

**Thèse**  
présentée à  
**l'Université de Perpignan**

Pour obtenir le titre de  
**Docteur de l'Université de Perpignan**

Discipline : Sciences Pour l'Ingénieur  
Spécialité : Energétique et Environnement

par  
**Pierre GARCIA**

---

**Outils d'évaluation technico-économique et  
d'aide à la conception des centrales solaires  
thermodynamiques du futur**

---

Soutenue publiquement le 4 octobre 2007

devant la commission d'examen

Rapporteurs	M. P. LE QUERE	<i>Directeur de recherche, Orsay</i>
	M. D. MAYER	<i>Directeur de recherche, Sophia Antipolis</i>
Examineurs	M. P. COSTERG	<i>Ingénieur, Paris La Défense</i>
	M. A. FERRIERE	<i>Chargé de recherche, Odeillo</i>
	M. B. GAGNEPAIN	<i>Ingénieur, Valbonne</i>
	M. M. ROMERO ALVAREZ	<i>Directeur de recherche, Madrid</i>
Directeurs de thèse	M. J.-J. BEZIAN	<i>Ingénieur de recherche, Albi</i>
	M. G. FLAMANT	<i>Directeur de recherche, Odeillo</i>

## Remerciements

Ce travail a été mené au sein du Laboratoire PROcédés, Matériaux, et Energie Solaire (PROMES-CNRS, UPR 8521) et en particulier au sein de l'équipe Vecteurs Energétiques Durables d'Odeillo. Je tiens tout d'abord à remercier mon encadrant Alain Ferrière qui m'a épaulé avec enthousiasme et disponibilité, et Gilles Flamant pour m'avoir accueilli au sein de cet irréductible laboratoire. Je remercie également Jean-Jacques Bézian, pour avoir partagé son expérience et sa curiosité scientifique dans le vaste domaine des centrales solaires. Cette thèse de doctorat était cofinancée par l'ADEME et TOTAL S.A. L'approche industrielle de leurs représentants respectifs Bruno Gagnepain et Philippe Costerg aura été très bénéfique à ce travail. J'ai pu bénéficier avec bonheur de l'aide de Yawei Zong, Olivier Bernade, Stéphane Plays, et David Soussal dont les travaux de stage Master/Ingénieur ont beaucoup apporté à cette étude.

Par ailleurs, ce travail n'aurait pas été possible sans le précieux concours de nombreux chercheurs français et étrangers. Ainsi l'étude comparative du chapitre 4 aurait sans aucun doute été moins rigoureuse sans l'apport de Manuel Blanco, Rafaele Bolliger, Reiner Buck, François Hénault, Rafael Monterreal, Marcelino Sanchez, Mark Schmitz, Peter Schwarzbözl, et Lorin Vant-Hull. La venue d'Allan Lewandowski à Odeillo en décembre 2005 et les conseils de Tim Wendelin m'ont beaucoup facilité la prise en main du logiciel SOLTRACE. Enfin à PROMES, merci à François Nepveu pour sa haute connaissance de la thermodynamique, à Antoine Perez pour sa passion et son expérience du site de Thémis, à Mathieu Vrinat pour son dynamisme dans le projet RS-PEGASE, à Patrice Charvin et Pierre Neveu pour leur aide sur l'analyse exergetique. Je remercie également les autres acteurs de ce travail : les membres du jury de soutenance, notamment Didier Mayer et Patrick Le Quéré qui ont aimablement accepté d'être rapporteurs de mon manuscrit, et m'ont fait part de leurs observations constructives. Je suis très reconnaissant à Manuel Romero d'avoir accepté de présider mon jury de thèse.

Je tenais aussi à dire un grand merci à tous les agents du Four Solaire, permanents ou non, qui ont rendu ces trois ans en Cerdagne fort agréables. J'espère sincèrement revoir nombre d'entre eux, tout comme les stagiaires des millésimes 2005, 2006, et 2007, les doctorants de Perpignan débordés, les élèves du Master Energie Solaire indulgents, et le passionné Hernando. De même il serait inconvenant, voire sacrilège, d'omettre de citer en bonne place dans ce paragraphe les incontournables garants de la convivialité du Four que sont Renée et Didier.

Evidemment, je remercie bien haut tous ceux qui ont marqué ces trois années de ma vie par leur intégrité morale, leur rugosité montagnarde et leur franche camaraderie : Paco, Aleski, Quentin, Kef, Cheval, Audrey, Chticode, Pat, Olive, Seb, Marco, et Carlos.

J'adresse à mes amis de Pau, Nantes ou ailleurs mes plus chaleureux remerciements pour leur soutien indéfectible.

Enfin, je remercie spécialement mon amie et ma famille pour m'avoir supporté et encouragé pendant ces trois années.



## Résumé

La lutte contre le changement climatique, conjuguée aux récentes augmentations du prix des hydrocarbures, a récemment relancé les efforts de recherche pour produire l'électricité et d'autres vecteurs énergétiques en minimisant les émissions de CO<sub>2</sub>. Le recours massif aux technologies solaires thermodynamiques (CSP) est envisageable en raison de leurs nombreux avantages spécifiques : souplesse liée au stockage et à l'hybridation, rendements de conversion solaire-électricité élevés, et fort potentiel de réduction des coûts. Dans ce contexte favorable, le sujet de cette thèse présente un double intérêt.

Il s'agit premièrement d'estimer le potentiel des systèmes CSP en mettant l'accent sur deux technologies préfigurant les installations de troisième génération : les centrales à tour hybrides solaire – turbine à gaz (HSGT) où l'air pressurisé est chauffé dans le récepteur solaire central avant de recevoir un appoint fossile par combustion puis alimenter la turbine de détente, et les centrales mixtes avec génération directe de vapeur où l'eau est préchauffée puis évaporée dans un champ de capteurs cylindro-paraboliques avant d'être surchauffée au sommet d'une tour.

Deuxièmement, l'installation de démonstration PEGASE, envisagée au sommet de la tour de l'ancienne centrale THEMIS et portée par le laboratoire PROMES-CNRS, a constitué un cas d'application pertinent pour une analyse détaillée des performances énergétiques et exergétiques des systèmes HSGT. Cette étude a notamment permis de chiffrer les performances attendues du concentrateur et d'avancer des pistes pour la conception du récepteur à cavité.

Ainsi, outre un état de l'art complet des systèmes de production d'électricité par voie solaire thermodynamique, les résultats de ce travail se traduisent par la création ou l'adaptation d'outils logiciels permettant de modéliser la chaîne de conversion de l'énergie solaire en électricité, et capables d'évaluer les performances et les coûts (investissements, production) de projets de centrales solaires. Enfin une démarche systématique de conception optimisée d'une centrale solaire commerciale est proposée, et les outils logiciels nécessaires sont identifiés.

## Mots-clés

Energie solaire concentrée, Performances technico-économiques des centrales solaires thermodynamiques, Conception et Modélisation des centrales solaires, Concentrateur solaire, Récepteur solaire, Systèmes hybrides, PEGASE à THEMIS.

## Abstract

Growing concern about climate change, combined to the recent increase in hydrocarbons prices, has recently revived research to produce electricity or other energy carriers minimizing CO<sub>2</sub> emissions. Massive contribution of solar thermal power technologies (CSP) in the energy production mix is thinkable because of their numerous specific advantages: bulk production linked to storage and hybridization, high solar-to-electric conversion ratios, and high potential for cost reduction. In this favourable context, the topic of this thesis shows a double interest.

First, the potential of CSP systems is assessed, stressing on two technologies foreshadowing third generation plants: hybrid solar gas turbine systems (HSGT) and mixed systems with direct steam generation in which water is preheated and evaporated in parabolic troughs collectors before being superheated in a central receiver system.

Secondly, the demonstration facility PEGASE, envisaged at the top of the former THEMIS power plant and promoted by PROMES-CNRS, formed a relevant case of application for a detailed analysis of exergetic and energetic performances of HSGT systems. This study allowed us to estimate the expected performances of the concentrator and to propose ideas for the design of the cavity receiver.

Therefore after a complete overview of CSP systems, this work results in the creation or adaptation of tools allowing to model the whole conversion process from sun rays to electricity, and able to assess performances and costs (investments, power production) of solar plants projects. Finally a methodology to design optimized commercial CSP systems is also suggested, and needed tools are identified.

## Key words

Concentrated Solar Power, Techno-economic performances of Solar Thermal Power Plants, Design and Modelling of solar plants, Solar Concentrator, Solar Receiver, Hybrid Systems, PEGASE at THEMIS.

# Sommaire

<b>Chapitre 1 : Introduction générale</b>	<b>11</b>
1.1 Contexte de l'étude	11
1.1.1 Un peu d'histoire	13
1.1.2 Intérêt de cette filière	14
1.1.3 Contraintes et Barrières	15
1.1.4 Potentiel de la filière	16
1.1.5 Le projet PEGASE à THEMIS	17
1.1.6 Objectifs de la thèse	19
1.2 Définitions	21
1.2.1 Abréviations des termes techniques et scientifiques	21
1.2.2 Institutions, laboratoires et entreprises	23
1.2.3 Nomenclature	24
1.2.4 Indices	25
1.2.5 Lexique	26
<b>Chapitre 2 : Etat de l'art des centrales solaires thermodynamiques</b>	<b>33</b>
2.1 Technologies existantes	33
2.1.1 Les centrales à capteurs linéaires	34
2.1.2 Les centrales à tour	38
2.1.3 Les paraboles-Stirling	44
2.1.4 Systèmes hybrides et systèmes mixtes	46
2.2 Composants spécifiques	53
2.2.1 Les concentrateurs	53
2.2.2 Les récepteurs	56
2.2.3 Les cycles thermodynamiques	60
2.2.4 Le stockage de chaleur	60
2.3 Conclusions et choix des cas d'application de la thèse	68
2.3.1 Conclusions du programme ECOSTAR	68
2.3.2 Choix des cas d'application	70
<b>Chapitre 3 : Evaluation de la ressource solaire</b>	<b>73</b>
3.1 Le gisement solaire en France et dans le monde	73
3.2 Données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales solaires	74
3.3 Traitement des données de la station météo du Four Solaire d'Odeillo	77

3.3.1	Données brutes	77
3.3.2	Traitement et mise en forme des données	77
3.3.3	Discussion des résultats	78
3.3.4	Influence de la périodicité des données météorologiques	82
3.3.5	Bilan et perspectives	83
<b>Chapitre 4 :</b>	<b>Calcul du flux solaire concentré d'une centrale à tour</b>	<b>85</b>
4.1	Etude comparative des codes de calcul de flux existants	85
4.1.1	Généralités sur la modélisation des champs d'héliostats	86
4.1.2	Codes de première génération	87
4.1.3	Codes utilisés actuellement	88
4.1.4	Comment choisir un code de calcul adapté ?	94
4.1.5	Conclusions de l'étude comparative	95
4.2	Simulation des performances du champ solaire de PEGASE	96
4.2.1	Description du champ de PEGASE à THEMIS	96
4.2.2	Modèle SOLTRACE	98
4.2.3	Résultats obtenus par SOLTRACE	102
4.2.4	Comparaison WINDELSOL - SOLTRACE	107
<b>Chapitre 5 :</b>	<b>Modélisation d'un récepteur surfacique pour centrale à tour</b>	<b>113</b>
5.1	Modèles génériques de récepteur	113
5.1.1	Modèles classiques utilisés pour la simulation des performances annuelles des centrales solaires	113
5.1.2	Modèle détaillé de récepteur surfacique à cavité	114
5.2	Application au cas de PEGASE à THEMIS	119
5.2.1	Hypothèses de référence	119
5.2.2	Etude préliminaire : limites de densités de flux incident	122
5.2.3	Résultats : cas de base	124
5.2.4	Cavité de profondeur réduite	131
5.2.5	Bilan et perspectives sur la modélisation du récepteur	135
<b>Chapitre 6 :</b>	<b>Evaluation des performances techniques et économiques</b>	<b>139</b>
6.1	Etude comparative des logiciels d'analyse technico-économique	139
6.1.1	Caractéristiques des outils de simulation des performances	141
6.1.2	Détail des logiciels	142
6.1.3	Analyse économique et environnementale	145
6.1.4	Conclusion	146
6.2	Application à la simulation de l'installation PEGASE à THEMIS	147

6.2.1	Hypothèses pour le projet PEGASE	147
6.2.2	Mise en œuvre du modèle PROSOL	149
6.2.3	Mise en œuvre du logiciel TRNSYS	155
6.2.4	Bilan de la simulation	157
6.3	Détermination du pas de temps pertinent pour l'estimation des performances annuelles	158
6.4	Estimation des performances de centrales mixtes PT-CRS.	161
6.5	Analyse exergétique de composants et systèmes pour la production d'électricité par voie solaire concentrée	167
6.5.1	Etude du capteur solaire (concentrateur et récepteur)	167
6.5.2	Analyse de systèmes solaires thermodynamiques	170
<b>Chapitre 7 : Méthodologie de conception des centrales solaires thermodynamiques</b>		<b>181</b>
7.1	Etude bibliographique	181
7.2	Etapas de la conception	183
7.2.1	L'environnement du projet	184
7.2.2	Paramètres liés aux choix du concepteur	186
7.2.3	Dimensionnement de l'installation	192
7.3	Quels outils pour quels résultats ?	193
<b>Conclusions générales et perspectives</b>		<b>197</b>
<b>Annexes</b>		<b>203</b>
Annexe A – Installations solaires thermodynamiques existantes ou en projet dans le monde		203
Annexe B - Grille de comparaison des codes de transfert radiatifs appliqués aux systèmes solaires à concentration		208
Annexe C - Prise en compte de l'ombre de la tour dans SOLTRACE		210
Annexe D- Etudes paramétriques sur les simulations par SOLTRACE		214
Annexe E – Détail des matrices d'efficacité du champ solaire de PEGASE à THEMIS obtenues avec SOLTRACE		218
Annexe F - Choix de la configuration optimale du champ solaire de PEGASE à THEMIS		225
Annexe G - Données d'entrée de la simulation des performances du champ solaire de PEGASE à THEMIS par WINDELSOL		230
Annexe H – Dimensionnement de la cavité réceptrice de PEGASE à THEMIS		234
Annexe I - Indicateurs économiques		237
Annexe J – Paramètres d'entrée de la simulation de PEGASE avec TRNSYS-STECC		242

# Chapitre 1 : Introduction générale

## 1.1 Contexte de l'étude

On désigne par *solaire thermodynamique* l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique puis électrique à travers un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique.

Le flux intercepté par le disque terrestre est proche de  $1370 \text{ W/m}^2$  au-dessus de l'atmosphère (constante solaire) et d'environ  $1000 \text{ W/m}^2$  au sol par temps clair. La concentration des rayons solaires permet de s'affranchir de cette contrainte et de chauffer un récepteur jusqu'à  $3500 \text{ °C}$  dans une installation de type *four solaire* (dispositif expérimental à double réflexion, hors cadre de cette étude).

Les composants optiques des centrales électrosolaires thermodynamiques, appelés *concentrateurs* ou *collecteurs* permettent de capter le rayonnement solaire direct et de le concentrer sur le *récepteur* qui transmet l'énergie captée à un fluide *caloporteur* sous forme de chaleur. L'ensemble composé du *concentrateur* et du *récepteur* s'appelle le *capteur* solaire, qui convertit l'énergie rayonnée en énergie thermique avec des rendements supérieurs à 70%. Cette énergie thermique est ensuite transformée en électricité à l'aide d'un cycle conventionnel de production d'électricité (turbine à gaz, turbine à vapeur, moteur Stirling,...) que nous nommerons par la suite *bloc électrique*. Cette chaîne de conversion est représentée par la Figure 1.1. Précisons que nous nous intéresserons prioritairement aux deux filières de grande capacité unitaire, les centrales à capteurs cylindro-paraboliques et à tour. Les unités *paraboles-Stirling*, ainsi que deux filières de production d'électricité solaire thermodynamique nommées *cheminées solaires (solar chimneys)* et les *bassins solaires (solar ponds)*, ne seront pas étudiées ici.

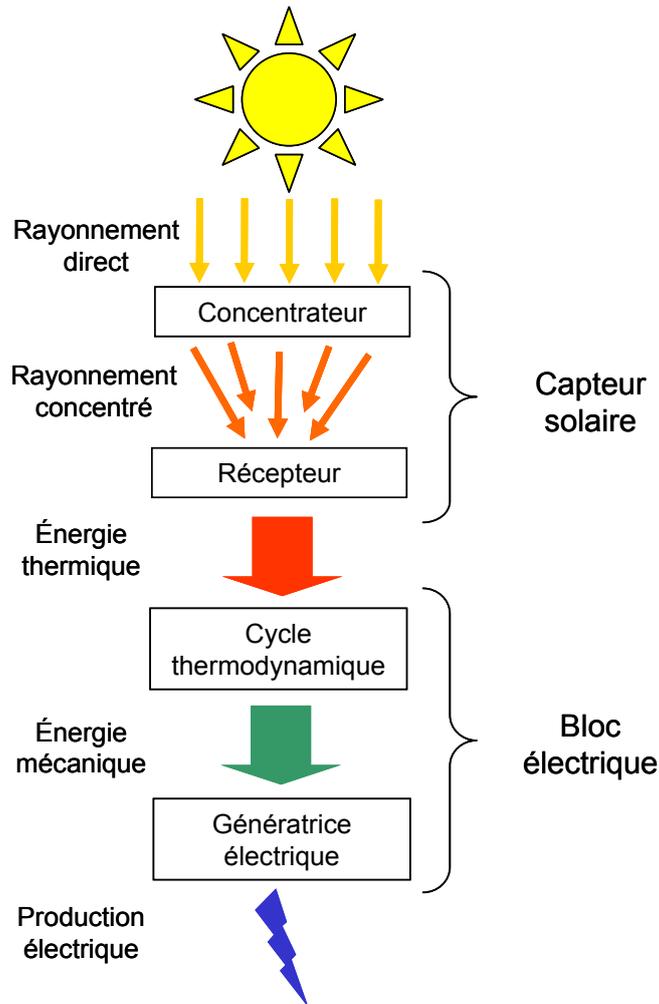


Figure 1.1. Principe des centrales solaires thermodynamiques

Définissons dès maintenant quelques ordres de grandeur sur les 2 filières de production d'électricité par voie solaire concentrée considérées dans cette étude (Tableau 1.1), dont le fonctionnement détaillé sera exposé au chapitre 2.

	Cylindro-paraboliques	Centrales à tour
Puissance des installations	100-300 MW <sub>th</sub>	1-100 MW <sub>th</sub>
Température de travail	250-550 °C	250-1000 °C
Concentration	40-100	200-1000
Capacité max installée dans le monde	80 MW <sub>el</sub> (SEGS IX en Californie)	20 MW <sub>el</sub> (PS20 en Espagne, en construction)
Applications privilégiées	Centrales connectées au réseau, (Chaleur industrielle)	Centrales connectées au réseau, (Chaleur industrielle HT)
Cycle thermodynamique	Rankine	Rankine, Brayton ou combiné
Risque technologique	faible	moyen

Tableau 1.1. Propriétés des 2 filières de production d'électricité par voie solaire concentrée (état de l'art en 2007)

### 1.1.1 Un peu d'histoire

Dès le premier choc pétrolier au milieu des années 1970, les concepts de centrales solaires thermodynamiques, basés sur les travaux de pionniers comme Francia [1], commencent à éveiller l'intérêt de centres de recherches nationaux et de grands groupes industriels, jusqu'à aboutir au tournant des années 1980 avec l'érection de plateformes expérimentales aux Etats-Unis (Albuquerque, NM, et Barstow, CA), en Espagne (Plateforme Solaire d'Almeria aujourd'hui utilisée par la DLR et le CIEMAT) et en France (centrale solaire THEMIS à Targassonne) notamment.

Après le deuxième choc pétrolier vers 1982, le gouvernement des Etats-Unis offrit des crédits d'impôts aux investisseurs sur des projets de centrales solaires et imposa l'obligation d'achat de l'électricité solaire à un tarif incitatif et garanti à long terme. La société Luz construisit alors entre 1984 et 1990 en Californie 9 centrales cylindro-paraboliques commerciales, toujours exploitées actuellement. Cependant au début des années 90 ces aides diminuèrent beaucoup, en même temps que le prix des énergies fossiles chutait. S'ensuivit une longue traversée du désert pour les technologies de production d'électricité par voie solaire concentrée.

Après 15 années sans nouveaux projets, une centrale solaire thermodynamique commerciale, nommée PS10 (voir Figure 1.2), a été inaugurée en 2006 à Sanlucar la Mayor, près de Séville, suivie de près par l'installation Nevada Solar One aux USA en 2007. De nombreux projets sont en train de voir – ou revoir- le jour en Espagne et aux USA, et dans des pays en développement tels que l'Egypte, l'Algérie, le Maroc et l'Iran. Partout où l'ensoleillement direct atteint un niveau suffisant, les programmes de recherche concernant ces technologies sont relancés.

Quelles peuvent être les raisons de ce regain d'intérêt pour des technologies peu développées jusqu'à présent ?

La hausse du prix des énergies fossiles, combinée à l'inquiétude croissante sur les conséquences de l'augmentation du taux de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère traduite par les accords de Kyoto (1997), incite la communauté scientifique à chercher de nouvelles sources d'énergie, ou à en revisiter certaines envisagées lors des précédents chocs pétroliers. L'UE tout comme 13 états américains ont adopté des politiques de portefeuilles pour les énergies renouvelables, portant sur les nouvelles installations ou sur la part des ER dans le mix énergétique. Parmi elles l'énergie solaire à concentration a été reconnue par l'Union Européenne et le FEM comme capable de contribuer de manière significative à un système énergétique européen durable à moyen-long terme. Le 7<sup>ème</sup> Programme cadre de Recherche et Développement (PCRD) de l'UE contient un chapitre dédié à l'électricité solaire concentrée, et subventionne des sujets aussi variés que les composants-clés des centrales solaires, le dessalement, le stockage journalier, l'amélioration du profil environnemental, les concepts innovants de transfert de chaleur, ou encore les systèmes à faible concentration. L'objectif de l'UE est de rendre les centrales solaires thermodynamiques économiquement compétitives en abaissant le coût de production de l'électricité jusqu'à 0,05 €/kWh en 2020 contre 0,15-0,20 €/kWh aujourd'hui.



**Figure 1.2. . Vue aérienne de la centrale PS10, avec au fond le champ d'héliostats de PS20 en construction**

L'Union Européenne subventionne aujourd'hui l'installation de 3 centrales CSP (projets PS10, ANDASOL et Solar Tres) en Espagne, où l'électricité d'origine solaire thermodynamique bénéficie d'un tarif de rachat obligatoire minimum (passé le 25 mai 2007 à 25,4 c€/kWh<sub>el</sub>) garanti sur 25 ans pour les 500 premiers MW<sub>el</sub> installés. Le groupe Abengoa-Solucar envisage d'installer 300 MW<sub>el</sub> de CSP à Sanlucar la Mayor juste à côté de PS10 [2]. Aux centrales de première génération conçues de 1975 à 1990 succède aujourd'hui la deuxième génération d'installations solaires basée sur des concepts proches, quoique techniquement améliorés. L'objet de cette étude porte sur les centrales de troisième génération, utilisant de nouveaux concepts et nécessitant parfois des ruptures technologiques.

Au niveau international, la recherche sur l'énergie solaire concentrée est fédérée par le programme SolarPACES de l'Agence Internationale de l'Energie dont le but est de permettre une contribution énergétique significative du solaire concentré à l'horizon 2010. Après avoir acquis une expertise reconnue grâce à l'expérience de centrale à tour THEMIS menée à Targassonne de 1983 à 1986, la recherche et l'industrie françaises se sont mis en retrait de l'univers des centrales solaires thermodynamique depuis maintenant près de 20 ans, tout en conservant une activité de veille par l'intermédiaire de SolarPACES. Aujourd'hui les activités de recherche reprennent en France au sein de l'équipe Vecteurs Energétiques Durables du Laboratoire PROMES-CNRS, avec de nombreuses manifestations d'intérêt de la part d'industriels français.

### **1.1.2 Intérêt de cette filière**

Les avantages de ces technologies sont multiples. Des rendements énergétiques élevés, ainsi que de grandes perspectives d'améliorations technologiques, permettraient de placer le solaire thermodynamique en tête des énergies renouvelables dans le monde vers 2015. En effet sous un ensoleillement normal direct supérieur à 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an le rendement annuel moyen avoisine 14% pour des centrales de forte puissance couplées à un cycle vapeur classique (type Rankine) et pourrait dépasser 25% à moyen terme pour des centrales de forte puissance couplée à un cycle à gaz (type Brayton).

Le passage par l'énergie thermique dans la chaîne de conversion d'énergie permet d'insérer un stockage sous forme de chaleur, mais aussi d'hybrider les ressources (solaire et fossile ou biomasse), d'envisager de la polygénération d'énergie (électricité, chaleur, froid,

hydrogène), voire d'associer la production d'électricité à d'autres enjeux essentiels des pays très ensoleillés comme le dessalement [3] .

