar spectra, 2013.
- [103] W. Rice. An analytical and experimental investigation of multiple-disk turbines. *Journal of engineering for power*, pages 29–36, 1965.
- [104] Christophe Richter, Sven Teske, and Short Rebecca. Concentrating solar power : global outlook 09. why renewable energy is hot. European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), 2009.
- [105] K.-J. Riffelmann, A. Neumann, and Ulmer S. Performance enhancement of parabolic trough collectors by solar flux measurement in the focal region. *Solar Energy*, 80 :1303 – 1313, 2006.
- [106] Talal Salem. *Intégration des composants solaires thermiques actifs dans la structure bâtie*. PhD thesis, INSA Lyon, 2007.
- [107] Sch. Black-body spectrum for temperatures between 300 K and 1000 K in a log-log diagram, 2009.
- [108] SHARP. Neq7e3e. 2 p., 2005.
- [109] J. Shouli, H. Peng, and Songpin M. Optical modeling for a two-stage parabolic trough concentrating photovoltaic/thermal system using spectral beam splitting technology. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 94 :1686 – 1696, 2010.
- [110] SoDA. Solar energy services for professionals. <http://www.soda-is.com/eng/index.html>, 2012.
- [111] SOeS and Sitdel2. Observation et statistiques. <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/r/sitdel2-donnees-detaillees-locaux.html>, 2013.

- [112] Solargis. Maps of global horizontal irradiation (ghi). <http://solargis.info/doc/71>, 2013.
- [113] SolarPACES. Solar power and chemical energy systems : Australia. <http://www.solarpaces.org/News/Projects/Australia.htm>, 2013.
- [114] European stainless steel development association. Tables of technical properties of stainless steels. [http://www.euro-inox.org/technical\\_tables/index.php](http://www.euro-inox.org/technical_tables/index.php), mars 2013.
- [115] Federal standart 1037C. Telecommunications : glossary of telecommunication terms. <http://www.its.blrdoc.gov/fs-1037/fs-1037c.htm>, 2000.
- [116] STARWest. Edstar. <http://www.starwest.ups-tlse.fr/EDStar/EDStar.html>, 2012.
- [117] STARWest. Starwest. <http://www.starwest.ups-tlse.fr/>, 2012.
- [118] Nikola Tesla. Fluid propulsion. brevet US1061142, 1913.
- [119] Nikola Tesla. Turbine. brevet US1061206, 1913.
- [120] UVED. Le rayonnement et la matière. <http://e-cours.univ-paris1.fr/modules/uvcal/envcal/html/rayonnement/2-rayonnement-matiere/2-3-reflexion.html>, 2012.
- [121] François Veynandt. *Cogénération héliothermodynamique avec concentrateur linéique de Fresnel : modélisation de l'ensemble du procédé*. PhD thesis, Institut national polytechnique de Toulouse, 2011.
- [122] Werner Weiss and Matthias Rommel. Medium temperature collectors. AEE Intec, 56 p., 2005.
- [123] W. T. Welford and R. Winston. *High collection and nonimaging optics*. Academic Press, 1989.
- [124] Wikipédia. Liste des conductivités thermiques. [https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste\\_des\\_conductivités\\_thermiques](https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_conductivités_thermiques), mars 2013.
- [125] Dominik Wyser. Nikola tesla. Maturarbeit, 49 p., 2008.
- [126] Kipp & Zonen. Sp lite2 instruction sheet. 1 p., 2009.
- [127] Snežana Šarboh. The patents of nikola tesla. *World Patent Information*, 32 :335 – 339, 2010.