Les centrales thermodynamiques sont donc capables de produire de l'électricité à la demande :

- Soit au moyen d'un stockage de l'énergie thermique : de tels dispositifs existent déjà avec des rendements supérieurs à 95%, pour un investissement spécifique de 10 à 30 €/kWh<sub>th</sub>. Couplés à de bonnes données météorologiques, ils rendent la production de la centrale prévisible à 2 jours, ce qui facilite l'intégration de l'électricité sur le réseau. Cependant les facteurs de charge journaliers varient d'une saison à l'autre.
- Soit par hybridation avec une source non intermittente (appoint gaz, biomasse ou géothermique par exemple), éventuellement combinée à un stockage thermique pour limiter le nombre de démarrages.

Ainsi stockage et hybridation permettent d'augmenter la durée annuelle d'exploitation de la centrale, donc la quantité d'électricité produite et ainsi sous certaines conditions de diminuer le coût de production. Ils représentent un des gros avantages de la filière solaire à concentration par rapport aux énergies éolienne et photovoltaïque, pour lesquelles le stockage ne peut se faire que sous forme électrique avec des rendements largement inférieurs et qui nécessitent un système de contrôle de puissance à court terme très onéreux. Les surfaces au sol nécessaires pour l'électricité solaire sont des dizaines de fois inférieures à celles requises par la biomasse ou l'hydroélectricité.

D'un point de vue économique, comme toute énergie renouvelable, ces technologies permettent de se libérer des fluctuations du prix du pétrole et de limiter les rejets de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, puisque chaque m<sup>2</sup> de capteur permet d'éviter 250 à 400 kg de CO<sub>2</sub> par an sous un ensoleillement de 2000 kW/m<sup>2</sup>/an [4]. En outre seulement 50% à 60% du coût d'investissement concerne les composants solaires donc innovants, le reste de la conversion d'énergie se faisant selon des technologies éprouvées (cycles de Rankine, de Brayton...)

### 1.1.3 Contraintes et barrières

Les centrales solaires à concentration présentent des contraintes similaires à celles des centrales thermiques conventionnelles de petite ou moyenne taille, qui restreignent le choix des lieux d'implantation :

- la connexion au réseau est un critère essentiel pour le choix du site, au même titre que le prix du terrain et un fort ensoleillement direct. L'aire requise pour produire un mégawattheure électrique par an est de 8 à 12 m<sup>2</sup> [5],
- une source d'eau brute de refroidissement est nécessaire à proximité de ces installations (sauf quand la conversion thermique à électrique est faite par une turbine à gaz ou dans le cas de petites unités) : les centrales CSP californiennes en consomment 3,4 m<sup>3</sup>/MWh<sub>el</sub> produit. Un refroidissement par air est aussi envisageable, mais pour une centrale à cycle vapeur cette technologie augmente le coût de l'électricité produite d'environ 10% [6].

En sus de ces contraintes classiques, la filière souffre cependant de deux inconvénients majeurs. Le premier est qu'elle n'est intéressante que pour les régions de la « ceinture solaire » de la planète, où le rayonnement direct normal (DNI) moyen annuel est élevé, alors que le PV, qui utilise le rayonnement global, est applicable et intéressant partout. La limite inférieure de DNI annuel pour laquelle les technologies CSP seraient envisageables est généralement estimée entre 1600 et 2000 kWh par m<sup>2</sup> et par an selon les sources. A Odeillo,

le DNI annuel est d'environ 1850 kWh/m<sup>2</sup>/an et dans des régions désertiques telles que le Sahara, le Sud-Ouest des USA, l'Australie et l'Afrique du Sud, il atteint 2900 kWh/m<sup>2</sup>/an. On recense 70 villes de plus d'un million d'habitants près de sites favorables. A part dans certaines régions méridionales, l'ensoleillement est trop faible en Europe pour envisager d'y déployer massivement des centrales solaires, compte-tenu des performances actuelles. L'énergie solaire concentrée ne permet donc pas de résoudre les problèmes d'indépendance énergétique.

La deuxième barrière est, comme souvent avec les ER, d'ordre économique : même s'il est actuellement inférieur au photovoltaïque pour un ensoleillement supérieur à 1300 kWh/m<sup>2</sup>/an, le coût de l'électricité solaire thermodynamique est plus élevé que l'éolien, surtout à cause des coûts d'investissements spécifiques liés au champ solaire. Les coûts d'investissements globaux des centrales s'étalent de 3000 €/kW<sub>el</sub> pour les grosses installations basées sur des technologies éprouvées (type SEGS), jusqu'à 14000 €/kW<sub>el</sub> pour des petites unités destinées à la production décentralisée (type parabole-Stirling) [4].

Le coût de l'électricité normalisé avoisine de nos jours 15-20 c€/kWh<sub>el</sub> sous un climat méditerranéen. On estime qu'une fois tous les composants optimisés, les centrales utilisant les technologies actuelles pourraient atteindre 8 à 10 c€/kWh<sub>el</sub>, et des ruptures technologiques permettraient de faire baisser les coûts de production jusqu'à 5 c€/kWh<sub>el</sub> avec 5 GW<sub>el</sub> installés dans le monde [5]. La compétitivité serait alors atteinte dans 10 ou 15 ans, d'autant plus qu'une augmentation du coût de l'électricité est attendue pour les prochaines années avec la hausse du prix des combustibles fossiles et la prise en compte des coûts externes. D'ici là des financements sont nécessaires au développement de la filière, identifiée comme compétitive à moyen terme. D'après [5], la moitié des réductions de coûts pourrait provenir des effets d'échelle et d'apprentissage, et l'autre moitié par les efforts de R&D.

Le développement des technologies CSP a souffert en Europe de la préférence donnée aux applications à grande échelle, appelant des installations de développement et de démonstration de capacités de l'ordre du mégawatt et donc des investissements élevés. De plus la base scientifique et industrielle est encore trop petite dans le monde, pour des projets qui nécessitent des connaissances pointues dans des domaines aussi variés que l'optique, les matériaux, les transferts thermiques, l'automatisme... D'où l'importance de projets européens faisant appel à des experts de laboratoires différents, tels que le programme ECOSTAR ([5], voir chapitre 2).

#### 1.1.4 Potentiel de la filière

Le rayonnement solaire est une source d'énergie de haute qualité grâce à sa haute température et sa haute quantité d'exergie. Par ailleurs il s'agit de l'énergie la plus répandue et la plus régulièrement répartie sur la surface de la planète. En une année, l'humanité toute entière consomme une énergie qui représente moins de 3% de ce que le soleil nous envoie chaque jour.

Face aux défis énergétiques de ce siècle, l'électricité solaire thermodynamique est appelée à occuper une part croissante dans le mix énergétique mondial, à commencer par les régions ensoleillées de quelques pays industrialisés (Sud-Ouest des Etats-Unis, pourtour méditerranéen, Australie) et par les pays en développement disposant d'une ressource élevée.

En Europe, le potentiel solaire permettrait de produire plus de 2000 TWh électriques par voie solaire concentrée [5] soit l'équivalent de 75% de l'électricité consommée en Europe en 2001. Cette énergie proviendrait principalement d'Espagne, mais aussi d'Italie, de Grèce et des îles méditerranéennes, en considérant seulement les terrains non utilisés, plats, non protégés, acceptables sur les plans hydrographique et géomorphologique, et avec un niveau d'ensoleillement supérieur à 1800 kWh/m<sup>2</sup>/an [5] Par ailleurs les imports depuis l'Afrique du

Nord offrirait une ressource presque infinie. Pays moteur en Europe dans ce domaine, l'Espagne envisage une capacité électrosolaire installée de 500 MW<sub>el</sub> et 2900 GWh<sub>el</sub> produits entre 2005 et 2010.

Les scénarios de pénétration du marché et de croissance des centrales solaires thermodynamiques, élaborés par les acteurs de la recherche (programme Européen ECOSTAR) et par les industriels du secteur (association Européenne ESTIA), conduisent à l'horizon 2015 à 5000 MW<sub>el</sub> de capacité installée dans le monde (voir Figure 1.3). Ce chiffre de 5000 MW<sub>el</sub> en 2015 représente également l'objectif du Global Market Initiative (GMI, [7]) auquel ont souscrit quelques nations à Bonn en 2004. En Annexe A sont recensées les installations solaires thermodynamiques, expérimentales ou commerciales, construites ou en projet actuellement dans le monde.

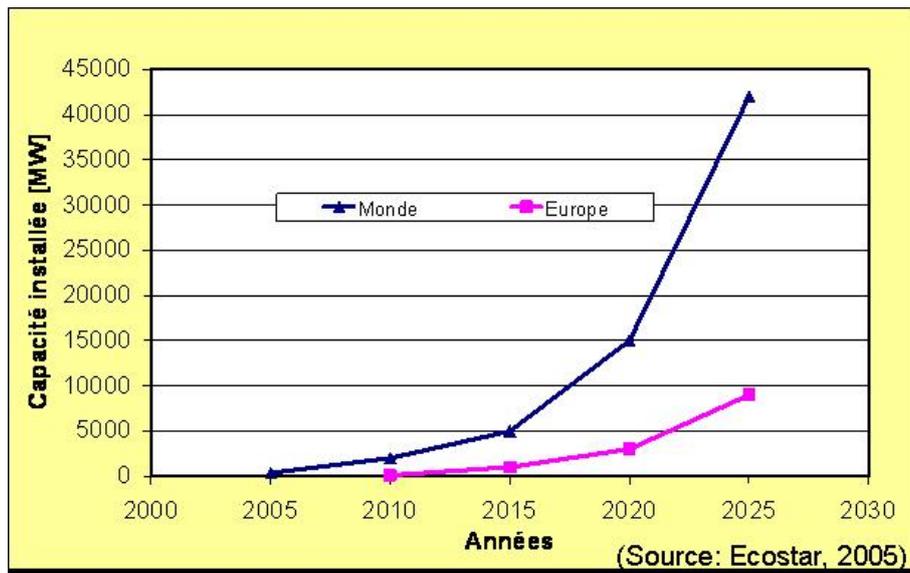


Figure 1.3. Scénario de croissance du marché pour l'électricité solaire thermodynamique [5]

En France, des industriels – grands groupes et PME - commencent à s'intéresser à la filière, tandis que THEMIS renaît sous la forme d'une plate-forme technologique incluant notamment le projet PEGASE, ainsi que d'autres installations d'essais solaires thermodynamiques et photovoltaïques.

### 1.1.5 Le projet PEGASE à THEMIS

Le projet PEGASE (pour *Production of Electricity from Gas and Solar Energy*, [8]) a pour but la mise en place et l'expérimentation d'un prototype de centrale solaire à haut rendement basé sur un cycle hybride à gaz haute température (HSGT) constitué d'un récepteur solaire à air pressurisé et d'une turbine à gaz de 1,4 MW<sub>el</sub> (Figure 1.4), sur le site de l'ancienne centrale à tour THEMIS [9]. Un appoint de chaleur par combustion permet de maintenir les conditions nominales de fonctionnement de la turbine quel que soit l'ensoleillement. Ce concept a été retenu pour l'expérimentation à l'échelle pilote sur le site de THEMIS car il préfigure l'un des types de centrale solaire de troisième génération [10]. Il permet des installations compactes (l'ensemble peut être installé en haut de la tour) et il est très modulaire. De hauts rendements de conversion et un faible coût de l'électricité produite sont attendus de cette technologie, en particulier quand le cycle thermodynamique est un cycle combiné. Par ailleurs elle produit l'électricité à la demande, suivant une courbe de charge indépendante des variations de la ressource solaire.

L'installation THEMIS est située à Targassonne, France (42,5° N, DNI 1850 kWh/m<sup>2</sup>/an), à 5 km du Four Solaire d'Odeillo. Elle comprend un champ de 201 héliostats de 53,9 m<sup>2</sup> chacun implantés au nord d'une tour de 101 m de hauteur. La centrale à sels fondus THEMIS a été exploitée de 1983 à 1986 [9]. Les 101 héliostats les plus proches de la tour sont en cours de rénovation (entretien et réparation mécanique, remplacement et nettoyage des miroirs) jusqu'en octobre 2007. Le nouveau système de contrôle-commande des héliostats est actuellement en développement en collaboration avec le laboratoire APC, sur la base du système mis au point et utilisé jusqu'à 2004 au cours de l'expérience d'astrophysique CELESTE (*Cerenkov Low Energy Sampling and Timing Experiment* [11]). Il sera qualifié à l'automne 2007 sur deux héliostats de PEGASE. En parallèle, le projet de recherche portant sur la conception du récepteur solaire, accepté par l'Agence Nationale de la Recherche, a démarré en janvier 2007. Le champ d'héliostats devrait être prêt fin 2008, la mise en place du prototype (récepteur, cycle) au sommet de la tour étant prévue pour 2009-2010.

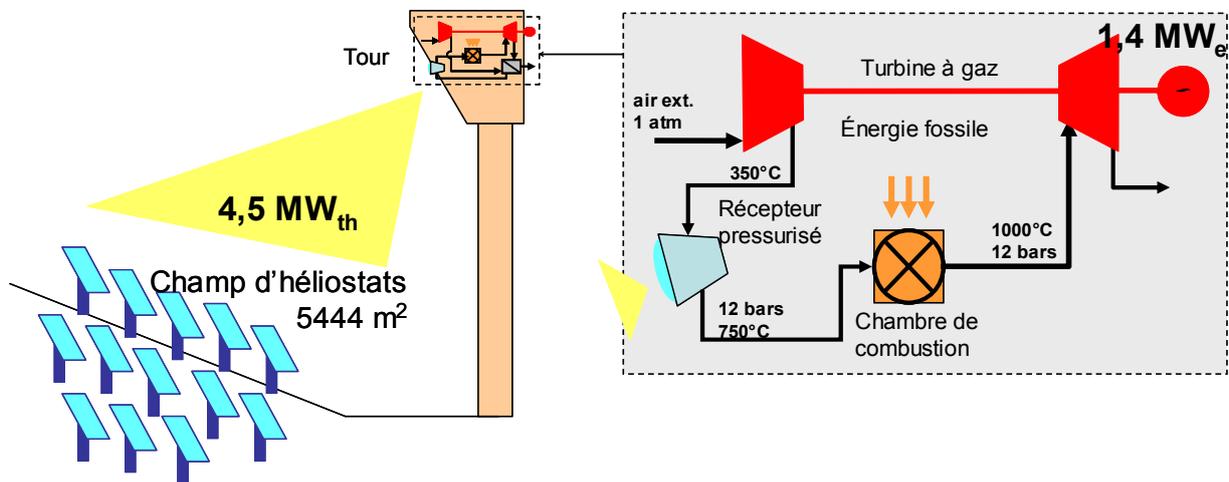


Figure 1.4. Schéma de principe de l'installation PEGASE à THEMIS

Données techniques nominales	Cas de base
Température ambiante	15 °C
Altitude du site	1650 m
Surface d'un héliostat	53,9 m <sup>2</sup>
Nombre d'héliostats	101
Hauteur du récepteur	86 m
Débit d'air	8,2 kg/s
Taux de compression	14
Puissance thermique nominale	3620 kW <sub>th</sub>
Fraction solaire nominale	61 %
Puissance électrique nominale	1434 kW <sub>el</sub>
Rendement nominal de la TAG	23,6 %

Tableau 1.2. Principales données techniques de l'installation PEGASE à THEMIS



**Figure 1.5. Vue de la tour de THEMIS éclairée par un héliostat**

Les objectifs de ce projet sont de nature scientifique et technologique. L'installation ne sera pas une centrale à but commercial, mais bien une opération expérimentale visant à :

- valider une méthodologie de changement d'échelle (facteur 5 à 6 par rapport au projet SOLGATE),
- réaliser la transformation énergie solaire – électricité avec des fractions solaires élevées,
- développer les récepteurs solaires permettant d'atteindre des températures de sortie d'air supérieures à 1000 °C,
- mettre en place les collaborations (organismes de recherche européens et industries) permettant d'assurer un futur développement de la filière,
- et accumuler des heures d'exploitation pour perfectionner les stratégies de contrôle des systèmes.

Au plan de la recherche, on peut dégager quatre grands domaines d'intérêt : les écoulements et transferts dans le récepteur solaire, les matériaux haute température, la dynamique des systèmes et les méthodes de stockage de la chaleur à haute température (par chaleur sensible sur céramiques ou par réaction chimique). En effet à plus long terme, les travaux de recherche sur les dispositifs de stockage d'énergie à très haute température devraient pouvoir permettre d'installer un stockage en aval du récepteur et accroître ainsi la fraction solaire à facteur de capacité élevé. Les développements technologiques concernent essentiellement le champ d'héliostats, le récepteur solaire, la turbine et le couplage de ces composants.

### **1.1.6 Objectifs de la thèse**

Dans ce contexte, ce travail de thèse constitue avant tout une mise à jour des connaissances sur les technologies solaires concentrées pour la production d'électricité. Le laboratoire PROMES ne disposant pas encore de moyens expérimentaux pour l'étude des centrales solaires thermodynamiques, tout l'enjeu de la thèse reposait sur l'adaptation et la validation d'outils informatiques de modélisation et simulation des centrales solaires. Les résultats escomptés en étaient d'une part l'évaluation des performances techniques,

économiques et environnementales des composants et des systèmes, et d'autre part la mise au point d'une méthode de conception optimisée d'installations complètes.

Ce sujet de thèse, à la fois généraliste et technologique, impliquait d'envisager les centrales solaires de moyennes et grandes puissances dans leur diversité, en choisissant des cas d'application représentatifs des systèmes de troisième génération, telles que les centrales mixtes cylindro-paraboliques / tour et les centrales hybrides solaire-turbine à gaz, dont PEGASE à THEMIS est un exemple novateur.

Ce document est structuré comme le montre la Figure 1.6. Après une introduction (chapitre 1) et un état de l'art des composants et des systèmes de production d'électricité solaire thermodynamique (chapitre 2), les chapitres 3, 4, et 5 suivront les transformations de l'énergie solaire dans l'installation en abordant successivement l'évaluation de la ressource, le calcul du flux solaire concentré, et la modélisation du récepteur. Puis au chapitre 6 tous ces sous-modèles seront intégrés pour simuler les performances technico-économiques de systèmes complets. Enfin au chapitre 7 toutes ces notions seront remises en perspective dans l'idée de proposer une démarche de conception optimisée des centrales solaires.

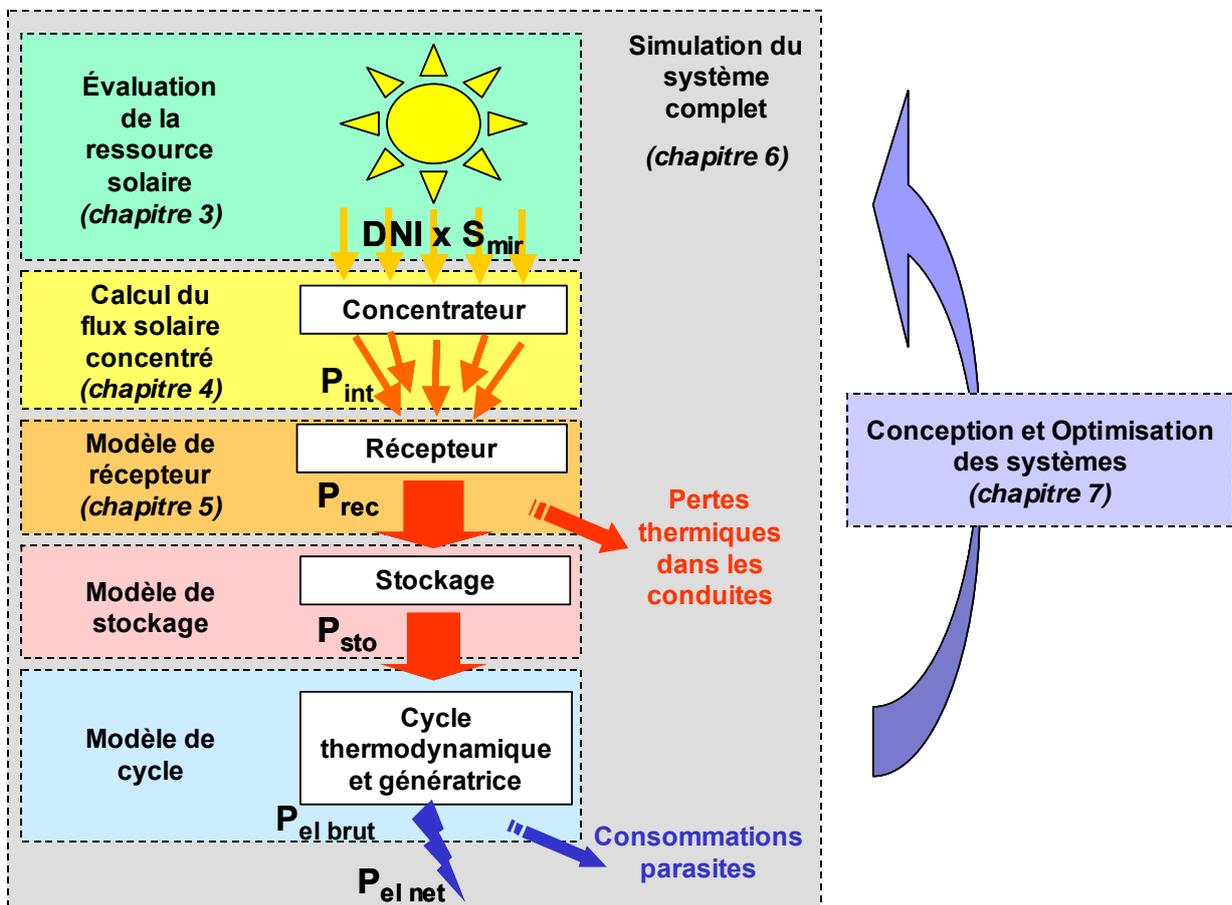


Figure 1.6. Structure de la thèse

Avant cela la fin de ce chapitre est consacrée aux définitions des abréviations et notions propres à l'étude des centrales solaires thermodynamiques.

## 1.2 Définitions :

### 1.2.1 Abréviations des termes techniques et scientifiques

Dans ce document les abréviations françaises seront privilégiées, cependant pour certains termes relatifs aux technologies solaires à concentration il n'existe pas à notre connaissance d'abréviations françaises communément employées dans la littérature, dans ce cas les termes anglais seront utilisés (par exemple pour CRS, PT, HSGT...).

	<b>Terme français</b>	<b>Terme anglais</b>
ACV	Analyse du cycle de vie	Life Cycle Assessment (LCA)
BT	Basse Température	Low Temperature (LT)
CC	Cycle Combiné	Combined Cycle
CFD	logiciel de dynamique des fluides	Computational fluid dynamics
CLFR	Réflecteur de Fresnel Compact Linéaire	Compact Linear Fresnel Reflector
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de Carbone	Carbon Dioxide
COR	Cycle Organique de Rankine	Organic Rankine Cycle (ORC)
CPC	Capteur sous vide avec réflecteur arrière	Compound Parabolic Collector
CRS	Centrale à tour	Central Receiver System
CS	Concentrateur Secondaire	Secondary Concentrator
CSP	Electricité solaire thermique concentrée	Concentrating Solar Thermal Power
DNI	Ensoleillement normal direct	Direct Normal Insolation
DR	Délai de récupération	PayBack (PB)
DS	Parabole-Stirling	Dish-Stirling
DSG	Génération Directe de Vapeur	Direct Steam Generation
ER	Energie Renouvelable	Renewable Energy (RE)
FCR	Taux de Charge Fixe	Fixed Charge Rate
FS	Fraction Solaire du système	Solar Fraction (SF)
GHI	Rayonnement solaire global horizontal	Global Horizontal Insolation
GTA	Groupe Turbo-Alternateur	Power Block (PB)
HRSG	Générateur de Vapeur à Chaleur Récupérée	Heat Recovery Steam Generator
HSGT	Système Hybride Solaire Turbine à Gaz	Hybrid Solar and Gas Turbine
HT	Haute Température	High Temperature
HTF	Fluide Caloporteur	Heat Transfer Fluid
ISCC	Système à Cycle Combiné Solaire Intégré	Integrated Solar Combined Cycle
LEC	Coût normalisé de l'électricité	Levelized Electricity Cost
MCP	Matériaux à Changement de Phase	Phase Changing Materials (PCM)
MT	Moyenne température	Mid Temperature

O&M	Exploitation et Maintenance	Operating and Maintenance
PT	Capteur cylindro-parabolique	Parabolic Trough
PV	Photovoltaïque	Photovoltaic
R&D	Recherche et Développement	Research & Development
RVO	Récepteur Volumétrique Ouvert	Open Volumetric Receiver
RVP	Récepteur Volumétrique Pressurisé	Pressurized Volumetric Receiver
SF	Four solaire	Solar Furnace
SIG	Système d'Information Géographique	Geographic Information System (GIS)
TAG	Turbine à Gaz	Gas Turbine (GT)
TCR	Taux de couverture de la dette	Debt Service Coverage Ratio (DSCR)
TIR	Taux de Rendement Interne	Internal Rate of Return (IRR)
TMY	Année-Type Météorologique	Typical Meteorological Year
TR	Tour Réfléchissante	Reflective Tower (RT)
TRI	Taux de Remboursement Interne	Internal Return Rate (IRR)
VAN	Valeur Actualisée Nette	Net Present Value (NPV)

## 1.2.2 Institutions, laboratoires et entreprises

Ce document compte bon nombre de sigles correspondant à des institutions (i) nationales ou internationales, des centres de recherche (r) et des entreprises (e). Le tableau suivant tente d'en donner la traduction française.

	Type	Terme français	Terme anglais, espagnol ou allemand
AIE	i	Agence Internationale de l'Energie	International Energy Agency (IEA)
APC	r	Laboratoire d'Astroparticule et Cosmologie	
CEA	r	Commissariat à l'Energie Atomique	
CIEMAT	r	Centre de Recherche sur l'Energie et l'Environnement	Centro de Investigaciones Energeticas, Medioambientales y Tecnologicas
CNRS	r	Centre National de la Recherche Française	
DLR	r	Agence Aérospatiale Allemande	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
ETH	r	Institut Fédéral Suisse de Technologie	Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich, Switzerland
FEM	i	Fonds pour l'Environnement Mondial	Global Environment Facility (GEF)
IVTAN	r	Institut Russe pour les Hautes Températures	Institute for High Temperatures of the RAS, Moskow, Russia
KJC	e		Kramer Junction Company (USA)
LASA	r	Laboratoire Solaire Avancé	LABoratorio Solare Avanzato, Italia
PNUE	i	Programme des Nations Unies pour l'Environnement	United Nations Environment Program (UNEP)
PSA	r	Plate-forme solaire d'Almeria	Plataforma Solar de Almería
SAIC	e		Science Applications International Corp.
SBP	e		Schlaich, Bergermann und Partner (All)
SES	e		Stirling Energy System (USA)
SolarPACES	i		Solar Power And Chemical Energy Systems
STM	e		Stirling Thermal Motors
UE	i	Union Européenne	European Union (EU)
WIS	r	Intitut Weizmann	Weizmann Intitute of Science, Israël
WRCP	i	Programme Mondial de Recherche sur le Climat	World Climate Research Programme

### 1.2.3 Nomenclature

Az	azimut	°
C	concentration	
CA	coûts annuels	€
CT	coûts totaux	€
Cp	capacité calorifique massique	J.kg <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>
e	épaisseur	m
E	énergie	J
EI	élévation	°
Ex	flux exergetique	W
G°	enthalpie libre molaire	J.mol <sup>-1</sup>
h	enthalpie massique	J.kg <sup>-1</sup>
I	ensoleillement normal direct,	W/m <sup>2</sup>
J	radiosité	W/m <sup>2</sup>
m	masse	kg
M	masse molaire	g.mol <sup>-1</sup>
$\dot{m}$	débit massique	kg.s <sup>-1</sup>
n	nombre	
p	pression	bar
P	puissance	W
Q	quantité de chaleur	J
s	entropie massique	J.kg <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>
S	surface	m <sup>2</sup>
T	température	K
W	travail	W

#### Caractères grecs

$\alpha$	absorptivité	
$\varepsilon$	émissivité	
$\eta$	rendement	
$\theta$	facteur de Carnot	
$\lambda$	conductivité thermique	W. m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>
$\nu$	coefficient stœchiométrique	
$\rho$	réflectivité	
$\sigma$	constante de Stefan-Boltzmann	W.m <sup>-2</sup> .K <sup>-4</sup>
$\varphi$	flux énergétique	W/m <sup>2</sup>

### 1.2.4 Indices

0	nominal
amb	ambient
abs	absorbé
ar	arrière
av	avant
c	compresseur
capt	capteur
comb	combustible
cond	conduction
conv	convection
d	détruit
e	entrée
ech	échangé
el	électrique
en	énergétique
ex	exergétique
f	fluide caloporteur
gaz	appoint en chambre de combustion
hél	héliostat
hyb	hybride
int	intercepté
IR	rayonnement infrarouge
irr	irradiée
m	moyen
mir	réfléchissant
opt	optique
ouv	ouverture du récepteur
ray	rayonnement
rec	paroi du récepteur (T), transmis à l'air dans le récepteur (P)
ref	de référence
s	sortie
sf	champ solaire
sol	solaire
solabs	rayonnement solaire absorbé
sol-el	solaire à électrique
sto	stockage
t	total
th	thermique
u	génératrice

### 1.2.5 Lexique

Dans ce document nous utiliserons les notations et les définitions suivantes pour les termes caractéristiques de l'étude des centrales solaires. Ils correspondent le plus souvent aux normes adoptées dans la communauté scientifique. Pour plus de clarté et parce que ces notions sont bien souvent liées entre elles, nous avons choisi de les regrouper par composants ou sous-systèmes. Certaines définitions de ce lexique sont tirées de [12] ou [13].

- **Sous système concentrateur (ou collecteur ou optique ou champ solaire)**

**Angle d'incidence** : angle entre le rayon central incident sur une surface et la normale à la surface au point d'incidence.

**Atténuation atmosphérique** : souvent appelée *trouble de Linke*, elle caractérise la perte de rayonnement solaire direct par absorption et diffusion résultant des conditions atmosphériques entre le concentrateur et le récepteur.

**Blocage** : masque (ex : dos d'un héliostat voisin) coupant la trajectoire d'un rayon réfléchi entre un héliostat et l'ouverture du récepteur.

**Capteur cylindro-parabolique** : assemblage élémentaire constituant le capteur solaire de la plupart des centrales à concentration linéaire, constitué de miroirs de forme cylindro-paraboliques, d'un tube absorbeur sous vide placé au foyer des miroirs, d'une structure de support, d'un mécanisme d'orientation sur un axe, et de fondations

**Concentrateur secondaire (ou surconcentrateur)** : optique secondaire réfléchissante placée à l'ouverture d'un récepteur central à cavité, utilisée pour augmenter la concentration du champ solaire et homogénéiser la distribution des flux sur la surface absorbante. Il introduit généralement une perte supplémentaire par réflexion ainsi qu'un cône de vision (angle d'acceptance) limité du récepteur qui mène à un champ *d'héliostats* plus étiré et une tour plus haute.

**Débordement** : fraction du flux solaire réfléchi par le concentrateur qui n'atteint pas l'ouverture du récepteur.

**Densité d'héliostats** : rapport de la surface réfléchissante sur la surface totale occupée au sol d'un champ *d'héliostats*. Parfois appelé taux de couverture du sol.

**Disponibilité des héliostats / capteurs** : nombre moyen *d'héliostats* opérationnels dans le champ solaire divisé par le nombre total *d'héliostats* du champ.

**Ensoleillement normal direct (DNI)** : énergie solaire incidente sur une surface qui vient de l'angle solide décrit par le disque solaire, projetant une ombre précisément définie. Ce rayonnement direct, qui peut être concentré par un système optique, est à distinguer du rayonnement diffus multidirectionnel. Les nuages, le brouillard, la brume, la fumée, la poussière, et la diffusion moléculaire augmentent la composante diffuse de la lumière solaire.

**Erreurs des héliostats** : imperfections de la surface réfléchissante des miroirs qui causent l'élargissement de la tache solaire sur le plan focal d'un concentrateur *héliostats-tour*. Elles se divisent en quatre grandes catégories :

- Les *erreurs de pointage* sont issues des erreurs dues aux actionneurs (moteurs site et azimut), d'une part à cause du jeu dans les moteurs, et d'autre part à cause du temps de rafraîchissement des calculs de position effectués à un intervalle de quelques secondes. Ces erreurs entraînent un décalage du centre de la tache par rapport à son point de visée théorique, le centre du récepteur.

- Les *erreurs de réglage* des miroirs sont commises au montage des modules qui constituent la surface réfléchissante de l'héliostat.
- Les *erreurs de courbure* reflètent les approximations sur la focale des facettes des héliostats.
- Les *erreurs microscopiques* sont dues aux imperfections de la surface du miroir, parfois appelées ondulations.

**Facette (ou module) d'un héliostat** : surface réfléchissante élémentaire d'un héliostat.

**Facteur d'interception** : fraction du flux solaire réfléchi par le concentrateur qui atteint l'ouverture du récepteur.

**Forme du soleil** : intensité relative de l'énergie solaire sur le disque solaire.

**Héliostat** : assemblage élémentaire d'un concentrateur de *centrale à tour* constitué de miroirs, d'une structure de support, d'un mécanisme d'orientation sur deux axes, et de fondations, qui suit le soleil pour en réfléchir en permanence les rayons sur un récepteur fixe.

**Matrice d'efficacité du champ** : matrice bi-dimensionnelle donnant le *rendement du concentrateur* en fonction de la position du soleil dans le ciel, définie par son azimut et son élévation. Parfois cette matrice n'inclut pas la réflectivité des miroirs, qui peut varier au cours de l'année

**Ombre** : masque (ex : *héliostat* voisin, tour) coupant la trajectoire d'un rayon incident entre le disque solaire et la surface réfléchissante d'un *héliostat*.

**Puissance solaire interceptée ( $P_{int}$ )** : rayonnement solaire réfléchi par le champ solaire intercepté par l'ouverture du récepteur solaire.

**Rendement du concentrateur  $\eta_{SF}$**  : rapport de la *puissance solaire interceptée* sur le produit de la puissance solaire incidente par la surface totale des miroirs du champ solaire. Dans le cas d'une *centrale à tour* il inclut les pertes *cosinus*, les pertes par *ombres* et *blocages*, le facteur de réflexion des miroirs, *l'atténuation atmosphérique* sur le trajet *héliostat* – récepteur et le *débordement* de la tache focale autour du récepteur (voir Figure 1.7). Pour le rendement moyen annuel du champ, la *disponibilité des héliostats* est aussi prise en compte. Le rendement d'un champ donné pour un lieu donné ne dépend que des angles solaires. Dans le cas de *capteurs cylindro-paraboliques*, les *blocages* et *l'atténuation atmosphérique* sont négligés, et un facteur représentant les pertes en bout de collecteur est ajouté.

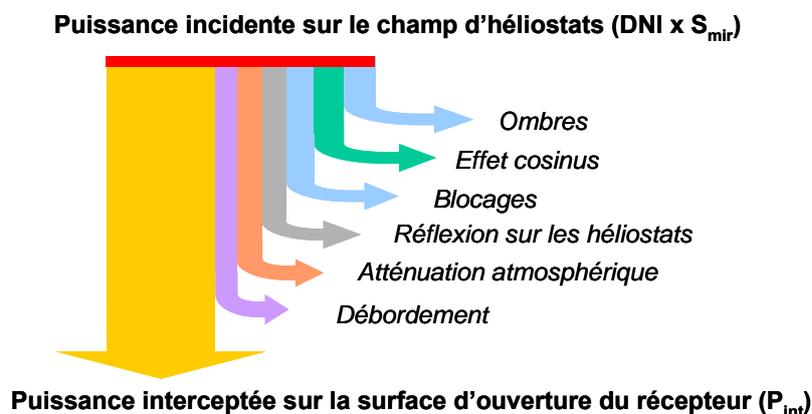


Figure 1.7. Pertes énergétiques d'un champ d'héliostats

**Stratégie de pointage** : optimisation de la localisation du point de visée d'un groupe d'héliostats sur le récepteur pour homogénéiser la densité de la tache focale et limiter les pics de flux.

**Système solaire mixte** : installation génératrice d'électricité solaire thermodynamique dans laquelle l'énergie solaire est captée par deux ou plusieurs types de systèmes optiques. Désigne généralement une centrale contenant des *capteurs cylindro-paraboliques* et un concentrateur *héliostats-tour*.

**Tour réfléchissante** : concept de concentrateur héliostats-tour dans lequel un réflecteur est placé en haut de tour pour renvoyer le flux concentré vers un récepteur placé en pied de tour.

- **Sous système récepteur**

**Absorbeur** : portion du récepteur qui absorbe l'énergie solaire réfléchiée par le concentrateur.

**Fluide caloporteur** : fluide circulant à travers le récepteur solaire, transférant l'énergie thermique solaire vers le cycle thermodynamique. S'il est différent du fluide de travail du GTA, un échangeur de chaleur est nécessaire.

**Pincement** : minimum dans l'écart de température entre les deux fluides d'un échangeur. Par extension ce terme sera employé pour définir la différence de température entre la paroi absorbante d'un récepteur solaire et la température moyenne (moyenne logarithmique entre l'entrée et la sortie) du *fluide caloporteur*.

**Puissance thermique solaire  $P_{\text{rec}}$**  : puissance thermique gagnée par le fluide caloporteur à son passage dans le récepteur solaire d'une centrale solaire ou *hybride*.

**Rendement du récepteur  $\eta_{\text{rec}}$**  : rapport de la *puissance thermique solaire* sur la *puissance solaire interceptée*. Il comprend, les pertes par réflexion du récepteur ainsi que ses pertes thermiques (conductives, radiatives et convectives).

- **Sous système de stockage**

**Capacité du stockage** : quantité d'énergie nette qui peut être restituée par un système de *stockage d'énergie thermique* entièrement chargé.

**Heures de stockage** : nombre d'heures d'exploitation à pleine charge d'une centrale solaire fonctionnant exclusivement à partir d'un *stockage thermique* initialement entièrement chargé, en l'absence d'*ensoleillement direct*.

**Stockage d'énergie thermique** : unité rechargeable capable de stocker l'énergie thermique pour un usage ultérieur.

**Stockage tampon** : type de *stockage thermique* de courte durée (moins d'une demi-heure) pour découpler les transitoires associés à la ressource solaire de l'utilisation de l'énergie.

- **Système complet**

**Capacité** : Puissance nominale nette d'une unité génératrice ou centrale.

**Consommation parasite (ou autoconsommation)** : la puissance parasite est la puissance électrique requise par les auxiliaires (pompes, moteurs, éclairage, climatisation, régulation commande) pour faire fonctionner l'installation. La production nette d'une installation est égale à la production brute moins les consommations parasites.

**Coût normalisé de l'électricité (LEC)** : indicateur le plus couramment utilisé pour l'analyse économique des centrales solaires thermodynamiques, qui représente la valeur actualisée des coûts annuels relatifs à l'amortissement du capital, au combustible (quand l'installation dispose d'un appoint fossile ou biomasse) et à l'exploitation et maintenance, le tout divisé par la production électrique annuelle. L'équation générale pour calculer le LEC est la suivante (l'équation détaillée se trouve en Annexe K) :

$$LEC = \frac{CA_{invest} + CA_{O\&M} + CA_{comb}}{E_{net}}$$

Avec:

$CA_{invest}$	valeur actualisée des coûts annuels d'investissement
$CA_{O\&M}$	valeur actualisée des coûts annuels d'exploitation et maintenance
$CA_{comb}$	valeur actualisée des coûts annuels de combustible
$E_{net}$	production électrique annuelle

Afin d'évaluer les performances économiques des centrales solaires hybrides, on distingue artificiellement le coût global de production de l'électricité (*LEC hybride*) en un coût de l'électricité purement solaire (*LEC solaire*) et un coût provenant de la part fossile (*LEC fossile*) en fonction des parts de chaleurs d'origine solaire et fossile entrant dans le bloc électrique. De manière générale, si la fraction solaire augmente, le LEC hybride augmente car la part solaire est plus chère que la part fossile.

**Disponibilité de la centrale** : fraction du temps pendant laquelle la centrale est capable de produire de l'énergie si cela lui est demandé.

**Facteur de capacité FC** : rapport du nombre d'heures équivalentes à production nominale sur le nombre d'heures dans une année. Il correspond à la fraction annuelle du temps de production à pleine puissance.

$$FC = \frac{E_{el}}{8760 \cdot P_{el0}}$$

**Fraction solaire FS** : part de la *puissance thermique* solaire issue du ou des récepteurs solaires dans la puissance thermique totale alimentant le bloc convertisseur d'une centrale hybride. Elle peut être interprétée comme un taux de recouvrement solaire de la production électrique du système. Elle est donnée par l'équation suivante :

$$FS = \frac{P_{rec}}{P_{rec} + P_{gaz}} = 1 - \frac{\eta_{th} \cdot P_{gaz}}{P_{el}}$$

*Remarque* : cette grandeur peut être nominale, instantanée, ou encore calculée sur des énergies en moyenne annuelle.

*Remarque 2* : dans le cas d'un système exclusivement solaire, un chiffre important est le facteur de capacité, la fraction solaire étant par définition égale à 100%. Dans le cas d'un système hybride, c'est l'inverse : la fraction solaire est pertinente alors que le facteur de capacité est très proche du facteur théorique fixé par la contrainte de production.

*Remarque 3* : le facteur de capacité et la fraction solaire annuelle varient dans le sens contraire, leur produit pouvant être considéré constant si l'on considère que la courbe de charge imposée au système n'élimine aucune période ensoleillée.

**Multiple solaire MS** : rapport de la *puissance thermique solaire* nominale produite par le capteur solaire d'une installation sur la puissance thermique nominale requise par le cycle thermodynamique.

**Production en base** : électricité produite par une centrale dont le *facteur de capacité* dépasse 60%, soit qui fournit plus de 5250 heures de production à capacité nominale par an.

**Production en pointe** : électricité produite par une centrale dont le *facteur de capacité* est inférieur à 18%, soit qui fournit moins de 1600 heures de production à capacité nominale par an.

**Production en semi-base** : électricité produite par une centrale dont le *facteur de capacité* se situe entre 18% et 60%, soit qui fournit entre 1600 et 5250 heures de production à capacité nominale par an.

**Rendement solaire-thermique (ou rendement du capteur)  $\eta_{\text{capt}}$**  : produit du *rendement du concentrateur* par le *rendement du récepteur*.

$$\eta_{\text{capt}} = \frac{P_{\text{rec}}}{DN_k S_{\text{mir}}} = \eta_{\text{SF}} \times \eta_{\text{rec}}$$

**Système à récepteur central (ou centrale à tour ou CRS)** : centrale solaire concentrant le rayonnement disponible par l'intermédiaire d'un champ d'*héliostats* vers un récepteur placé au sommet d'une tour.

**Système hybride** : Installation génératrice d'électricité dans laquelle l'énergie provient à la fois de la source solaire et d'une source d'énergie fossile ou biomasse.

Par convention dans tout le document nous emploierons le terme de **filière** pour distinguer les différentes géométries de capteurs utilisées pour la production d'électricité solaire par voie concentrée. On distingue donc 3 filières principales : les systèmes à *capteurs cylindro-paraboliques* (PT), les *centrales à tour* (CRS), et les *paraboles-Stirling* (DS). L'ensemble des systèmes définis par l'appartenance à une même filière et l'utilisation du même *fluide caloporteur* (HTF) forme une **technologie**. Par exemple la filière PT regroupe actuellement 2 *technologies* principales, suivant que le HTF circulant dans les tubes est de l'huile (PT-huile) ou de la vapeur (PT-DSG).

### Références bibliographiques

- [1] C. Silvi, The work of italian solar energy pioneer Giovanni Francia (1911-1980), In *Proceedings Solar World Congress ISES*, 6-12 août 2005, Orlando, USA, (2005).
- [2] R. Osuna, R. Olavarria, R. Morillo, M. Sánchez, F. Cantero, V. Fernández-Quero, PS10, construction of a 11 MW solar thermal tower plant, In *13th SolarPACES International Symposium*, 20-23 juin 2006, Séville, Espagne, (2006).
- [3] F. Trieb, J. Nitsch, S. Kronshage, C. Schillings, L.-A. Brischke, G. Knies, G. Czisch, Combined solar power and desalination plant for the Mediterranean region - sustainable energy supply using large scale solar thermal power plants, *Desalination*, 153, (2002) 39-46.
- [4] A. Ferriere, Les centrales solaires thermodynamiques, In: *J.-C. Sabonnadière, Nouvelles technologies de l'énergie 1 : les énergies renouvelables (Traité EGEM, série Génie électrique)*, (2006).
- [5] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow, A. Ferriere, M. Romero, F. Tellez, A. Steinfeld, U. Langnickel, E. Shpilrain, O. Popel, M. Epstein, J. Karni, ECOSTAR RoadMap Document, SES-CT-2003-502578, (2005). Disponible sur : <http://www.promes.cnrs.fr>.
- [6] D. Kearney, P. Svoboda, P. Nava, Impact of design choices and site influences on solar thermal electric plant economics and performance, *J. Sol. Energy Eng.*, (1997) 389-396.

- [7] Concentrated Solar Power Global Market Initiative. (2004). Disponible sur: <http://www.solarpaces.org/Library/GMI/GMI.HTM>.
- [8] P. Garcia, A. Ferriere, G. Flamant, The PEGASE Project: Design and performance evaluation of a hybrid solar/fossil gas-turbine system for electricity generation, In *13th SolarPACES International Symposium*, 20-23 juin 2006, Séville, Espagne, (2006).
- [9] B. Bonduelle, B. Rivoire, A. Ferriere, La centrale expérimentale THEMIS : Bilan et Perspectives, *Revue de Phys. Appl.*, 1989.
- [10] M. Romero, R. Buck, J. E. Pacheco, An Update to Solar Central Receiver Systems, Projects and Technologies, *J. Sol. Energy Eng.*, 124, (2002) 98-108.
- [11] M. De Naurois, L'expérience CELESTE : Reconversion d'une centrale solaire pour l'astronomie gamma. Première observation de la nébuleuse du Crabe et du blazer Markarian 421 entre 30 et 300 GeV, thèse de doctorat, Paris VI, (2000).
- [12] P.K. Falcone, A handbook for solar central receiver design, Sandia Report SAND86-8009, (1986).
- [13] B. L. Kistler, A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants, Sandia Report SAND-86-8018, (1986).

## Chapitre 2 : Etat de l'art des centrales solaires thermodynamiques

### 2.1 Technologies existantes

La génération d'électricité par voie solaire thermodynamique concentrée comporte trois *filières* principales correspondant aux trois grands types de concentrateurs. Chaque filière se décline en plusieurs *technologies* en fonction du type de récepteur, de caloporteur, de bloc électrique. Enfin des technologies dites *hybrides* ou *mixtes* empruntent des composants développés à l'origine pour d'autres filières de production d'électricité, solaires ou conventionnelles. La première filière de centrales solaires, la plus mature, est celle des *systèmes à capteurs linéaires (PT)* qui concentrent le rayonnement en une droite sur laquelle est placé un tube récepteur. Les collecteurs des deux autres filières concentrent le rayonnement en un point : ce sont les *systèmes à récepteur central* ou *centrales à tour (CRS)* composés d'un champ d'héliostats orientant les rayons du soleil vers un récepteur placé au sommet d'une tour, et les *systèmes paraboles Stirling (DS)* dont le récepteur et le bloc électrique sont placés au foyer d'une parabole (figure 2.1).

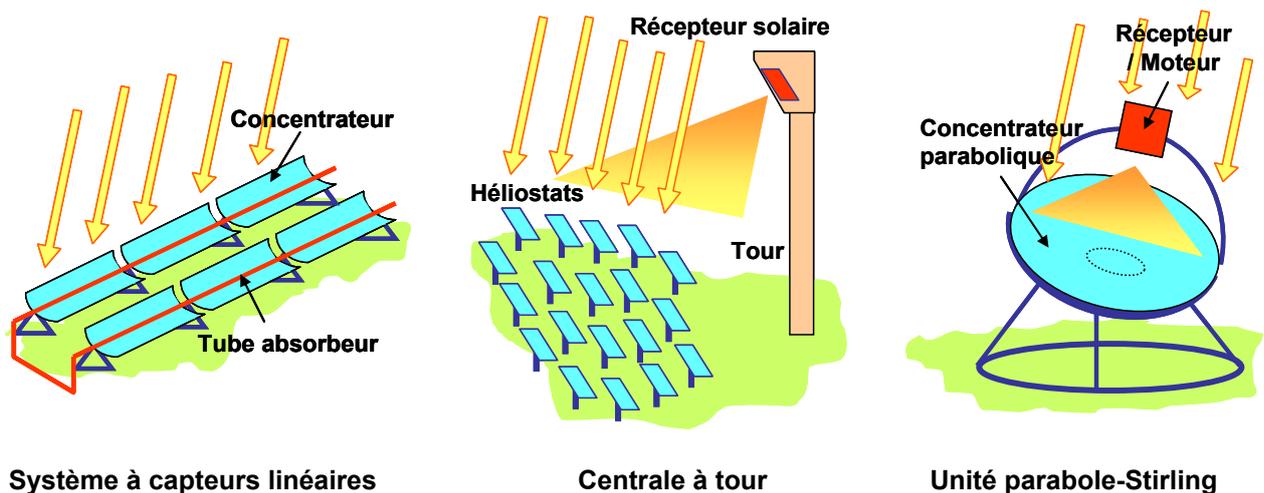


Figure 2.1. Schéma des capteurs des trois grandes filières de centrales solaires thermodynamiques

Dans les prochains paragraphes nous allons distinguer les caractéristiques principales des principales filières CSP, nous détaillerons les technologies associées, et nous résumerons les pistes d'innovation identifiées par le programme ECOSTAR<sup>\*</sup>. En Annexe A sont recensées les installations solaires thermodynamiques, expérimentales ou commerciales, construites ou en projet actuellement dans le monde.

<sup>\*</sup> Le programme de recherche européen ECOSTAR ([1], 2003-2004), regroupait des laboratoires tels que CIEMAT (Espagne), CNRS (France), DLR (Allemagne), ETH (Suisse), WIS (Israël), IVTAN (Russie) et aussi l'association de producteurs européens d'électricité et de chaleur VGB-Powertech. Il avait pour objectif d'identifier les potentiels d'innovation avec le plus fort impact sur les coûts des systèmes CSP, pour favoriser la concentration des activités de recherche sur des priorités communes et élargir la base scientifique et industrielle afin de résoudre les problèmes transdisciplinaires. Pour ce faire, une étude de coûts a été menée, évaluant chacune des différentes composantes du coût de l'électricité grâce à des données de l'industrie ou issue d'estimations d'experts et montrant la sensibilité du LEC en fonction de deux niveaux de paramètres. Un modèle horaire complexe a été élaboré sous Microsoft Excel, permettant d'estimer les performances techniques et économiques de sept technologies de référence (4 CRS, 2 PT et 1 DS).

## 2.1.1 Les centrales à capteurs linéaires

Les champs de capteurs sont généralement constitués de miroirs cylindro-paraboliques (parabolic trough, PT) orientés nord-sud réfléchissant le rayonnement solaire vers un tube récepteur sous vide parcouru par le fluide caloporteur (huile synthétique, eau / vapeur...) chauffé à moyenne température (jusqu'à environ 300-400°C). La chaleur est ensuite transférée à la boucle de production électrique puis convertie en électricité au moyen d'un cycle de Rankine. Cette configuration permet un suivi du soleil très simple car effectué sur un seul axe. Dans le cas de capteurs orientés nord-sud, les caractéristiques optiques de la centrale favorisent clairement la production en charge maximale en été, alors que les performances en hiver sont assez faibles. Les champs de capteurs orientés est-ouest, subissant moins de variations saisonnières, peuvent être utilisés dans des installations expérimentales car ils permettent de reproduire toute l'année les mêmes conditions d'incidence des rayons solaires à midi. Cette filière n'est installée que sur des terrains plats (pente inférieure à 3%), alors que les centrales à tour sont plus flexibles. Elle s'est jusqu'à présent déclinée en trois principales technologies, en fonction du fluide caloporteur (eau ou huile) ou du type de concentrateurs (cylindro-paraboliques ou Fresnel), dont nous allons ci-dessous exposer les principes et rappeler quelques installations exemplaires. Notons que l'emploi de sels fondus comme fluide caloporteur a été expérimenté par une équipe de recherche italienne [2].

### 2.1.1.1 Système cylindro-parabolique à caloporteur huile

Cette technologie découple la captation d'énergie solaire de la production de vapeur (voir Figure 2.2). En effet l'emploi d'un fluide caloporteur monophasique permet de capter la chaleur sans changement de phase et de la stocker avec un fluide unique. Si la température du fluide caloporteur n'est pas suffisante, la production de la vapeur surchauffée peut s'effectuer dans une chaudière quasiment conventionnelle nécessitant des conditions de vapeur stables. Le principal inconvénient de cette technologie est le coût élevé de l'étage d'échangeurs eau – huile intermédiaire. Les limites de cette technologie sont aujourd'hui fixées par l'huile thermique synthétique qui est chère, nocive pour l'environnement en cas de fuites, et dont l'emploi est limité en température aux environs de 400 °C. On a pu vérifier en effet une décomposition du produit à des températures supérieures. Le Tableau 2.1 présente les caractéristiques de l'huile Therminol VP-1 utilisée comme fluide caloporteur dans les centrales SEGS VI et Andasol.

Composition	Mélange eutectique d'oxyde de diphenyl / biphenyl
Masse volumique à 300 °C	815 kg/m <sup>3</sup>
Chaleur massique à 300 °C	2319 J/kg/K
Coût du stockage (2003)	958 \$/kWh <sub>el</sub> [3]

Tableau 2.1. Caractéristiques de l'huile Therminol VP-1

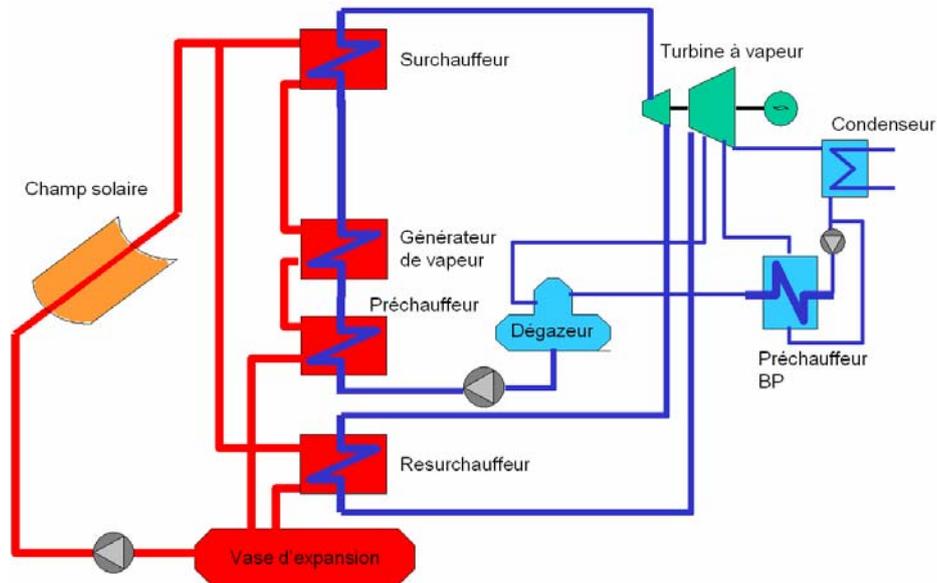


Figure 2.2. Schéma simplifié d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques et caloporteur huile (inspiré des projets Andasol, stockage excepté)

Les 9 centrales PT conçues par l'entreprise Luz (appelées SEGS), d'une capacité cumulée de 354 MW<sub>el</sub>, ont produit plus de 10 milliards de kilowattheures électriques avec un rendement de 10,6% et ce depuis 1985 [1]. Grâce à l'expérience acquise par ces centrales, cette technologie est la plus mature actuellement. Après 15 années sans nouveaux projets, de nombreuses centrales PT vont être construites prochainement, notamment aux Etats-Unis et en Espagne. Les projets ANDASOL 1 et 2 de 50 MW<sub>el</sub> chacun en Andalousie présentent la particularité de disposer d'un stockage thermique par deux réservoirs de sels fondus.

Selon ECOSTAR, avec 3h de stockage, une telle installation exclusivement solaire est capable de produire de l'électricité avec un facteur de capacité de 29%, pour un LEC de **17,2 c€/kWh**. Les capteurs, dont c'est la quatrième version commerciale, représentent toujours la plus grande fraction du coût de l'installation et on considère que leurs coûts et leurs performances peuvent encore être améliorés grâce à de nouveaux matériaux pour la structure et les miroirs. Les options de stockage avancé dépendant de la courbe de charge du système contribueraient aussi aux réductions de coûts, tout comme dans une moindre mesure la mise au point de fluides travaillant à plus haute température et la réduction de la puissance de pompage. Les innovations sur ces capteurs portent principalement sur les améliorations du revêtement sélectif et des joints des tubes absorbeurs pour augmenter la température et la pression du procédé, en réduisant les pertes de pression. Ceci nécessite des innovations sur le cycle comme l'ajout d'étages de resurchauffe ou l'utilisation de turbines de Rankine organiques (où le fluide de travail reste à l'état gazeux tout au long de la détente). Des températures de fluide caloporteur augmentées jusqu'à 450/480°C améliorerait le rendement du cycle jusqu'à 39/40% avec une température à la sortie du stockage de 430 à 460°C. Pour cela il faut encore mettre au point des fluides caloporteurs, ainsi que des revêtements sélectifs pour les tubes, résistant à de telles températures. On peut aussi envisager de nouveaux capteurs permettant de réduire la consommation parasite du champ de miroirs.

### 2.1.1.2 Système cylindro-parabolique à caloporteur eau

Ces installations à génération directe de vapeur (DSG) peuvent être considérées comme une évolution de la catégorie des centrales PT, dont elles partagent la plupart des avantages et inconvénients. Dans ce type de centrales, le fluide caloporteur n'est plus de l'huile mais de

l'eau, moins chère, diminuant les risques environnementaux (incendie,...), réduisant les pertes thermiques et la puissance nécessaire pour le pompage, et repoussant la limite en température. Le cycle est largement simplifié, il n'y a plus besoin d'échangeur puisque le fluide caloporteur est aussi fluide de travail (voir Figure 2.3). Ainsi les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance d'une centrale commerciale utilisant cette technologie seraient fortement réduits. La difficulté de ce concept est qu'aux conditions de température et de pression nécessaires à la détente dans une turbine à vapeur (env. 100 bar et 400°C), l'écoulement diphasique stratifié de l'eau dans les tubes absorbeurs cause des effets d'asymétrie et d'instabilité et donc de forts gradients de température difficilement acceptables pour les matériaux. [1]. La DSG est cependant une option très prometteuse en termes de réductions de coûts de production d'électricité dans les centrales solaires thermiques. D'après l'expérience rassemblée à la PSA, 450°C semble être la limite en température pour la surchauffe directe de la vapeur dans ce type d'installations. Des températures plus élevées augmenteraient de manière significative les pertes thermiques et réduiraient la durée de vie des tubes absorbeurs.

Aujourd'hui le risque technologique relatif à l'exploitation de plusieurs rangées de capteurs de ce type est grand. Ainsi dans un premier temps il paraît préférable d'exploiter des boucles DSG en parallèle avec des boucles à huile existantes de façon à valider les coûts, les performances et les modes de conduite avant de construire de plus grandes unités. De plus aucune option commerciale de stockage pour la DSG n'existe actuellement (ou alors seulement correspondant à quelques minutes de production). Nous verrons au paragraphe 2.2.3 que de nombreuses recherches portent actuellement sur la mise au point d'un stockage thermique de plusieurs heures pour la DSG dans les PT. C'est notamment l'objet du programme européen DISTOR [4].

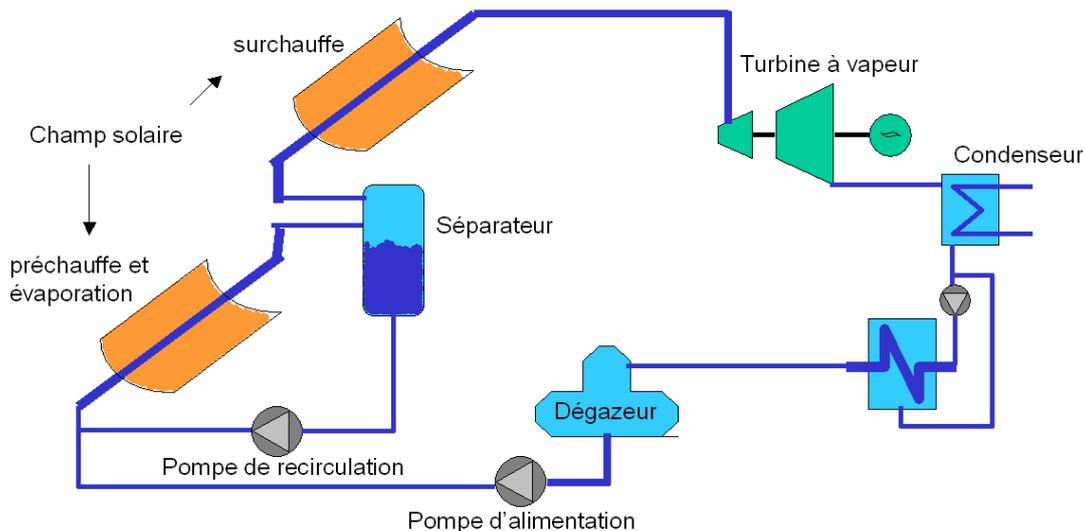


Figure 2.3. Schéma simplifié d'une centrale PT DSG

Ce système a été testé avec succès à Almeria grâce aux projets DISS (validation du concept sur une boucle d'environ 1,5 MW<sub>th</sub>, 1996-2001, [5]) co-financé par l'Union Européenne, et INDITEP (conception d'une centrale pré-commerciale de 5MW<sub>el</sub>, 2002-2005, [6]).

L'installation DISS a fonctionné pendant plus de 5500 heures en produisant de la vapeur surchauffée à 30, 60 et 100 bar. Cette expérimentation a montré que la génération solaire directe de vapeur est possible dans des champs PT. De plus les gradients de température mesurés dans les tubes absorbeurs restent compatibles avec une exploitation sûre du système, même à 40% du débit nominal. Ces résultats expérimentaux ont largement amélioré la connaissance du procédé DSG à l'échelle pilote et des modèles numériques ont

été développés pour prévoir les gradients de température et de pression tout au long du cycle. Trois modes de fonctionnement ont pu être testés : le mode « cycle ouvert » où l'eau/vapeur n'effectue qu'un passage dans le champ solaire, le mode « recirculation » où les sections préchauffe-évaporation et surchauffe de la vapeur sont séparées par un ballon de détente et le mode « injection » où le fluide peut être injecté ou prélevé du champ entre chaque capteur de manière à assurer une exploitation stable du système [5]. Ces différents modes de fonctionnement, schématisés sur la Figure 2.4, induisent chacun une stratégie de conduite bien spécifique.

Trois exigences basiques ont été définies pour la conception de INDITEP : un bloc électrique robuste avec une turbine à vapeur surchauffée (sans resurchauffe), une capacité de 4,7 MW<sub>e</sub> assez grande pour être comparable aux centrales commerciales et assez petite pour limiter les risques financiers [6,7]. Le niveau de pression de 65 bar environ a été choisi pour assurer une forte disponibilité et une bonne fiabilité du système, alors qu'à 100 bar on observait des fuites aux extrémités des tubes de l'installation DISS, dues aux dilatations et contractions thermiques répétées des tubes. Selon l'analyse menée au cours du projet DISS, le mode « recirculation » est la meilleure option [5] car très facilement contrôlable et stable en conditions d'ensoleillement transitoires, il a donc été retenu pour INDITEP. Chaque rangée du champ solaire est composée de 10 capteurs EuroTrough-100 : 3 pour la préchauffe, 5 pour l'évaporation et 2 pour la surchauffe. La fin de la section d'évaporation et l'entrée de la section de surchauffe de chaque rangée sont connectées par un séparateur et reliés à une plus grande cuve qui recueille la fraction liquide avant de la réinjecter dans le champ solaire grâce à la pompe de recirculation [6]. Une faible fraction de l'eau délivrée par la pompe d'alimentation est mélangée à l'eau de recirculation pour éviter les phénomènes de cavitation qui pourraient survenir en raison de conditions proches de la saturation. La température de la vapeur en sortie de champ est contrôlée par injection d'eau avant le dernier capteur de chaque rangée : le système de contrôle fait varier la quantité injectée de manière à maintenir une température de vapeur proche de la consigne imposée par l'opérateur [6].

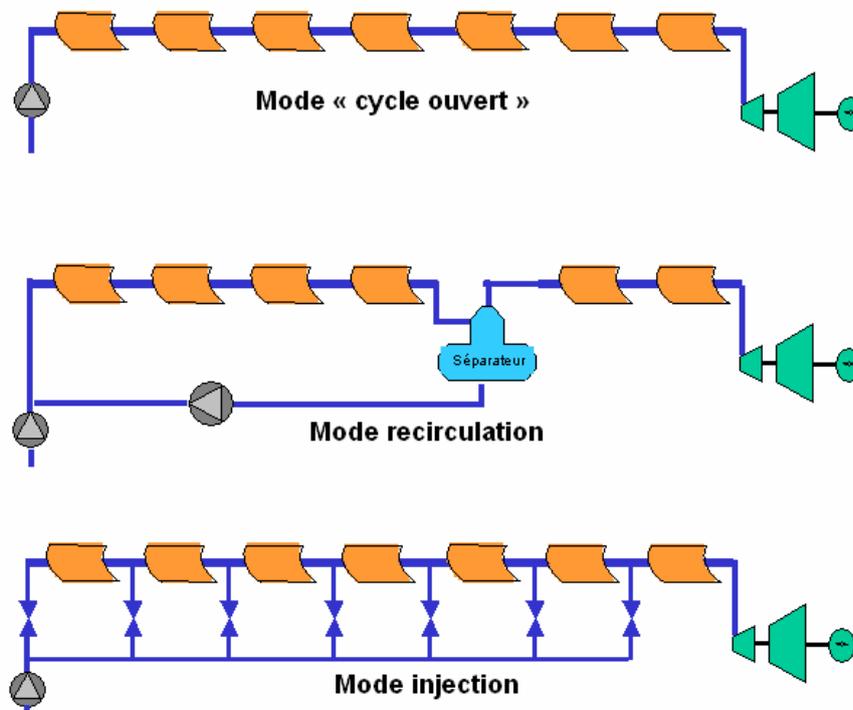


Figure 2.4. Les trois modes d'exploitation d'une centrale PT avec DSG

A la diminution des coûts d'investissement (par rapport aux installations PT à caloporteur huile) s'oppose une baisse du rendement global net à cause d'un rendement net du bloc électrique faible (25%) dû à la petite taille de l'installation de référence (4,7 MW<sub>el</sub>). Le LEC prévu par ECOSTAR s'élève à **16,2 c€/kWh**. Le passage à une échelle commerciale d'une cinquantaine de mégawatts augmenterait le rendement du bloc électrique (jusqu'à 38%), et permettrait donc de réduire la taille du champ solaire par kW<sub>el</sub> installé.

Ainsi les potentiels d'innovations sont très élevés pour cette technologie, et l'analyse ECOSTAR a montré qu'une centrale de ce type sans stockage exploitée dans les mêmes gammes de température fournirait de l'électricité à un coût légèrement inférieur aux centrales PT classiques. Avec une température plus élevée et un stockage au même coût que celui pour une centrale à fonctionnant à huile thermique, le LEC serait même réduit de 10%.

### 2.1.1.3 Systèmes à capteurs linéaires de Fresnel (CLFR)

Les capteurs linéaires de Fresnel (voir Figure 2.5) sont un autre concept de capteurs DSG formés de miroirs plans, qui peut aussi contribuer aux réductions de coûts. Ce système met en œuvre des miroirs plans (ou très légèrement incurvés) disposés en lames parallèles qui s'inclinent par rotation de manière à éclairer un récepteur tubulaire fixe. La performance optique diminuée de 30 ou 40% par rapport à des capteurs PT doit être compensée par des coûts d'investissements plus faibles de 65-70% des coûts classiques pour être rentable dans les conditions du sud de l'Europe.

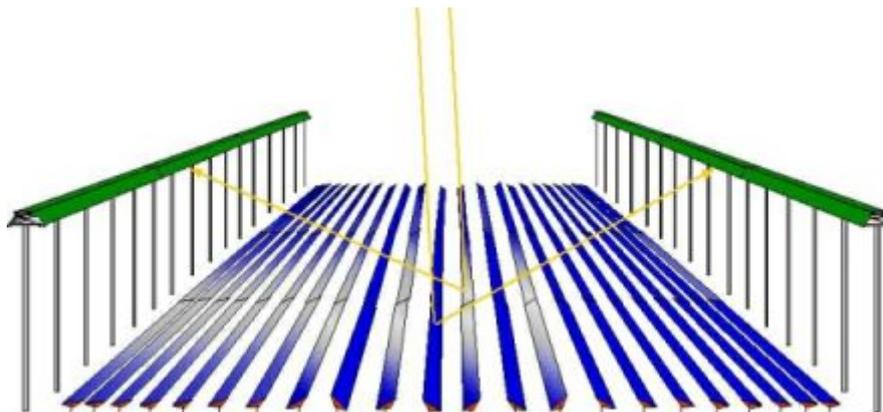


Figure 2.5. Schéma d'un concentrateur CLFR

Cette baisse des coûts est envisageable grâce à une conception simplifiée et des frais de maintenance réduits par rapport aux concentrateurs PT classiques. En effet les tubes absorbeurs et leurs supports sont séparés du champ de miroirs et fixés dans l'espace : ainsi les problèmes de joints des tubes absorbeurs sont évités. De plus le mouvement des miroirs, la conception et la fabrication des capteurs sont simplifiés, et leur prise au vent est réduite.

Cette technologie, très récente, souffre encore du manque d'études d'écoulements diphasiques disponibles pour des tubes de si grand diamètre, ainsi que d'un manque de maturité qui pourrait se combler rapidement avec l'exploitation de projets industriels en Australie [8] et expérimentaux à la PSA (Fresdemo).

### 2.1.2 Les centrales à tour

Le capteur solaire de ce type de centrale est constitué d'un champ d'héliostats orientables sur deux axes (azimut et élévation) qui réfléchit les rayons du soleil vers un récepteur placé

au sommet d'une tour au centre ou au sud du champ. Par rapport aux centrales à capteurs linéaires, les variations saisonnières des performances sont moins prononcées et la concentration atteinte sur le récepteur solaire est plus élevée, ce qui permet d'atteindre de plus hautes températures. En effet le fluide caloporteur peut atteindre des températures comprises entre 250 et 1000 °C selon le type de récepteur et de caloporteur, ce qui permet de mettre en œuvre un cycle de Rankine, ou même un cycle à gaz (Brayton) ou combiné. Le facteur de concentration optique d'une installation CRS varie de 200 à 1000 et sa capacité est généralement envisagée entre 10 et 200 MW<sub>el</sub>. La plupart des projets industriels en cours correspondent à des centrales exclusivement solaires d'une capacité de 10 à 20 MW<sub>el</sub> (voir Annexe A), alors que certains auteurs [9] privilégient des concepts hybrides solaire-fossile avec polygénération, mieux adaptés à des plus faibles puissances (voir paragraphe 2.1.4.1).

Par ailleurs cette filière n'a pas la maturité des centrales à capteurs cylindro-paraboliques, puisque la première centrale à tour commerciale a été inaugurée en 2007 près de Séville (PS10). Cette filière se décline en quatre principales technologies, qui se différencient principalement par la nature du fluide caloporteur, dont nous allons ci-dessous exposer les principes et rappeler quelques installations marquantes.

### 2.1.2.1 Systèmes à caloporteur sels fondus

Comme nous le verrons par la suite (2.2.3), un grand avantage des centrales solaires thermodynamiques est la possibilité de coupler le système de captage de l'énergie solaire à un système de stockage de cette énergie sous forme de chaleur. Les sels fondus (composés par exemple de nitrate de sodium et de nitrate de potassium) représentent un fluide de stockage économique et adapté au niveau de température d'un cycle de Rankine. Il paraît donc intéressant d'employer des sels fondus à la fois comme fluide caloporteur et fluide de stockage d'une centrale à tour. Le fluide est pompé dans un réservoir froid légèrement au-dessus de la température de solidification du sel, puis chauffé dans la tour par le récepteur solaire avant d'être stocké dans un réservoir chaud, et enfin refroidi dans un générateur de vapeur (voir

Figure 2.6). La température des sels peut atteindre environ 560 °C, ce qui permet donc d'actionner une turbine à vapeur plus performante que celles couplées à un champ de capteurs PT. Le champ d'héliostats peut être surdimensionné par rapport à la puissance demandée, la chaleur en excès étant stockée dans le réservoir chaud. Ainsi les facteurs de capacité annuels s'élèvent jusqu'à 70% [1]. Par ailleurs l'amplitude de température entre les deux bacs de stockage étant trois fois supérieure à celle des systèmes à capteurs linéaires, il faut une masse de sels quasiment trois fois moindre pour stocker la même quantité d'énergie dans une centrale à tour. D'après [10], le LEC minimum est obtenu pour un stockage de 12-14 heures, avec un facteur de capacité de 60-70%.

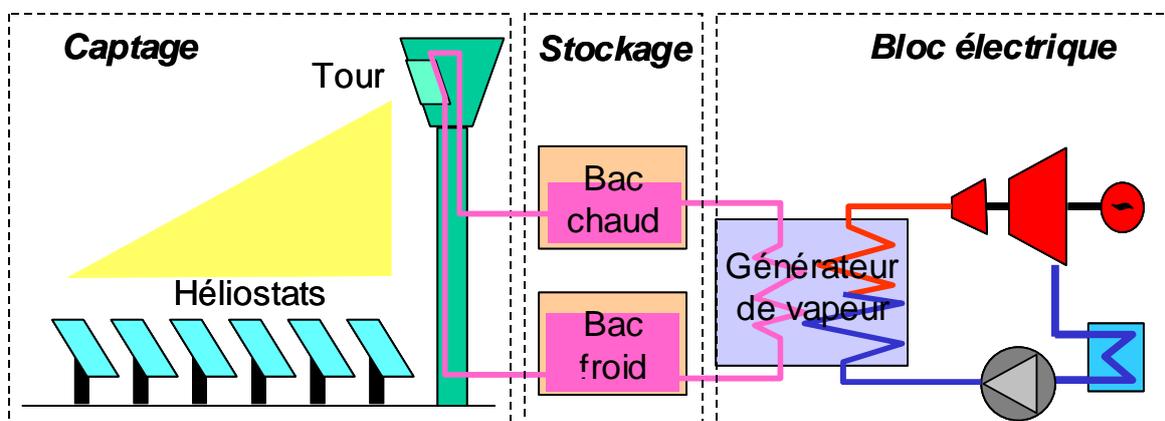


Figure 2.6. Schéma simplifié d'une centrale à tour à sels fondus (ECOSTAR)

Plusieurs expériences de développement et démonstration ont été menées ces 25 dernières années en Europe et aux USA, faisant de cette technologie la plus développée des concepts de centrales à tour. Parmi ces réalisations, citons THEMIS en France et Solar Two aux USA (Tableau 2.2).

Le but du programme d'expérimentation de THEMIS était de démontrer la faisabilité de la technologie à sels fondus, d'étudier en détail les composants spécifiques (champ solaire et récepteur), d'élaborer et valider des outils d'ingénierie performants pour la conception et l'étude des centrales solaires (dont trois modèles permettant le calcul du comportement thermique du récepteur et l'optimisation de l'implantation du sous-système champ-tour) et enfin d'analyser les données d'exploitation pour qualifier la filière et connaître sa productivité. THEMIS était donc un pilote expérimental de 2,5 MW<sub>el</sub> permettant de tester plusieurs stratégies de conduite et non une centrale de démonstration, d'où l'impossibilité pratique d'en déduire des coûts de la filière et d'en attendre une production significative sur le réseau électrique. D'après le bilan d'exploitation de THEMIS [11], malgré les progrès considérables dans la conduite de la centrale, en 1986 celle-ci consommait annuellement encore deux fois plus d'énergie qu'elle n'en produisait. Sur les trois ans d'exploitation, 1930 MWh<sub>el</sub> ont été produits, et le récepteur solaire a fonctionné environ 3000 heures. Le rendement net à midi pour une belle journée atteignait 17%, contre 20% prévus par les modèles. A part les problèmes récurrents dus au conditionnement de la boucle de sels, les incidents ou pannes ont surtout été liés au matériel conventionnel d'une centrale thermique (GTA).

Cette expérience a permis la démonstration de la faisabilité du concept de centrale solaire à tour pour la production d'électricité et de l'emploi des sels comme fluide caloporteur. Les recommandations pour la filière, dont plusieurs ont été prises en compte pour la conception de Solar Two, furent entre autres l'augmentation de la réflectivité et de la disponibilité des héliostats, la simplification des boucles thermiques et une gestion améliorée des arrêts.

Solar Two, exploitée à titre expérimental de 1996 à 1999 à Barstow (Californie), reprenait le champ d'héliostat, la turbine et la structure de la tour de Solar One (centrale à tour à caloporteur eau, voir paragraphe suivant). Son but était la validation technique des composants (récepteur, stockage, générateur de vapeur), une meilleure connaissance des aspects économiques et une diffusion de ces informations pour faciliter le développement de la filière. Cependant à cause de sa relative petite taille (12,4 MW<sub>el</sub>), Solar Two ne pouvait pas produire de l'électricité à un prix compétitif sans aides publiques. Elle n'a pas permis de valider une grande disponibilité pour cette technologie à cause de problèmes liés au conditionnement des circuits de sels fondus (figeage, bouchons), pour lesquels des solutions techniques ont été identifiées, comme le recours systématique au traçage électrique ou le maintien à chaud des circuits (par circulation des sels au ralenti pendant les périodes d'arrêt de la centrale).

Rendement	THEMIS [11]	Solar Two [1]
Récepteur	95 %	88 %
Stockage	96 %	97 %
Cycle vapeur	25 %	34 %
Global maximal	17 %	13,5 %

**Tableau 2.2. Quelques rendements nominaux mesurés pour deux installations CRS à sels**

Le première centrale à tour commerciale de ce type, Solar Tres, pourra produire 17 MW<sub>el</sub> et bénéficiera de multiples améliorations par rapport à son modèle Solar Two [1], dont un champ d'héliostats avec un multiple solaire égal à 3, un récepteur cylindrique à haut flux

limitant les pertes et résistant à la corrosion, un stockage plus grand (15h de production), et des boucles de sels fondus simplifiées.

Le rendement net annuel de la centrale de référence simulée par ECOSTAR (50 MW<sub>el</sub>) est de 16%, pour un LEC de **15,5 c€/kWh**. La répartition des coûts permet de voir que l'investissement pour le stockage et la tour est limité à 6% du total. Le problème majeur de la technologie sels fondus est la disponibilité de la centrale, perturbée par des problèmes de corrosion et de traçage du circuit pour éviter la solidification des sels. Cette disponibilité sera augmentée par l'expérience acquise dans la conduite de ce type de centrales. Ceci implique un risque financier plus élevé pour les premières installations, qui se répercute sur les coûts d'amortissement du capital. Les réductions du LEC les plus importantes pourraient être obtenues par l'utilisation d'un seul module de 50MW<sub>el</sub> pour bénéficier de cycles plus performants mécaniquement (10% de réduction) et d'héliostats de grande taille ou couplés (10% de réduction).

### 2.1.2.2 Systèmes à caloporteur vapeur

Bien avant les centrales cylindro-paraboliques DSG, la génération directe de vapeur a été envisagée dans les centrales à tour dès la fin des années 1970. Cette technologie permet de simplifier au maximum l'intégration de l'énergie solaire dans un cycle à vapeur conventionnel, le récepteur solaire jouant le rôle de générateur de vapeur. Un stockage de vapeur de quelques minutes peut être employé pour faire tampon entre le captage et l'utilisation de l'énergie. La principale difficulté réside dans le fait que l'évaporation et la surchauffe de l'eau dans les tubes absorbeurs causent de forts gradients de température et donc des contraintes thermomécaniques qui occasionnent des surchauffes des parois absorbantes, des déformations et finalement des fuites raccourcissant la durée de vie du récepteur. La vapeur saturée est considérée comme une approche moins risquée d'un point de vue technologique, cependant les températures en sortie sont nettement plus basses, ce qui limite la capacité du stockage et grève le rendement du cycle thermodynamique. Les centrales à tour à vapeur surchauffée présentent l'avantage de pouvoir utiliser des turbines plus petites, plus légères et moins chères, d'éviter la condensation de la vapeur pendant la détente, ce qui rend l'exploitation plus facile et la maintenance moins coûteuse, et d'atteindre des températures de vapeur supérieures à 500°C, permettant aux turbines actuellement disponibles de travailler à leur efficacité maximale.

Aujourd'hui le problème des récepteurs à vapeur surchauffée n'est toujours pas résolu, et le dimensionnement de la cavité pour des plus fortes puissances sera le défi majeur à relever pour leur conception.

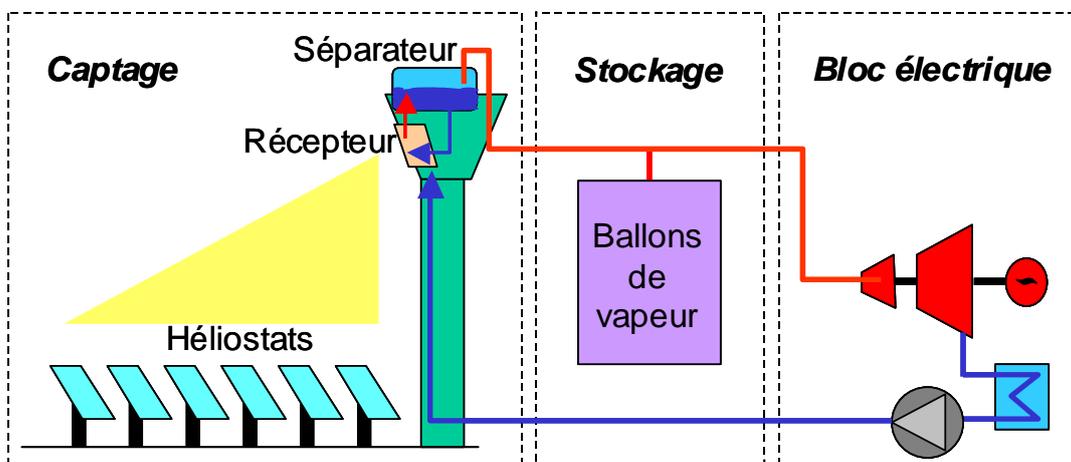


Figure 2.7. Schéma de la centrale à vapeur saturée (inspiré de PS10)

La production de vapeur surchauffée par voie solaire a été démontrée par plusieurs centrales à tour comme CESA-1, Solar One (100 bar, 516°C, 14 kg/s) ou Eurelios, mais des problèmes critiques sont apparus à cause de coefficients de transfert dissemblables dans la chaudière et les surchauffeurs. Jusqu'à présent l'emploi de cette technologie a toujours occasionné des défaillances opérationnelles des modules de surchauffe des récepteurs. Par exemple sur Solar One, dont la chaudière était composée de tubes parallèles verticaux pour la préchauffe, l'évaporation et la surchauffe, la fréquence des régimes transitoires et la distribution non uniforme du flux sur le récepteur ont occasionné de nombreuses fuites sur les tubes grevant fortement la disponibilité de la centrale. Ce point faible de la technologie à vapeur surchauffée peut être considéré comme une des causes de l'abandon de cette filière aux Etats-Unis et du choix des sels fondus pour Solar Two [12].

De meilleurs résultats au niveau des absorbeurs, de la durée de vie, du coût d'investissement et du contrôle ont été obtenus pour des récepteurs à vapeur saturée (ex projet STEOR d'extraction de pétrole grâce à l'énergie solaire ou projet WIS 2 MW au laboratoire Weizmann en 1989). La pointe de la technologie actuelle est la centrale PS10 (11 MW<sub>el</sub>) inaugurée en mars 2007 (voir Figure 2.7), qui représente une étape essentielle dans la réduction des risques technologiques. Cette installation commerciale inclut un système de stockage de vapeur saturée (50 minutes à 50% de charge) et un récepteur tubulaire très performant (rendement annuel de 90%) permettant de produire de la vapeur à 40 bar et 250°C.

Après avoir envisagé à partir de l'année 2000 des projets de centrales à récepteur volumétrique ouvert, en 2003 Solucar se tourne vers la technologie vapeur, connaissant les bons résultats de STEOR, WIS 2 MW et CESA-1. La solution vapeur saturée a finalement été retenue, puisque la surchauffe solaire s'avère délicate et que l'appoint fossile limité par la législation espagnole à 15% de la production annuelle ne permet pas de surchauffer la vapeur. La construction de la centrale PS10 aura duré 2 ans à partir de juin 2004 et coûté 38,5 M€, soit 3500 €/kW<sub>el</sub> installé [13]. Le champ est constitué de 624 héliostats Sanlucar 120 de 121 m<sup>2</sup> (dont la courbure sphérique est égale à la distance oblique), ce qui correspond à un multiple solaire de 1,3. Le récepteur est conçu pour produire une faible qualité de vapeur en sortie (grande fraction d'eau liquide), pour assurer un bon mouillage des parois internes des tubes. Il doit produire plus de 100 t/h de vapeur saturée. Le cycle thermodynamique est à 2 niveaux de pression à soutirages. Le stockage est constitué de 4 réservoirs utilisés séquentiellement en fonction de leur charge, à pression variable pouvant descendre jusqu'à la pression minimale requise pour une utilisation de la turbine à 50% de charge.

Le système de référence simulé par ECOSTAR pour les centrales de ce type est basé sur 5 modules de type PS10 de 11MW<sub>el</sub> chacun. On remarque ici que le facteur de capacité est trop faible (25,6%) pour produire de 9h à 23h sans appoint fossile, essentiellement à cause de la faible capacité du stockage. Le LEC est estimé à **16,6 c€/kWh**, pour une installation où le récepteur peut difficilement être amélioré mais où les coûts de maintenance de la turbine sont très élevés. Pour cette technologie l'homogénéité de la température et donc de la pression dans le récepteur est essentielle : les points chauds peuvent être réduits par des stratégies de pointage couplées à une précision accrue de la poursuite et par un écoulement de fluide optimisé dans la cavité [1]. Le passage de la vapeur saturée à la vapeur surchauffée permettrait de travailler à des températures de 550°C au lieu de 250°C et d'obtenir un rendement du bloc électrique de 38-40%, mais augmenterait le coût du récepteur de 110 à environ 150 €/kW<sub>th</sub> à cause de la nécessité d'un récepteur double pour la vapeur saturée et pour la vapeur surchauffée.

### 2.1.2.3 Systèmes à caloporteur air et récepteur ouvert

Le circuit de transfert de chaleur est basé sur un schéma où l'air atmosphérique est aspiré à travers un récepteur volumétrique à absorbeur poreux (treillis métallique ou céramique) au travers duquel il est chauffé jusqu'à environ 700°C et utilisé pour alimenter un cycle vapeur à 480-540°C. L'air en sortie d'échangeur est rejeté devant l'entrée du récepteur pour minimiser les pertes thermiques. Ce schéma peut intégrer un stockage thermique thermocline céramique réversible d'une capacité équivalente à 3 à 6 heures de production à charge nominale. La technologie des récepteurs à air bénéficie d'une conception simple et d'une faible inertie thermique qui lui promettent des démarrages rapides et une grande fiabilité dès les premières centrales pilotes. Le rendement total est assez faible pour une centrale à tour, à cause des performances relativement mauvaises des récepteurs volumétriques actuels qui sont moins développés que les récepteurs à sels ou à vapeur saturée.

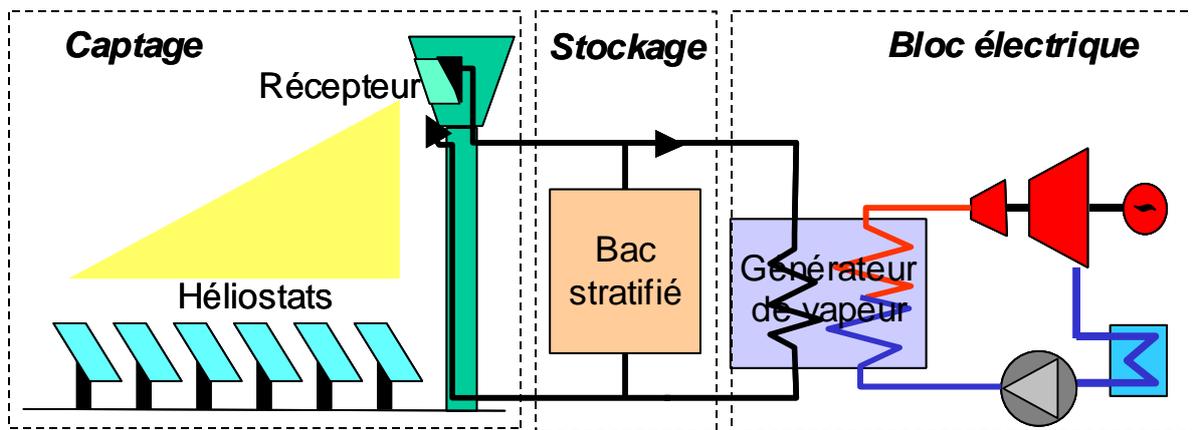


Figure 2.8. Schéma d'une centrale à tour à air à pression atmosphérique

Après l'échec en 1990 d'un projet de centrale en Jordanie sur l'initiative du consortium Phoebus, un récepteur expérimental à air a été installé au sommet de CESA-1 à la fin de 1991 puis exploité par la DLR et le CIEMAT pendant presque 400 heures en 1993, et plus ponctuellement en 1994 et 1999. Cette expérience a démontré qu'une température de 700°C en sortie de récepteur pouvait être atteinte en moins de 20 minutes et maintenue ensuite. Ainsi l'entreprise espagnole Abengoa avait choisi le schéma Phoebus comme l'une des options pour sa première centrale commerciale. Même si finalement c'est un système à vapeur saturée qui a été retenu pour la version finale de PS10, les études réalisées à cette occasion constituent la référence pour cette technologie et ont été complétées grâce au projet européen SOLAIR (voir Figure 2.8), avec un nouveau récepteur à structure modulaire à absorbeur céramique (SiC recristallisé de porosité 49,5%). Testé à la PSA de juin 2003 à juin 2004, SOLAIR est plus compact que le récepteur à mousse métallique Phoebus-TSA et capable de chauffer l'air jusqu'à 800 °C [14].

En prenant en compte les effets d'échelle, ECOSTAR prévoit un LEC assez élevé de **17,9 c€/kWh**, dû aux performances modestes des récepteurs volumétriques à air, encore peu étudiés. Les recherches devraient donc porter en premier sur le récepteur et le circuit d'air pour en minimiser les pertes. Ici encore la gestion des points chauds est essentielle pour éviter la destruction du matériau absorbeur volumétrique en mousse métallique ou céramique. La première étape devrait donc être la construction d'une centrale complète à petite échelle. Le passage à de plus fortes puissances sera facile pour les récepteurs (qui peuvent être intégrés au sommet d'installations existantes), pour le générateur de vapeur et le bloc électrique (qui sont disponibles à de nombreuses tailles), et plus long pour le stockage mais avec des risques modérés.

### 2.1.3 Les paraboles-Stirling

Le module de base d'une centrale parabole-Stirling est constitué d'un concentrateur parabolique, d'un récepteur solaire et d'un moteur Stirling. La taille relative de la parabole est d'environ 100 m<sup>2</sup> pour un moteur de 20 kW<sub>el</sub>. Pour un module parabole-Brayton, une turbine à gaz remplace le moteur Stirling. Dans les deux cas, aucune option de stockage n'est encore disponible.

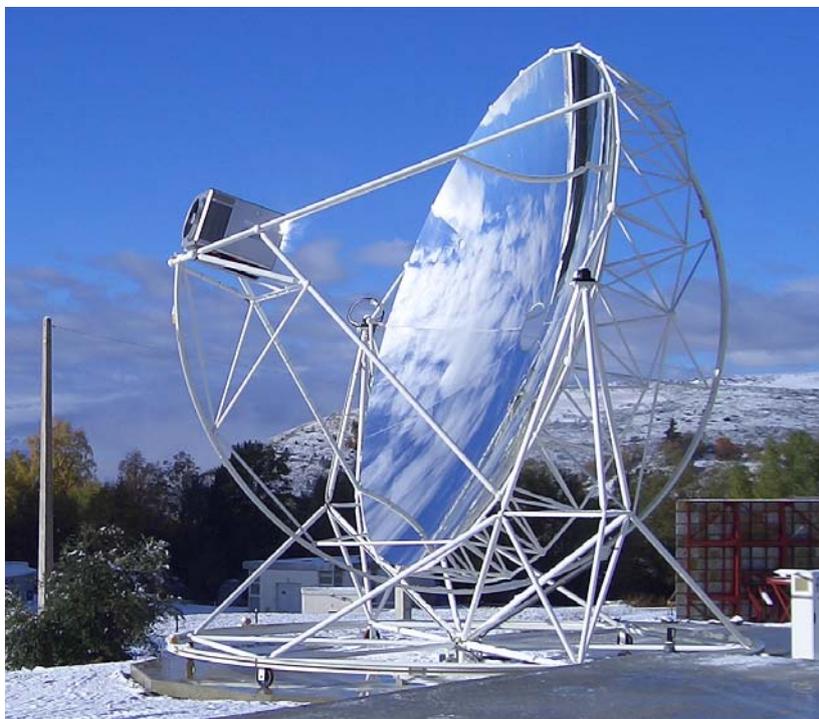


Figure 2.9. Système EURODISH en démonstration à Odeillo

Inspirés par les hauts rendements potentiels des moteurs Stirling, plusieurs systèmes paraboles-Stirling ont été construits et testés ces 30 dernières années, dont quatre sont actuellement au stade de démonstration ou de pré-commercialisation après plusieurs milliers d'heures de test (voir Tableau 2.3) : les systèmes SAIC (concentrateur à tambourins, récepteur hybridé), SES (parabole McDonnell-Douglas et moteur Kockums), WGAssociates (version connectées au réseau et hors-réseau, aujourd'hui propriété de SES) et EURODISH de SBP dont un exemplaire est en démonstration à Odeillo depuis juin 2004 (Figure 2.9).

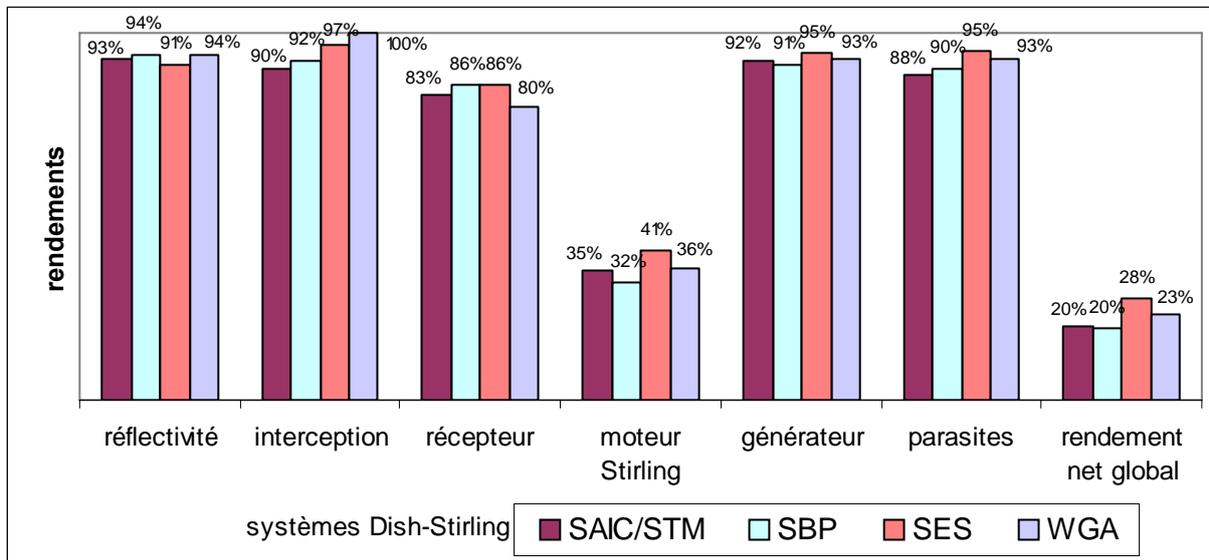
Les points communs de ces quatre systèmes sont une poursuite du soleil altazimutale, un système de refroidissement par radiateur/ventilateur, un système de lubrification par huile et un domaine de température des gaz compris entre 650 et 750 °C.

Le récepteur est un composant-clé travaillant sous des concentrations supérieures à 750 soleils et des températures proches de 800 °C dont les performances et la fiabilité peuvent encore être grandement améliorées, avec par exemple des récepteurs à caloduc (« heat pipe ») utilisant l'évaporation/condensation du sodium pour transférer la chaleur du récepteur vers la tête du cylindre chaud, des récepteurs hybrides gaz ou biogaz, ou encore des récepteurs volumétriques.

Système	SAIC-STM	SBP	SES	WGA
Concentrateur	tambourins	paraboloïde	paraboloïde approchée	paraboloïde
Nombre de facettes	16	12	82	32
Surface de verre (m <sup>2</sup> )	117,2	53	91	42,9
Moteur	STM 4-120 double acting	SOLO 161	Kockums / SES 4-95	SOLO 161
Fluide de travail	H <sub>2</sub>	He / H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>
Nombre d'unités installées	5	11	7	2
Puissance nominale (kW <sub>el</sub> )	23	10	25	9,5
Rendement net maximal	20%	23%	29,4%	24,5%
Rendement net annuel	14,5%	15,7%	24,6%	18,9%

**Tableau 2.3. Caractéristiques de quatre systèmes parabole-Stirling**  
(sources : [15], données PROMES)

Les rendements globaux des systèmes parabole-moteur sont très élevés (voir Figure 2.10), mais des problèmes de fiabilité nécessitent de longues heures de tests avant que ces installations puissent atteindre l'autonomie nécessaire à une exploitation commerciale, d'où la stratégie actuelle des constructeurs d'implanter de nombreux systèmes de démonstration sous différentes latitudes.



**Figure 2.10. Rendements des principaux composants de quatre systèmes parabole-Stirling [15]**

Deux principales barrières ont empêché la commercialisation de tels systèmes jusqu'ici : le coût de la parabole et le manque d'une réelle industrie des moteurs Stirling à une échelle convenable pour leur « solarisation », nécessaire pour réduire les coûts d'exploitation et de maintenance et augmenter la fiabilité. Le développement d'une industrie des micro-turbines

au cours de la dernière décennie permet d'envisager la substitution du moteur Stirling par une turbine à gaz de 30-100 kW<sub>el</sub>, reposant sur une industrie mature avec des coûts faibles et une grande fiabilité. Leur efficacité a augmenté rapidement grâce aux progrès des récupérateurs haute température, des paliers à air, des alternateurs grande vitesse et des rotors céramiques. Pour les Stirling le rendement thermique-à-électrique est proche de 40% [15], et la densité énergétique est excellente. Ils semblent particulièrement adaptés pour la production d'électricité décentralisée (sur ou hors-réseau) et la polygénération (chaleur, pompage d'eau...)

Ces installations souffrent aujourd'hui d'un coût d'investissement prohibitif (14000 €/kW<sub>el</sub> pour le système Eurodish à l'unité), mais pourraient bénéficier d'importants effets d'échelle avec une fabrication standardisée (2400 à 4000 €/kW<sub>el</sub> pour 5 MW<sub>el</sub> installés par an, 1600 à 2400 €/kW<sub>el</sub> pour 50 MW<sub>el</sub> installés par an) [15].

Par la suite, dans notre étude nous nous concentrerons sur les installations CSP de grande puissance unitaire. Les unités à parabole-moteur ne seront donc plus traitées.

### **2.1.4 Systèmes hybrides et systèmes mixtes**

L'hybridation permet au système de produire sous ensoleillement faible ou nul à l'aide d'un combustible fossile ou biomasse. La fraction solaire est une donnée essentielle à l'analyse des performances économiques et environnementales d'une centrale solaire hybride. Il existe plusieurs types d'hybridations, parmi elles citons les concepts HSGT et ISCC, ainsi que le reformage solaire de gaz naturel dont le produit (gaz de synthèse) est ensuite brûlé dans la chambre. L'avantage de ce troisième concept est que la partie solaire (génération de gaz de synthèse) et la partie GTA de l'installation peuvent être distantes de plusieurs kilomètres et reliées par un pipeline [16]. Il permet de produire de l'électricité solaire de manière indirecte, et ne sera pas étudié dans ce document. Les systèmes mixtes combinent plusieurs filières de capteurs solaires à concentration dans une même installation.

#### **2.1.4.1 Systèmes hybrides à caloporteur air pressurisé couplés à une TAG (HSGT)**

Ce concept de centrale à tour vise à tirer le meilleur parti de la concentration des rayons solaires en haut de tour pour atteindre des températures de l'ordre de 800-1000°C, dans la gamme requise pour actionner une turbine à gaz ou un cycle combiné. L'avantage de cette technologie est donc son haut rendement de conversion, les turbines à gaz étant plus efficaces que les turbines à vapeur. De plus elle nécessite peu ou pas d'eau de refroidissement et les coûts d'investissements spécifiques d'une turbine à gaz ou d'un cycle combiné sont généralement plus faibles que ceux d'un cycle de Rankine. Cependant, au stade actuel de développement de la technologie, les récepteurs à air pressurisé ne sont pas capables d'atteindre durablement les conditions de températures nécessaires en entrée de l'étage de détente d'une TAG (950-1300°C). Un combustible additionnel est nécessaire pour compléter le chauffage de l'air en sortie de récepteur solaire, ce qui fait donc de cette technologie une technologie hybride. Toutefois, à moyen terme, un fonctionnement exclusivement solaire avec un récepteur solaire à haute température et un stockage thermique sont envisageables pour ce système.

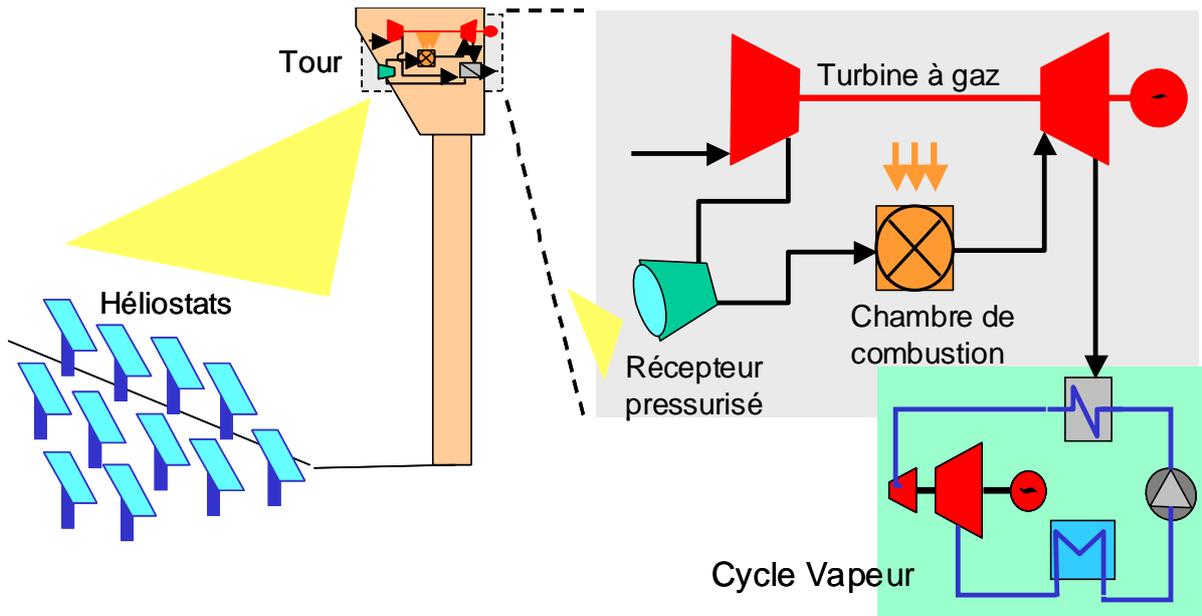


Figure 2.11. Concept de centrale hybride solaire/hydrocarbure avec cycle à gaz ou CC

Le récepteur solaire est placé en aval du compresseur (Figure 2.11). L'air y est préchauffé avant son entrée dans la chambre de combustion. La température nominale du récepteur détermine la fraction solaire maximum atteignable. Au plan technologique, l'hybridation permet d'envisager le développement de la filière au prix de modifications mineures apportées aux turbines à gaz existantes et d'améliorer progressivement les récepteurs solaires afin d'accroître leur température de sortie et leur rendement thermique.

Les TAG les plus adaptées à la solarisation sont celles avec une chambre de combustion externe. En général plus une TAG est petite ou complexe, plus sa solarisation est difficile. Les modifications apportées à une TAG pour la solariser concernent les conduites d'air, le système de refroidissement, la chambre de combustion, l'injecteur, l'allumage, le système de commande, la soupape de dosage, les renforts d'assemblage et des joints statiques haute température [17].

Sous climat méditerranéen (2015 kWh/m<sup>2</sup>/an, Séville, Espagne) avec une turbine PGT10 (General Electric, 11,1 MW<sub>el</sub>) dont la chambre de combustion est alimentée par de l'air à 800°C en sortie du récepteur, la fraction solaire annuelle est estimée à 13%, 25% et 42% pour un facteur de capacité respectivement de 100%, 50% et 30% [18].

Dès 1975, le projet français Sirocco [19] porté par le CNRS et le CEA a permis de concevoir et tester un récepteur solaire surfacique de 500 kW<sub>th</sub>. Ce récepteur en acier réfractaire (Nicral 35) de type « boîte à œufs » avec jets d'air (voir Figure 2.12) chauffait de l'air pressurisé (3 bar) jusqu'à 845 °C avec un rendement de 60 à 73%, dans l'idée de valoriser la chaleur produite par l'intermédiaire d'une TAG.

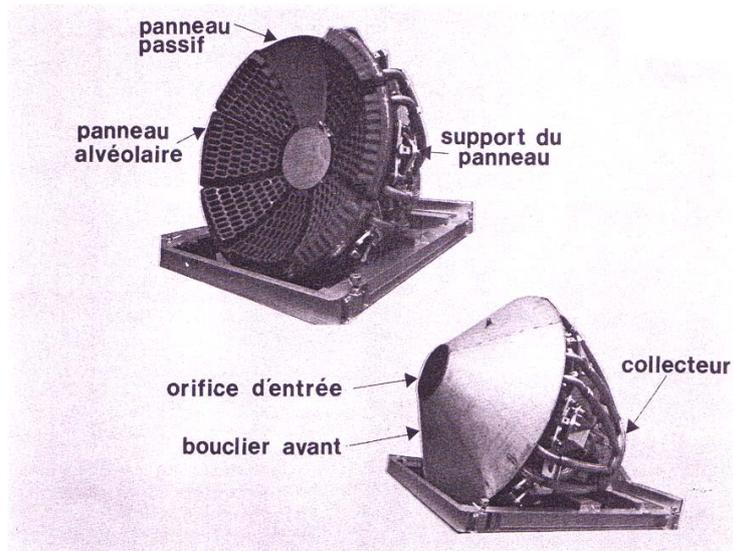


Figure 2.12. Photographies du récepteur SIROCCO [19]

En 1985, le projet germano-espagnol GAST coordonné par les entreprises Interatom et Asinel a proposé la construction d'une centrale de 20 MW<sub>el</sub> dans le sud de l'Espagne utilisant un récepteur tubulaire à air pressurisé. Plusieurs composants de cette centrale ont été testés à la PSA en 1985-1986, tels que les héliostats et le récepteur métallique produisant 2,45 kg/s d'air à 9,5 bar et 800 °C. Un second récepteur en tubes céramique SiC a été testé en 1987, avec un débit de 0,48 kg/s à 9,3 bar et 1000 °C. Mais les coûts d'investissement élevés et les faibles flux solaires incidents acceptés par les tubes (moins de 200 kW/m<sup>2</sup>) ont dissuadé les participants de poursuivre dans cette voie [10].

En 1995, un consortium israélien a développé un projet HSGT similaire, CONSOLAR, basé sur un concentrateur à tour réfléchissante (voir paragraphe 2.2.1.6), un récepteur volumétrique pressurisé appelé DIAPR [20] atteignant 1200 °C sous 20 bar (testé en 2002 au WIS [21]), et une boucle CC.

Les centrales à tour hybrides ont ensuite été envisagées avec un récepteur à vapeur saturée dans les projets de faisabilité SOLGAS et COLON SOLAR [22] pour des systèmes de cogénération. Ceux-ci n'ont jamais été concrétisés par manque de sites adéquats (nécessité d'une source de gaz à proximité) et de subventions (la faible fraction solaire rendaient ces installations non-éligibles pour les subventions espagnoles).

Ce concept a aussi fait l'objet de travaux expérimentaux récents dans le cadre du projet européen SOLGATE [23] qui a permis d'expérimenter avec succès pendant environ 500 heures sur la PSA un récepteur solaire modulaire (3 modules de type REFOS), d'une puissance totale d'environ 1 MW<sub>th</sub>, alimentant une turbine à gaz de 250 kW<sub>el</sub> (Figure 2.13). Lors de la première phase de tests, la température de sortie d'air du récepteur solaire atteignait 800°C avec un rendement du récepteur de 78 ± 4%, une fraction solaire mesurée de 60% et un rendement global de 21,2%. Les essais à plus haute température (960°C) avec les trois zones de récepteurs ont permis d'accroître la fraction solaire jusqu'à 70% (±10%). Les investigations sur cette technologie se poursuivent aujourd'hui avec le projet SOLHYCO (2006-2009) soutenu par l'Union Européenne qui vise à coupler des récepteurs tubulaires avancés à des microturbines (100 kW<sub>el</sub>) [24], et le projet PEGASE à THEMIS (2007-2013) porté par le laboratoire PROMES (voir chapitre 1).

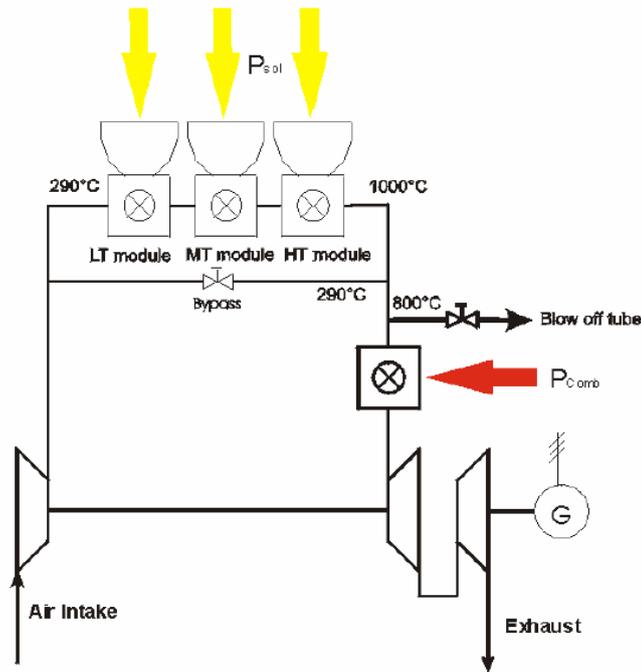


Figure 2.13. Schéma de l'installation Solgate utilisant un récepteur de type REFOS (source [23])

Les centrales hybrides solaires-fossiles présentent de forts potentiels de réduction de coûts grâce à de nombreux atouts :

- un **haut rendement de conversion** (efficacité nominale thermique à électrique de 45% pour un cycle combiné et de l'ordre de 36-43% pour les turbines avec récupération). Ces bonnes performances sont prévues pour une large gamme de puissances installées, recouvrant les puissances faibles (1-5 MW<sub>el</sub>) ou modérées (10-30 MW<sub>el</sub>) envisagées pour la démonstration et une commercialisation progressive de la filière. Pour une fraction solaire annuelle de 25-30 %, les rendements globaux annuels de conversion solaire/électricité de ces centrales sont voisins de 20% et dépasseront les 25 % à moyen terme. Ces rendements sont peu dépendants de la taille ce qui rend la filière très modulaire. Par ailleurs dans le domaine des faibles puissances, elle est bien adaptée à la cogénération et à la production décentralisée [9, 25],
- un **coût de l'électricité produite très faible**, même comparé à d'autres systèmes hybrides. Les études technico-économiques publiées dans [18, 25] peuvent être utilisées afin de situer le niveau de coût de production atteignable à moyen terme. Le Tableau 2.4 montre que le **LEC hybride** varie de **5,7 à 10,5 c€/kWh** (fonction essentiellement de la fraction solaire) pour un **LEC solaire** de **9 à 14 c€/kWh**,
- de **faibles coûts d'investissements spécifiques** d'une turbine à gaz ou d'un cycle combiné comparés à ceux d'un cycle de Rankine,
- des **risques technologiques et économiques faibles** grâce à une puissance installée exploitable en permanence, une fraction solaire adaptable et un champ solaire plus petit que pour les systèmes à cycle vapeur,
- **moins de fonctionnement en charge partielle** et de pertes en arrêt/démarrage, avec un fonctionnement en continu à rendement élevé sans stockage qui permet d'éviter de garder une installation conventionnelle en stand-by ou de construire une nouvelle centrale thermique fossile pour compenser les fluctuations de production dues à l'intermittence de la ressource,

- une **grande compacité de la boucle thermodynamique** permettant l'implantation du système complet en haut de la tour. Cette caractéristique a pour conséquence la réduction des pertes thermiques.

Localisation et [Référence]	DNI Annuel (kWh/m <sup>2</sup> )	P <sub>el</sub> (MW <sub>el</sub> )	Temp. sortie récepteur (°C)	FC Annuel (%)	FS Annuelle (%)	LEC hybride (c€/kWh)	LEC solaire (c€/kWh)
Daggett (CA, USA) [18]	2790	16	1000	40	70	10,5	13
Barstow (CA, USA) [25]	2375	30	1000	34 / 45	65 / 50	8,7 / 7,2	9 - 10
			1200	34 / 45	50 / 38	8 / 6,7	
Séville (Espagne) [18]	2015	16	800	100	11,6	5,7	14

**Tableau 2.4. Evaluation du coût de production de l'électricité à moyen terme (2015-2020) par la filière hybride solaire/fossile avec cycle combiné**

Au niveau actuel de développement de cette technologie, les principaux objectifs de R&D sont les suivants [18] :

- vérification des hypothèses de conduite et de maintenance pour le récepteur et le bloc électrique,
- augmentation de la fraction solaire pour réduire les émissions de gaz à effets de serre (par exemple avec l'insertion d'un stockage de chaleur HT ou des modifications de la TAG),
- réduction des coûts des composants solaires, et notamment des modules de récepteur.

Bien que les estimations de coûts soient favorables à des applications potentielles sur le marché de l'électricité verte, plusieurs facteurs d'ordre technologique freinent l'introduction de cette nouvelle technologie :

- la chambre de combustion doit être modifiée pour travailler à des températures d'entrée élevées [16],
- l'expérience SOLGATE a révélé la fragilité des composants du système lors du fonctionnement jusqu'à 960°C. Les prochains travaux devront permettre d'améliorer la fiabilité du récepteur et de protéger la turbine à gaz de variations trop brusques de ses conditions d'entrée.
- Il n'existe pas d'options de stockage disponibles à ces niveaux de température.

Cependant, les principales barrières au développement commercial de cette filière sont d'ordre économique :

- il existe très peu de possibilités pour financer une installation dont la fraction solaire est inférieure à 70%. En effet les schémas d'aides publiques en Espagne excluent les installations hybrides dont la partie fossile dépasse 15%, ce qui rend l'accès au marché très difficile pour de telles centrales dont la fraction solaire annuelle est de 20-30% [1],
- le LEC reste encore supérieur à celui des centrales conventionnelles et l'investissement spécifique requis demeure trop élevé (de 1800 à 7000 €/kW<sub>el</sub> [18])

- pour exploiter tout le potentiel de rendement des cycles combinés (rendement thermique à électrique supérieur à 45%), il faut des capacités installées de plus 50 MW<sub>el</sub>, ce qui nécessite un très gros investissement au départ, avec des risques technologiques élevés liés à la technologie émergente.

Il en résulte que les efforts de recherche doivent dans un premier temps se concentrer sur des bas niveaux de puissance, avec par exemple des installations de moins de 10 MW<sub>el</sub> principalement destinées à la production décentralisée avec cogénération de chaud ou de froid [18].

Ce type d'installations HSGT modulaire avec récupération des gaz d'échappement pour du chauffage, du dessalement, du traitement d'eau permet d'utiliser au mieux l'énergie solaire captée. On les trouve dans la littérature depuis l'origine des centrales solaires existantes dans les années 70 sous le nom de *Modular Integrated Utility System* (MIUS), *Total Energy Systems*, *DEUS*, *IEUS*, ou même *District Heating, Energy Cascade and Cogeneration*. Le regain d'intérêt pour le concept MIUS part de l'idée que la recherche d'une niche pour les systèmes CSP s'est faite dans une structure de production d'électricité obsolète basée sur un marché de l'électricité centralisé et de grandes centrales [9]. Leur modularité présente en effet de nombreux avantages :

- suivre de près la demande et la croissance potentielle de la charge,
- satisfaire les exigences de fiabilité avec moins de capacité installée,
- répartir les coûts de construction sur plusieurs années.

Pour être viables pour des applications industrielles, les petits systèmes de cogénération doivent fonctionner en base, ce qui est un inconvénient pour les systèmes solaires à tour. Par contre les applications dans des centres commerciaux, des hôpitaux, ou des quartiers résidentiels requièrent en général un facteur de capacité inférieur à 50%. Une approche MIUS pourrait donc subvenir à ce type de demande avec des fractions solaires proches de 50%.

A l'origine la production d'énergie dans des MIUS était assurée par des batteries, des PAC, du PV, des capteurs solaires plans, des éoliennes, des moteurs Diesel et des turbines à gaz. Une centrale à tour optimisée pour une telle application pourrait inclure une tour et des héliostats de petite taille pour réduire l'impact visuel et améliorer le rendement du champ, et des TAG de puissance 500 kW<sub>el</sub> à 25 MW<sub>el</sub>. Ces dernières sont largement utilisées à partir de 3-4 MW<sub>el</sub> pour la cogénération et disponibles dans la gamme 100 à 600 kW<sub>el</sub> au prix d'un rendement électrique d'environ 25%, même si le rendement global atteint 80 à 90% avec la valorisation des gaz d'échappement.

Les performances estimées d'une installation MIUS avec des récepteurs de type REFOS sont étudiées dans [9]. Un cas d'étude particulièrement favorable est celui du centre commercial, dont 85% de la demande en électricité est concentrée pendant la durée du jour, avec un profil journalier uniforme et une augmentation de la demande en été (climatisation). Dans ce cas, toujours selon [9], la FS est de 56%, et 85% de l'électricité solaire produite est consommée. La turbine fonctionne la plupart du temps à des charges élevées (75%), et quelques heures à faible charge pour les ouvertures et fermetures du centre. La chaleur résiduelle est utilisée pour le chauffage et l'eau chaude, et correspond à environ 50% de la demande.

Les points critiques dans l'analyse d'un système MIUS sont le rendement à charge partielle de la TAG et la différence entre l'offre et la demande de chaleur récupérable.

#### **2.1.4.2 Systèmes hybrides de cycle combiné à préchauffage solaire (ISCC)**

Une autre technologie hybride avec des perspectives à long terme est celle des systèmes solaires intégrés dans un cycle combiné (ISCCS), où l'énergie thermique issue d'un champ PT est intégrée en préchauffage d'une centrale CC. Cette option mène à un LEC solaire remarquablement bas (**9 c€/kWh** sans stockage et **7,5 c€/kWh** avec stockage thermique pour une ISCC de 310 MW<sub>el</sub> en Californie [18]). Cependant ces installations ne peuvent fournir que des fractions solaires faibles (4% pour les ISCCS sans stockage thermique et 9% pour les ISCCS avec stockage thermique [18]). Toutefois les systèmes ISCC constituent une technologie de transition très prisée (voir les installations en projet à l'Annexe A) qui favorisera la baisse des coûts et l'amélioration des performances des capteurs linéaires (PT ou CLFR) par la production de masse et le cumul d'heures d'exploitation.

#### **2.1.4.3 Centrales mixtes tour/capteurs PT avec génération directe de vapeur avec appoint fossile ou biomasse**

Le principe de ces systèmes est l'intégration d'un récepteur à vapeur surchauffée pour la surchauffe directe de la vapeur au sommet d'une tour relativement petite intégrée dans une centrale plus grande de technologie PT ou CLFR qui assurerait la préchauffe de l'eau et éventuellement son évaporation. Ce système, envisagé par Abengoa sur la plate-forme solaire de Sanlucar la Mayor, permet donc d'utiliser au mieux les capacités des deux concepts de concentration du rayonnement solaire employés dans des centrales solaires de puissance modérée (quelques MW<sub>el</sub>) : d'une part les capteurs linéaires qui ne permettent pas d'atteindre des températures élevées à cause de leur faible concentration (environ 80 soleils) mais qui sont relativement bon marché grâce à une mise au point de la technologie poussée très loin, et d'autre part les CRS plus chers, de taille limitée, mais pouvant transmettre au fluide caloporteur de la chaleur haute température (jusqu'à 1000°C).

Ces installations peuvent être hybridées. Trois modes de production sont alors possibles : solaire seul, gaz/biomasse, et un mode de génération hybride pour gérer les régimes transitoires et les périodes où l'ensoleillement est insuffisant pour faire fonctionner la centrale à pleine charge (Figure 2.14). La turbine à vapeur peut donc fonctionner à pleine charge soit en mode solaire seul, soit en déchargeant le stockage avec surchauffe au gaz (mode hybride) pour couvrir le pic de demande en soirée (19-21 heures).

Cette technologie vise une réduction du coût de production de l'électricité (LEC) qui proviendrait notamment de la génération directe de vapeur (DSG), de l'emploi d'équipements à bas coût pour la production de vapeur saturée, et du développement d'équipements performants pour la production de vapeur surchauffée haute température associée à une turbine à haut rendement.

Malgré les problèmes apparus lors des expériences passées, la génération de vapeur sèche à partir de vapeur saturée provenant de technologies solaires dans un récepteur solaire surchauffeur est une option réaliste et prometteuse soutenue par les principaux organismes de R&D du domaine.

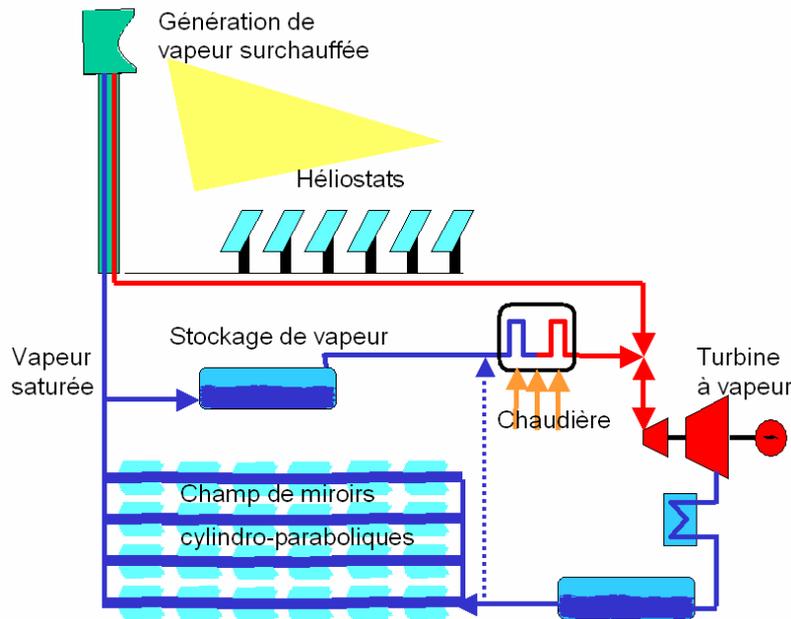


Figure 2.14. Exemple de schéma d'un système mixte PT-CRS

Cependant ce concept présente des risques technologiques importants à cause de la combinaison de technologies innovantes (PT et CRS) dans un même système. Un autre concept envisageable, peut-être moins risqué et permettant de limiter la dispersion des investissements dans deux technologies distinctes, est l'évaporation et la surchauffe de l'eau dans la tour au moyen de récepteurs séparés placés dans deux cibles différentes. On peut imaginer un champ d'héliostats avec une précision suffisante pour viser distinctement l'une ou l'autre zone de récepteurs placés dans la même cible. Par ailleurs des travaux portant sur un récepteur dual ont été effectués à la DLR. Il s'agit de réaliser séparément au sommet d'une tour l'évaporation directe de l'eau dans des tubes absorbeurs avec des pertes surfaciques faibles, et la préchauffe et la surchauffe de la vapeur par l'intermédiaire d'air issu d'un récepteur volumétrique ouvert [26].

Ce concept novateur, dont l'étude sera abordée au chapitre 6.4, est celui développé dans le projet SGB-EURECA proposé par Solucar et ses partenaires (dont PROMES) en 2004.

## 2.2 Composants spécifiques

Tous les systèmes cités au chapitre précédent sont constitués des mêmes composants ou sous-systèmes, spécifiques aux centrales solaires (concentrateur, récepteur, stockage thermique) ou non (cycles thermodynamiques), dont les caractéristiques vont être détaillées dans cette partie.

### 2.2.1 Les concentrateurs

Les imperfections des concentrateurs (héliostats et collecteurs PT), telles que les irrégularités microscopiques, les erreurs de réglage, de courbure et de pointage, sont les principales responsables de la taille et la distribution de flux de la tache lumineuse sur la surface du récepteur. Les propriétés des concentrateurs se répercutent donc sur la géométrie du récepteur calculée pour minimiser les pertes à l'interface (débordement et pertes thermiques). Pour les centrales à tour, la tendance générale a été à l'augmentation de la surface unitaire des héliostats, mais certaines équipes de recherche envisagent aussi la conception d'héliostats de petite taille. En effet, des héliostats plus petits réduisent les effets

de masques et d'astigmatisme et donc permettent une surface réfléchive totale plus petite et donc une production électrique par m<sup>2</sup> légèrement meilleure. Le développement d'héliostats innovants peut être réalisé à petite échelle puisqu'il suffit de tester un héliostat sur une tour et une cible existantes pour effectuer sa qualification commerciale. Tous les héliostats actuels sont supportés par un fût (ou mat) métallique. Compte tenu l'augmentation du prix de l'acier, des structures porteuses en béton, déjà testées avec succès lors de l'avant-projet de THEMIS, pourraient faire l'objet d'un regain d'intérêt de la part des industriels du domaine. Par ailleurs l'inertie des structures en béton armé pourrait leur permettre de conserver leur précision nominale à des vitesses de vent plus élevées que celles acceptées par les grands héliostats actuels. A titre de référence, pour l'héliostat SANLUCAR 120 (120 m<sup>2</sup>) équipant PS10 et PS20 le passage en position d'attente est nécessaire dès 7 m/s, et en position de survie avant 10 m/s. Les héliostats de THEMIS, plus petits (54 m<sup>2</sup>), n'étaient placés en position d'attente qu'à partir de 14 m/s (50 km/h).

Nous détaillerons dans ce chapitre les innovations considérées comme étant les plus intéressantes par le groupe de travail ECOSTAR [1] et traiterons d'un concept original de concentrateur, celui de la tour réfléchissante.

### 2.2.1.1 Miroirs métallisés face avant / à vitres minces

Le coût des miroirs de capteurs cylindro-paraboliques actuels est d'environ 35 €/m<sup>2</sup>. Pour réduire ce coût, on peut utiliser des miroirs à vitres minces argentées face arrière, à moins bonne réflectivité mais beaucoup moins chers (9 €/m<sup>2</sup>). Leur problème à ce stade de leur développement est qu'ils ne peuvent pas supporter de forts rayons de courbures : ils sont donc utilisables seulement pour des héliostats ou des paraboles de grand diamètre. Une autre solution serait d'utiliser des miroirs métallisés face avant avec un substrat flexible (plastique ou feuille d'acier), ne posant pas de problème de réalisation mais ayant une mauvaise durabilité et nécessitant un revêtement protecteur durable et peu cher, qui une fois mis au point réduirait le coût jusqu'à 25 €/m<sup>2</sup>. Un brevet a déjà été déposé par le CIEMAT sur ce type de revêtement en 1995. Ces améliorations permettraient de réduire le coût d'investissement spécifique du champ solaire à 90-95% de sa valeur de référence, mais les dépenses de maintenance augmenteraient légèrement à cause de la fragilité accrue des structures.

### 2.2.1.2 Miroirs anti-poussières

La propreté des surfaces réfléchives est un facteur clé de l'efficacité des centrales solaires à concentration. A Solar One le nettoyage était assuré tous les 15 jours, à PSA tous les mois. Pour les centrales à tour américaines, un seul opérateur pouvait nettoyer 150 héliostats en 8 heures à l'aide d'un camion. Pour les SEGS de KJC, un lavage à l'eau déminéralisée haute pression permettait de nettoyer 30000 m<sup>2</sup> par journée de travail.

D'après [3], les besoins en eau pour le lavage des miroirs d'une centrale solaire sont approximativement 0,022 m<sup>3</sup> par m<sup>2</sup> de capteur et par an. Pour réduire les coûts de lavage, des recherches sont menées pour l'emploi de miroirs auto-nettoyants, déjà existants dans l'industrie automobile, qui augmenteraient la réflectivité des miroirs jusqu'à 88-91% et réduiraient le nombre de personnes requises pour la maintenance du champ de 0,03 à 0,02 personnes par 1000 m<sup>2</sup>. Des entreprises telles que Saint Gobain et Pilkington ont mis au point ce type de technologie permettant de dégrader la poussière, les résidus organiques et les dépôts de polluants atmosphériques par photocatalyse. Une autre voie étudiée est le développement de revêtements hydrophobes. Les principaux risques de développement sont la durabilité et la déformation mécanique de tels miroirs. Ces technologies étant relativement jeunes, les bénéfices qu'elles apportent en terme de consommation d'eau ne peuvent pas encore être chiffrés.

### 2.2.1.3 Héliostats couplés

Jusqu'à 40% du coût d'un héliostat est dû à son système de contrôle et de poursuite du soleil. Il s'agit ici d'effectuer le couplage mécanique d'un groupe d'héliostats pour réduire le nombre d'actionneurs et donc diminuer le coût du système de poursuite, ainsi le coût d'investissement spécifique du champ solaire est réduit à 80-90% de sa valeur de référence. En général, il y a une dépendance antagoniste entre la complexité mécanique et la précision de visée du système de poursuite.

### 2.2.1.4 Héliostats de grande surface

Actuellement une valeur réaliste pour les héliostats classiques de 120 m<sup>2</sup> serait 250€/m<sup>2</sup>. Le Tableau 2.5 montre les tendances de coûts et de surface unitaire de trois générations d'héliostats. Le coût du système de poursuite devrait passer de 80 à 40 €/m<sup>2</sup> d'ici à 2010 pour devenir compétitif. D'où la nécessité de concevoir des héliostats de grande surface, d'environ 200 m<sup>2</sup>. Or au-delà de 150 m<sup>2</sup> le système de guidage classique perd de sa précision. Par ailleurs, plus l'héliostat est grand, plus sa résistance au vent doit être étudiée avec soin.

Génération	Date	Surface (m <sup>2</sup> )	Constructeurs	Prix (€/m <sup>2</sup> )
1	1975-1985	40	CASA (Espagne), Martin Marietta (USA)	450
2	1985-2000	55-65	Asinel (Espagne), MBB (Allemagne)	250
3	2000- ?	90-150	ATS (USA) Solucar (Espagne)	150

Tableau 2.5. Les différentes générations d'héliostats

Deux nouveaux concepts de grands héliostats sont actuellement à l'étude, le Megahelio (Solucar - Ciemat) et l'Hexahelium.

### 2.2.1.5 Héliostats autonomes

Ils ont été mis au point à la PSA en 1995 et pourraient causer une avancée significative dans la réduction des coûts de génie civil des CRS. En effet l'autonomie des héliostats permet une infrastructure très légère et moins coûteuse grâce à la suppression des câbles et des tranchées. Pour une centrale de 10MW<sub>el</sub>, il faut compter 1 million d'euros pour le câblage. Plusieurs concepts d'autonomie ont été identifiés : physique, d'alimentation, à communication sans fil, de calcul, d'alarme et opérationnelle.

En plus de la suppression du câblage et de l'autonomie énergétique, les principaux avantages sont l'immunité contre les dégâts causés par les rats et les orages, l'insensibilité de la poursuite aux pannes électriques ou électroniques et la modularité.

Les pré-séries de PSA (projet PCHA de 92 unités en 2003) ont une surface de 40 m<sup>2</sup> et sont munis d'une batterie, d'une cellule PV et d'un radio-modem. Le développement de cette innovation dépend de son intégration dans des systèmes d'héliostats couplés ou de grande surface, ainsi que du coût des cellules PV, des radio-modems, des batteries et des moteurs à courant continu. D'après les estimations du projet PCHA, les coûts additionnels des composants spécifiques seraient concurrentiels face aux coûts des câbles, tranchées, etc...

Avec une vitesse de communication classique, le centre de commande peut contacter entre 20 et 80 héliostats par seconde. Suivant le mode d'opération, l'autonomie de l'héliostat varie de 5 à 12 jours, avec une consommation propre de 52 à 115 Wh<sub>el</sub>.

Un brevet a déjà été enregistré par le CIEMAT en 1999 sur ce type d'héliostat ; dont les risques principaux sont les défauts de communication. Le coût d'investissement spécifique du champ solaire passerait à 140/145€/m<sup>2</sup>.

### 2.2.1.6 Tour réfléchissante

Les bases de ce concept, aussi appelé en anglais Reflective Tower, Beam-Down, ou SCOT (pour Solar Concentration Off-Tower), ont été définies dès 1976 [27]. Il consiste à installer un réflecteur hyperboloïde au sommet de la tour pour rediriger le flux solaire concentré vers le pied de la tour, à la manière d'un télescope Cassegrain, comme représenté sur la Figure 2.15.

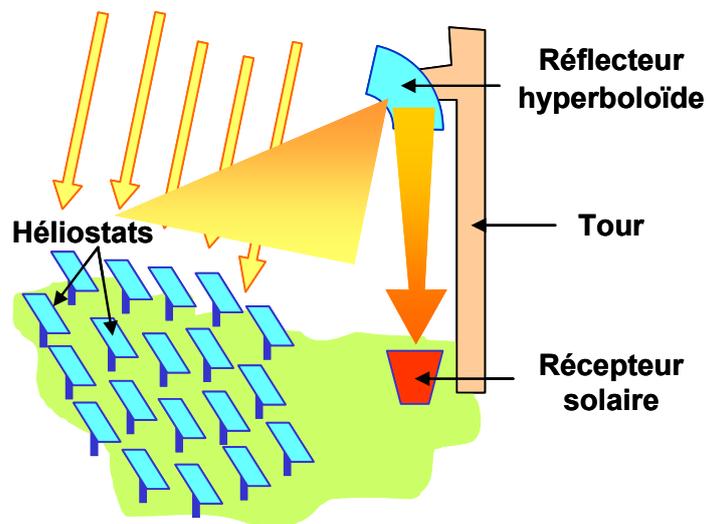


Figure 2.15. Schéma de principe d'une tour réfléchissante

Malgré d'importantes pertes par réflexion et les faibles concentrations en pied de tour, il présente de nombreux avantages [20] :

- le rendement du récepteur est élevé quelle que soit la configuration du champ, grâce à un faible angle de vue,
- la distribution de flux sur l'absorbeur est stable dans le temps, ce qui permet un contrôle simplifié des héliostats et des températures du récepteur,
- les principaux composants de la centrale sont situés au sol (récepteur, stockage, GTA,...), ce qui permet d'éviter une tour massive et chère ainsi que d'importantes pertes thermique.

### 2.2.2 Les récepteurs

Dans ce paragraphe, après avoir donné quelques définitions et ordres de grandeur relatifs aux récepteurs solaires, nous traiterons brièvement du récepteur REFOS qui présente de nombreuses singularités, avant de donner les pistes d'innovation préconisées par ECOSTAR pour ce composant.

### 2.2.2.1 Définitions et ordres de grandeur

Les récepteurs à moyennes et hautes températures utilisés dans les centrales solaires se partagent en deux grandes catégories (Figure 2.16) :

- Les récepteurs surfaciques, qui peuvent prendre la forme de tubes sous vide au foyer de concentrateurs PT, de tubes verticaux formant un cylindre externe (Solar One, Solar Two et Solar Tres), de tubes placés au fond d'une cavité (THEMIS, PS10) ou derrière un concentrateur secondaire (REFOS BT). Le rayonnement solaire concentré et le fluide caloporteur ont des directions perpendiculaires.
- Les récepteurs volumétriques sont constitués d'absorbateurs poreux placés à l'air libre (Récepteur Volumétrique Ouvert, RVO tels que Solair) ou sous pression derrière une vitre en quartz (Récepteur Volumétrique Fermé, RVF tels que DIAPR ou REFOS HT). Le rayonnement solaire concentré et le fluide caloporteur ont des directions parallèles.

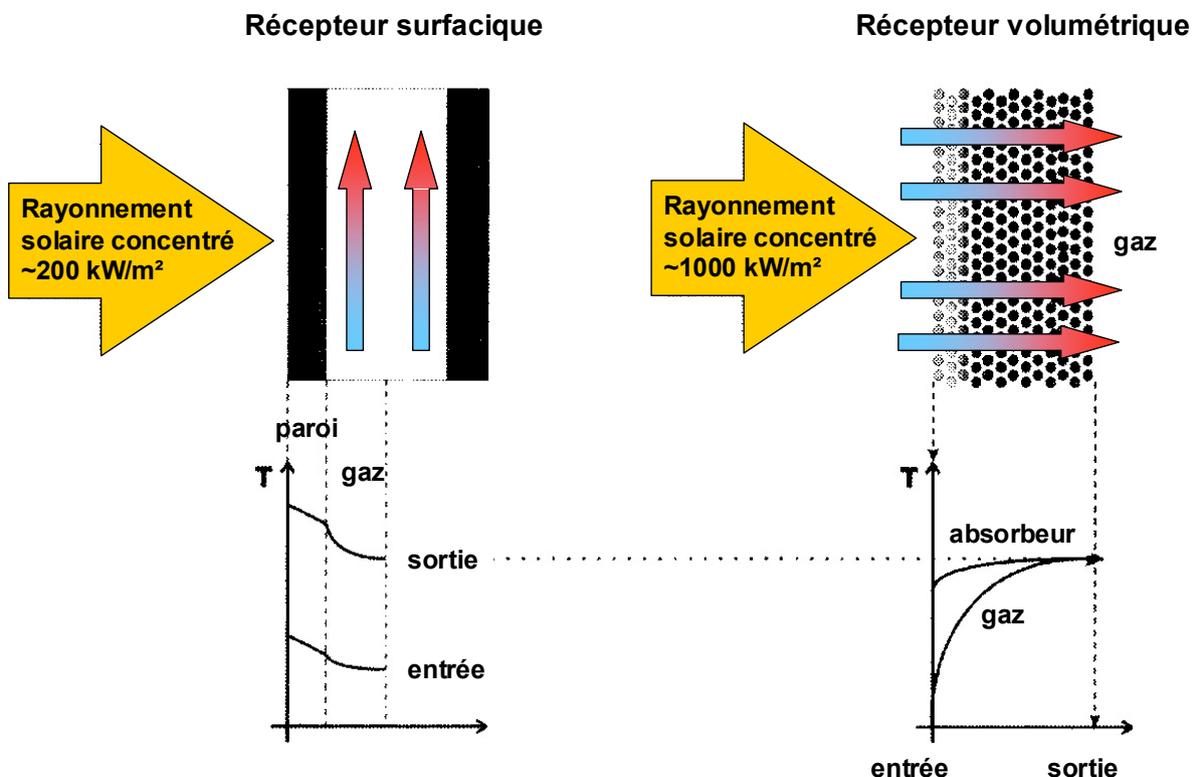


Figure 2.16. Les deux catégories de récepteur

Les récepteurs volumétriques ont été envisagés dès le début des recherches sur les centrales à tour à la fin des années 1970, avec en France le projet SIROCCO testé au four solaire d'Odeillo [19]. Ce récepteur de 500 kW<sub>th</sub> en acier réfractaire permettait de chauffer de l'air sous pression (3 bar) jusqu'à 845 °C sous un flux relativement peu concentré (150 kW/m<sup>2</sup>).

Deux caractéristiques du récepteur solaire sont primordiales pour la conception de la centrale :

- la température de sortie du fluide caloporteur, qui pilote la température de travail du stockage et du cycle thermodynamique et donc conditionne le matériau de stockage, le type de GTA et son rendement,

- la densité de flux incident acceptable par le récepteur, qui influe sur la stratégie de pointage et la surface irradiée du récepteur, dans le cas d'un CRS.

Ces deux grandeurs dépendent notamment du type de récepteur choisi, du fluide caloporteur et de sa température. Ainsi selon [28], la contrainte de flux admissible prévue pour Solar Two (sels fondus) était de 850 kW/m<sup>2</sup> en pics pour une température de sels de 520 °C, 240 kW/m<sup>2</sup> pour 565 °C et quasiment zéro à 600 °C à cause d'une oxydation des tubes par les sels à cette température. Il en résulte que l'écoulement du caloporteur était calculé de manière à ce que les parties du récepteur à basse température reçoivent des hauts flux, et que les parties du récepteur à hautes températures reçoivent des bas flux. Le Tableau 2.6 regroupe les valeurs maximales de températures de fluide caloporteur et de densités de flux acceptables trouvées dans la littérature, pour plusieurs couples récepteur – fluide envisageables. De manière générale, il semble difficile de dépasser 700 °C et 1 MW/m<sup>2</sup> avec un récepteur surfacique ou volumétrique ouvert. Cependant, le récepteur de la centrale Solar Tres est conçu pour résister à des flux de 1,2 MW/m<sup>2</sup> et le projet PEGASE à THEMIS a pour but de valider un récepteur surfacique sortant de l'air à plus de 700 °C. Si le RVP REFOS présente des caractéristiques comparables, le RVP DIAPR supporte lui des conditions de fonctionnement plus difficiles, sous une pression d'une vingtaine de bars.

A ces considérations énergétiques s'ajoute la notion de risque technologique, plus difficile à apprécier : en effet tous les couples récepteur-calporteur ne présentent pas la même maturité.

Fluide caloporteur	Tubes (PT)	Surfacique (CRS)	RVO (CRS)	RVP (CRS)
Huile	400 °C (SEGS)			
Sels fondus		535 °C (Solar Two) 650 kW/m <sup>2</sup> (PS10) 700 kW/m <sup>2</sup> (THEMIS) 830 kW/m <sup>2</sup> (Solar Two)* 1,2 MW/m <sup>2</sup> Solar Tres)*		
Eau	400 °C (DISS)	525 °C (CESA-1) 600 kW/m <sup>2</sup> (Eurelios)**		
Air / gaz		600 °C (REFOS BT) 200 kW/m <sup>2</sup> (GAST)	700 °C (TSA) 750 kW/m <sup>2</sup> (Solair)	1200 °C (DIAPR) 750 kW/m <sup>2</sup> (REFOS HT) 10 MW/m <sup>2</sup> (DIAPR)

**Tableau 2.6. Températures de caloporteur et flux incidents maximaux admissibles pour plusieurs couples récepteur-calporteur (\*[29], \*\*[30])**

### 2.2.2.2 Le récepteur REFOS

Le projet REFOS (1996-1998) [16] a permis le test d'un module de récepteur volumétrique pressurisé pour le préchauffage solaire à haute température. Placé derrière un concentrateur secondaire, ce type de récepteur n'est pas adapté pour un champ circulaire [1].

Ce récepteur volumétrique est de type modulaire étagé : à cause de la limitation en taille de la fenêtre de quartz, il est constitué de plusieurs modules assemblés. Le ou les modules de l'étage basse température du récepteur sont constitués de tubes métalliques dont la température limite de surface est 950°C. Ils permettent de porter l'air à 550°C – 600°C. Les étages à moyenne (800°C) et haute température (1000°C) sont constitués d'absorbeurs volumétriques (Figure 2.17). Chaque module comprend un concentrateur secondaire hexagonal, une fenêtre en forme de dôme fermant la cavité mais transparente au rayonnement solaire, un absorbeur poreux de type fibreux métallique ou céramique (carbure de silicium) chauffé directement par le rayonnement solaire et à travers lequel circule le gaz, et une enceinte métallique assurant la distribution du gaz. La puissance absorbée par

l'installation test était 350 kW<sub>th</sub> max pour des conditions d'air en sortie de 15 bar et 800 °C, avec une augmentation de température inférieure à 150 °C.

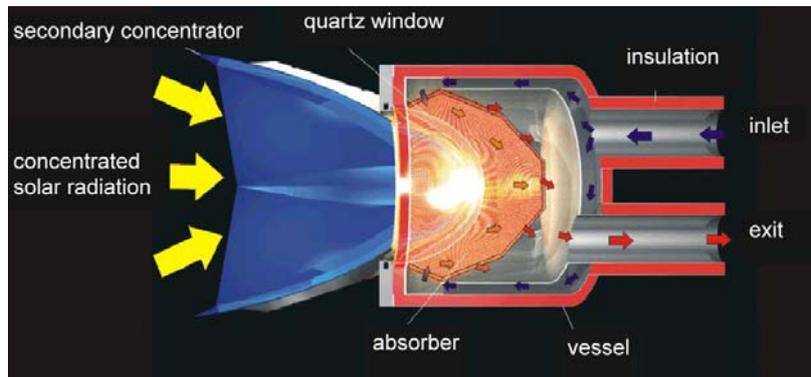


Figure 2.17. Module MT-HT du récepteur solaire modulaire de type REFOS (source : DLR, Allemagne)

Trois types de récepteur sont utilisés dans Solgate pour couvrir le plan focal : un module LT tubulaire, un module MT volumétrique avec absorbeur métallique et un module HT volumétrique avec absorbeur céramique tous équipés d'un concentrateur secondaire de 1,28 m<sup>2</sup>, avec un taux de concentration géométrique de 4,23, une réflectivité de 90% et un angle d'acceptance de 21 ° environ (Tableau 2.7).

Type de module	BT	MT	HT
Température de sortie nominale	600 °C	800 °C	1000 °C
Perte de charge nominale	150 mbar	20 mbar	20 mbar
Coût du module (incluant concentrateur secondaire)	17000 €	35000 €	40000 €
Coût spécifique (incluant secondaire et tuyauterie)	15938 €/m <sup>2</sup>	32813 €/m <sup>2</sup>	37500 €/m <sup>2</sup>

Tableau 2.7. Caractéristiques des récepteurs de Solgate  
Les coûts spécifiques sont indiqués par m<sup>2</sup> de surface de récepteur.

### 2.2.2.3 Pistes de recherche préconisées par ECOSTAR

L'analyse de sensibilité indique que certaines des innovations identifiées n'aurait qu'un faible effet sur le coût de l'électricité. Cependant elles sont importantes pour assurer une exploitation fiable, durable et conforme aux standards des systèmes électriques conventionnels.

#### a. Récepteurs pour capteurs linéaires :

Ici les innovations identifiées par ECOSTAR portent principalement sur les améliorations du revêtement sélectif, des joints des tubes absorbeurs, et des fluides caloporteurs pour augmenter la température et la pression du procédé, en réduisant les pertes de charge. L'élimination des soufflets (l'un des avantages des collecteurs de Fresnel où les tubes sont fixes) peut aussi conduire à l'amélioration des performances et de la longévité du récepteur. Des températures de fluide caloporteur augmentées jusqu'à 450/480 °C amélioreront le rendement du cycle jusqu'à 39/40% avec une température à la sortie du stockage de 430 à 460 °C. On peut aussi envisager de nouveaux collecteurs permettant de réduire la consommation parasite du champ. Pour les systèmes utilisant de l'eau / vapeur comme fluide caloporteur, des études pour réduire les effets d'asymétrie et d'instabilité dans les

tubes récepteurs feraient progresser la technologie. Pour les CLFR, le tube de verre extérieur peut être supprimé et remplacé par un concentrateur secondaire placé au-dessus de l'absorbeur, uniformisant son chauffage et réduisant la convection naturelle.

b. Récepteurs pour centrales à tour :

Pour tous les types de récepteurs centraux, un des points critiques est la gestion des points chauds, qui menacent l'intégrité du composant, tout en conservant une température maximale de caloporteur en sortie. Ils peuvent être atténués à l'aide de stratégies avancées de pointage des héliostats (pour homogénéiser le flux incident) ou de gestion du débit local de caloporteur (pour adapter les échanges locaux). La conception de récepteur duaux [26] ou multi-étagés, par exemple à l'aide de cavités multiples, peut aussi contribuer à résoudre ce problème.

Pour les systèmes à caloporteur sels fondus, le récepteur surfacique doit être conçu de façon à éviter la solidification des sels. Pour les systèmes à caloporteur vapeur, un récepteur tubulaire à cavité servant de générateur de vapeur paraît la configuration la mieux adaptée. Le passage de la vapeur saturée à la vapeur surchauffée permet de travailler à des températures de 550°C au lieu de 250-300°C et d'augmenter le rendement du bloc électrique, mais accroît le coût du récepteur de 110 à 140/160 €/kW<sub>th</sub> à cause de la nécessité d'un récepteur double pour la vapeur saturée et pour la vapeur surchauffée.

La principale avancée technologique attendue pour la technologie RVO est l'utilisation de petits modules assemblés (type Solair), dont l'assemblage doit être amélioré. Enfin la conception de l'optique secondaire des RVP doit être optimisée en incluant la maximisation de la taille de la fenêtre du récepteur.

### 2.2.3 Les cycles thermodynamiques

De manière générale, l'augmentation de la taille du GTA permet d'en réduire les coûts spécifiques et d'en augmenter le rendement. Des systèmes de 50 MW<sub>el</sub> présentent des rendements thermiques à électrique en général proches de 36-40% pour les cycles vapeur et 46-49% pour les turbines à gaz. Par ailleurs pour les CRS une grande tour coûte moins cher que plusieurs petites. Le refroidissement par eau des cycles de Rankine est conseillé (en effet un refroidissement par air augmenterait le LEC d'environ 10% [31]), ce qui pose la contrainte d'une source d'eau abondante et bon marché à proximité de la centrale. Comme l'annonçait Carnot, le rendement est aussi fonction croissante de la température de source chaude et peut donc être amélioré par des innovations sur le cycle comme l'ajout d'étages de resurchauffe. L'utilisation de turbines de Rankine organiques (où le fluide de travail reste à l'état gazeux tout au long de la détente) est aussi une piste de recherche pour des cycles BT.

Enfin, le fonctionnement des systèmes HSGT peut être amélioré par des modifications de la turbine à gaz, dans le but d'augmenter la fraction solaire tout en acceptant mieux les charges partielles.

### 2.2.4 Le stockage de chaleur

Quelle que soit la technologie retenue, le fonctionnement des systèmes solaires de production d'électricité est fortement contraint par les intermittences de la ressource. Pour y remédier, les centrales thermodynamiques disposent de deux options, l'hybridation, qui a déjà été abordée au paragraphe 2.1.4, et le stockage, que nous traiterons ici. Le stockage ne permet que rarement de réduire les coûts mais augmente considérablement la valeur de

l'électricité produite en lissant la production de la centrale. En effet il est plus intéressant pour un distributeur d'électricité de disposer d'un moyen de production permettant de produire de manière constante et prévisible, selon une courbe de charge prédéterminée, que de subir les aléas de production d'une centrale produisant « au fil du soleil ». Le stockage permet d'accroître la durée de fonctionnement (facteur de capacité) des centrales par rapport aux heures d'ensoleillement disponibles, qui passe typiquement de 20% sans stockage à 30-50% avec stockage. Il s'agit de stocker et de restituer l'énergie thermique à la puissance requise et à température élevée, variant d'une technologie à l'autre et en fonction des caractéristiques du sous-système de captage de l'énergie. Le Tableau 2.8 résume la situation en 2007.

Technologie	Niveau de température de stockage
Centrales à concentrateurs linéaires	300°C-400°C
Centrales à tour (actuelles, TAV)	250°C-550°C
Centrales à tour (futures, TAG et CC)	800°C-1200°C

Tableau 2.8. Températures de stockage requises par filière

Il existe donc de multiples concepts de systèmes de stockage. Dans cette partie nous verrons qu'il existe différentes façons de les classifier, par leur capacité, le type de chaleur stockée, ou leur intégration dans l'architecture de la centrale, puis nous détaillerons quelques systèmes mis en oeuvre dans des installations existantes et les matériaux associés.

#### 2.2.4.1 Capacité du stockage

La capacité de stockage s'exprime souvent en heures de production à pleine charge en l'absence de rayonnement solaire. On distingue :

- le **stockage « tampon »** pour lisser la production face aux intermittences imprévisibles de la ressource, telles que les passages nuageux. Sa capacité étant faible (typiquement 20 à 40 minutes), il impose toujours un fort décalage entre la disponibilité de l'électricité produite et la demande domestique. A titre d'exemple, la centrale espagnole PS10 dispose d'un stockage d'eau sous pression d'une capacité de 50 minutes environ à 50% de charge.
- le **stockage diurne** permet de compenser les intermittences prévisibles dues aux périodes jour/nuit. Sa capacité de quelques heures lui permet de décaler la production d'électricité vers les heures tardives de la journée pour satisfaire au mieux une courbe de charge ou la pointe des besoins. Les bonnes performances du stockage (déperditions faibles) permettent généralement de reporter aux jours suivants l'utilisation de ce stock. Ainsi l'énergie solaire est captée et stockée pendant la période la plus ensoleillée de la journée (alors que la demande domestique en électricité hors climatisation n'est pas importante), puis déstockée aux périodes de pointes de la demande (en début et en fin de journée). Par exemple, les centrales espagnoles Andasol et Solar Tres disposeront de stockages à sels fondus de capacités respectives de 7 heures et 15 heures.
- le **stockage saisonnier** permettrait de stocker en été de l'énergie qui serait utilisée en hiver. Seul un stockage de type chimique pourrait convenir à cette application.

#### 2.2.4.2 Type de chaleur stockée

Etudiés dès le début des travaux sur les centrales solaires thermodynamiques, les systèmes basés sur la **chaleur sensible** dans un milieu liquide (huile ou sels), solide (béton, sable, céramique), ou gazeux (vapeur) sont aujourd'hui assez bien maîtrisés. Pour ces technologies, le rendement est supérieur à 95% et le coût modéré (10 à 30 €/kWh<sub>th</sub>). Cependant cette technique de stockage impose une variation en température du matériau utilisé entre la charge et la décharge du stockage, qui perturbe la stabilité en pression/température de la boucle vapeur. Par ailleurs le stockage de chaleur sensible dans une centrale PT est problématique car la faible différence de température entre l'entrée et la sortie du champ (environ 100°C) impose des volumes de stockage (et donc des coûts) bien supérieurs à ceux des CRS à capacité équivalente.

Le stockage de **chaleur latente** présente deux intérêts majeurs : les phases de stockage et de restitution se font à température constante imposée par le matériau utilisé, et les capacités volumiques de stockage sont plus importantes que dans le cas de la chaleur sensible. Si le changement de phase liquide-vapeur présente les plus fortes capacités, le volume excessif de vapeur produit favorise le changement d'état liquide-solide. Néanmoins cette approche est encore au stade expérimental et nécessite encore des travaux complémentaires.

Le **stockage par cycle thermochimique** met en œuvre le stockage de l'énergie dans la chaleur de réaction de procédés chimiques réversibles. Sa faisabilité a été démontrée dans le cadre du projet européen SOLZINC (2001-2005) concernant la carbo-réduction solaire du ZnO pour la production d'hydrogène. Par ailleurs, des réactions telles que la dissociation du CaCO<sub>3</sub> en CaO et CO<sub>2</sub> pourraient permettre de stocker de la chaleur de 500 à 1000°C sous forme chimique et même d'atteindre des températures supérieures à celles du récepteur solaire. Le stockage thermochimique paraît approprié car il contient de grandes quantités d'énergie par unité de masse et ne nécessite qu'une isolation thermique minimale puisque l'énergie thermique est utilisée seulement pour détruire les liaisons et est stockée sous forme chimique [32]. Même si à notre connaissance les recherches sur le sujet ne concernent pas encore directement des applications pour la production d'électricité par voie solaire thermodynamique, ce type de stockage permettrait de restituer de la chaleur à très haute température (supérieure à 1000°C) et de découpler totalement, dans le temps et l'espace, le captage de l'énergie solaire de son utilisation.

#### 2.2.4.3 Architecture du stockage

Suivant la capacité voulue et la technologie de la centrale, une nouvelle façon de classer les différents types de stockages thermiques est ici proposée :

- le stockage découplé, dans deux bacs, pour lequel le fluide caloporteur est aussi fluide de stockage (stockage direct), est une solution éprouvée pour les centrales à caloporteur sels fondus (THEMIS, Solar Two). Il s'agit même du premier mode de stockage testé sur les centrales solaires. En effet, la nécessité d'avoir un fluide de transfert entre le système de concentration/conversion de la source solaire et le système de production d'électricité a rapidement conduit à la combinaison des fonctions de transfert et de stockage de ce même fluide. Il peut aussi être envisagé en stockage tampon (capacité très faible) pour les installations DSG sous la forme d'un accumulateur de vapeur.
- Le stockage en parallèle peut être by-passé. Constitué de deux bacs, c'est une solution classique pour les centrales à caloporteur huile (Andasol). Constitué d'un seul bac, il peut correspondre à un stockage de chaleur sensible (à stratification) ou latente (par MCP ou vapeur).
- Dans le stockage en série, la chaleur n'est stockée qu'à un seul niveau de température en sortie de récepteur, pour atténuer les variations de température du

caloporteur dans l'échangeur de chaleur. Dans le cas de la DSG il faut prévoir un by-pass supplémentaire du GTA pour pouvoir le charger hors production, sous peine de faire passer de l'eau liquide en entrée de l'étage de détente.

- Le stockage intégré à l'échangeur pourrait être une option intéressante, même si la conception d'un tel composant paraît complexe et la capacité de stockage limitée.

Notons que les configurations rassemblées dans le Tableau 2.9 correspondent à une vision théorique du problème de l'insertion du stockage dans une installation, certaines d'entre elles seront certainement vite écartées par l'expérience.

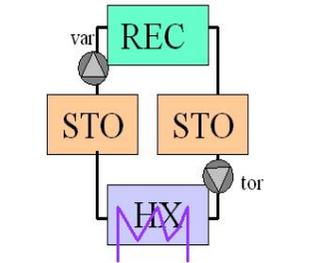
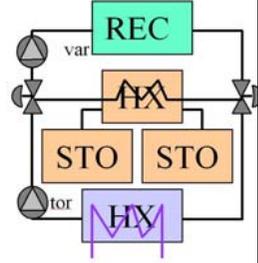
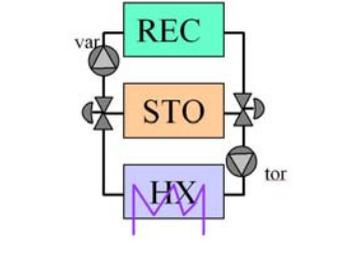
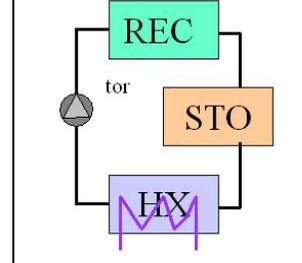
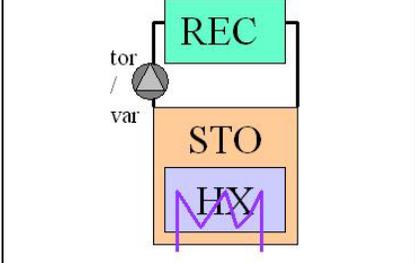
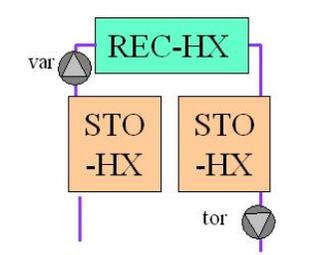
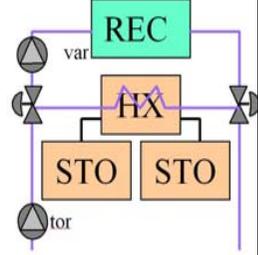
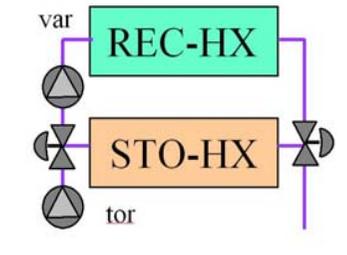
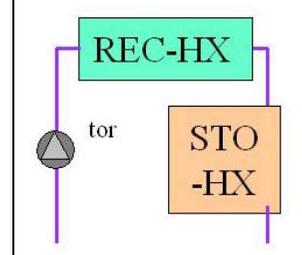
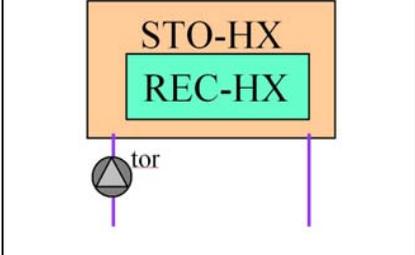
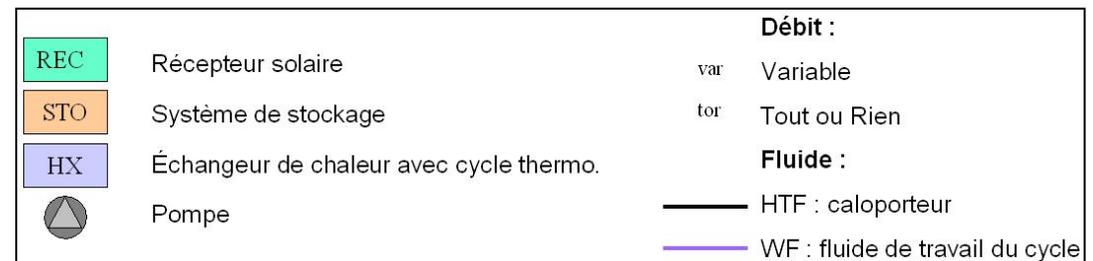
Architecture	Découplée (SF=HTF)	Parallèle (SF≠HTF)		En série	Echangeur intégré			
	2 bacs	2 bacs	1 bac	1 bac	1 bac			
HTF ≠ WF								
Chaleur	sensible	sensible	sensible	latente	sensible	latente	sensible	latente
	Sels	Sels, huile	Solide	MCP cascade	Solide	MCP	Solide, sels ?	MCP (caloduc), vapeur
HTF = WF								
Chaleur	sensible	sensible	sensible	latente	sensible	latente	sensible	latente
Matériau fluide de stockage	Vapeur (hydropneumatique ?)	Sels Rendement suffisant ?	Solide Rendement ?	MCP (cascade ou non (DISTOR)), séparateur eau-vapeur (vsat)	Solide	MCP, vapeur (ou les deux)	Solide, sels ?	MCP

Tableau 2.9. Types d'intégration de stockages



### 2.2.4.4 Technologies existantes

Dans ce paragraphe nous allons brièvement passer en revue les différentes technologies de stockage disponibles pour les CSP.

LE stockage sur des sels liquides, dont la faisabilité et la viabilité ont été démontrées sur les centrales THEMIS et Solar Two, sera mis en œuvre sur les installations commerciales Andasol I et Solar Tres. Aujourd'hui la technologie de stockage dans **2 réservoirs de sels fondus** est celle couramment employée pour les systèmes PT à huile (type parallèle, bac chaud à 400 °C) et CRS à sels fondus (type découpé, bac chaud à 550 °C).

Selon [1], le LEC d'un système PT à caloporteur huile est minimum pour 5 à 7 heures de stockage en charge libre, et pour 1 à 3 heures en production suivant une courbe de charge 9h – 23h. D'après [1], 8% de la production brute d'une centrale à tour est utilisée par le circuit des sels, dont la majorité par le pompage et de 2 à 3% par le stockage lui-même. Deux types de sels sont communément utilisés : le « Solar Salt » et le « HitecXL », dont les propriétés sont résumées dans le Tableau.2.10, et comparées avec celles du sel utilisé à THEMIS. Ils peuvent être utilisés jusqu'à des températures relativement élevées (500°C pour HITEC et 600°C pour Solar Salt) et sont simples à manipuler. L'inconvénient majeur des sels fondus est leur point de solidification élevé qui nécessite des installations de chauffage des bacs de stockage et un traçage (thermique ou électrique) des conduites énergivore. Un ordre de grandeur de leur coût est 14 €/kWh<sub>th</sub> pour les CRS et 31 €/kWh<sub>th</sub> pour les PT [1].

Type	unité	Solar Salt	HitecXL	Hitec THEMIS
Composition		60%NaNO <sub>3</sub> 40% KNO <sub>3</sub>	48%Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> 7%NaNO <sub>3</sub> 45% KNO <sub>3</sub>	40%NaNO <sub>2</sub> 7%NaNO <sub>3</sub> 53% KNO <sub>3</sub>
Masse volumique	kg/m <sup>3</sup>	1870	1992	?
Chaleur spécifique	kJ/(kg.K)	1,6	1,44	1,3*
Température de solidification	°C	250	150	142
Température maximale	°C	600	500	500
Prix par unité de masse	€/kg	0,5	1,2	?

**Tableau.2.10. Propriétés de trois mélanges de sels pouvant servir de matériau de stockage thermique (sources [1, 11])**

(\* calculé pour 2,4 J/(K.cm<sup>3</sup>) et une masse spécifique estimée à 1900 kg/m<sup>3</sup>)

Le **stockage à stratification** met en jeu un seul volume vertical de grande hauteur qui est en général préalablement rempli d'un matériau de remplissage (apportant sa contribution en chaleur sensible) compatible avec le fluide caloporteur. Seule une faible fraction de porosité (22%) est laissée accessible au fluide caloporteur (sel ou huile). Des études [33] affirment que cette option deviendra rapidement plus avantageuse (1/3 moins chère que pour deux réservoirs soit 20 à 25 €/kWh<sub>th</sub> pour les centrales PT et 9 à 11 €/kWh<sub>th</sub> pour les centrales à tour) car elle réduit la quantité de sels. Cependant outre la hauteur importante de tes réservoirs, l'emploi d'un seul bac occasionne parfois une chute de la température dans le dernier tiers de la décharge quand le gradient de température atteint le haut du bac.

Les sels organiques **RTILs** (*Room Temperature Ionic Liquid*) aux caractéristiques proches des sels fondus classiques (densité, chaleur spécifique, viscosité), récemment mis au point, ont l'avantage de fondre vers 25°C, mais on ne connaît pas encore leur tenue aux températures requises ni leur coût de production, estimé à près de 20 €/kWh<sub>th</sub> [1].

L'idée d'utiliser du **béton ou des céramiques réfractaires** pour stocker la chaleur sensible issue de concentrateurs PT à caloporteur huile a été étudiée à PSA dans le projet WESPE [34], grâce à une installation de 20 m<sup>3</sup> (environ 700 kWh<sub>th</sub>) constituée de tubes d'acier insérés dans le matériau de stockage et contenant le fluide caloporteur. La cible de coût est

de 18-22 €/kWh<sub>th</sub> dont près de la moitié est due aux tubes d'acier, ce qui pose la question de la faisabilité de stockages sans tubes (projet WANDA de la DLR pour Andasol). Des simulations de charges/décharges avancées ont été réalisées avec une amplitude de température augmentée : elles permettraient de tripler la capacité de stockage et de diviser les coûts par 2 (9-15 €/kWh<sub>th</sub>), avec un rendement du champ solaire légèrement inférieur. La principale source de consommation parasite pour de tels stockages est la perte de pression dans les tubes qui doit être compensé par un pompage plus puissant. De plus la température du fluide caloporteur en sortie de stockage est inférieure de 20 à 30 °C à celle en sortie de champ et à cause de sa forme allongée le stockage souffre davantage des pertes thermiques vers l'extérieur et de la conduction en direction longitudinale. Les risques de développement sont liés à la stabilité à long terme des matériaux et aux comportements relatifs des tubes d'acier et du béton face aux contraintes thermiques et au vieillissement. Pour les centrales PT, les améliorations les plus prometteuses sont les concepts avancés de stockage dans du béton sans tubes, qui font diminuer les coûts de 0,16 à 0,12 €/kWh<sub>el</sub>. Le stockage pour des centrales à tour, quoique simple, est assez cher, peut-être à cause de la prise en compte du risque technologique élevé pour des installations pilotes de si grande taille et de la nouveauté du système choisi.

Pour les récepteurs à air, le stockage de chaleur sensible dans **des grains ou billes** est envisageable. En effet la chaleur est mieux conservée si elle est transférée de l'air vers un solide de forte densité à la capacité calorifique plus élevée. La taille et la forme des matériaux solides (fixes ou en lit fluidisé pour des stockages d'air à pression atmosphérique) doivent être choisies de manière à minimiser les pertes de pression. Les matériaux utilisés sont par exemple des billes de céramiques comme celles testées à la PSA de 1991 à 1993. Le principal inconvénient des cuves de stockage remplies avec un solide fixe est la taille limitée de ce stockage due aux pertes de pression et à la taille de l'espace disponible au sommet de la tour (à moins de faire descendre l'air chaud au pied de la tour, ce qui nécessite des canalisations très coûteuses). Les systèmes à air pressurisé pourraient bénéficier de stockages très similaires, mais le réservoir doit alors résister à la pression. Si les pertes de charge sont élevées à cause du parcours tortueux de l'air dans le récepteur, les pertes thermiques restent raisonnables (environ 2%). Le coût attendu pour un système de stockage dans un solide est de 17,5 €/kWh<sub>th</sub>.

Le stockage de **vapeur d'eau** bénéficie de l'expérience accumulée depuis longtemps dans les installations thermiques industrielles classiques pour équilibrer la demande et la génération de vapeur sous pression (jusqu'à 120 bar) pour une large gamme d'application. Les récepteurs à vapeur saturée n'atteignent que des températures relativement basses (250 °C), ainsi pour des courtes durées le stockage de chaleur latente dans des ballons de vapeurs semble le plus adapté car il permet d'éviter le stress thermomécanique ainsi que d'importantes pertes exergétiques causées par la dégradation de la température entre charge et décharge. Le court temps de réaction et le fort taux de décharge des accumulateurs de vapeur permettent de gérer le régime transitoire de l'ensoleillement tout en assurant la protection des pièces mécaniques et le maintien des performances des turbines. De plus la consommation pour le pompage est plus faible que pour les systèmes à sels fondus ou à huile à cause des faibles débits massiques et du pompage d'eau liquide [1]. Cependant le volume d'un stockage de vapeur est limité, sa densité énergétique est faible (20 à 30 kWh<sub>th</sub>/m<sup>3</sup>) et la décharge dégrade la qualité de vapeur, ce qui discrédite son utilisation pour des longues périodes et rend la technologie très chère. Par exemple la centrale PS10 utilise un stockage de vapeur d'une capacité de 50 minutes, avec une turbine fonctionnant à 50% de taux de charge, pour un coût proche de 100 €/kWh<sub>th</sub> [1].

L'utilisation des **Matériaux à Changement de Phase** (MCP) dans les cuves augmenterait la capacité de stockage en ralentissant la baisse de température et de pression. Les MCP permettraient de stocker la chaleur latente (stockage isotherme, surtout liquide-solide) à des coûts inférieurs à 20 €/kWh<sub>th</sub>, mais leur développement n'est qu'au stade des expériences en laboratoire et leur application industrielle n'est pas attendue avant 2015. Ils seraient bien

adaptés à des systèmes de génération directe de vapeur, où la chaleur d'évaporation représente plus de 50% de la chaleur collectée. Deux points faibles de ce type d'installation sont la solidification du MCP sur les surfaces d'échange pendant la décharge, limitant le taux de décharge, et la faible conductivité thermique des MCP ( $\sim 0,8 \text{ W/m}^2\text{K}$ ). La solution pourrait venir de l'encapsulation de petites quantités de MCP et l'enrobage de MCP dans une matrice solide fortement conductrice de chaleur (de 5 à 30  $\text{W/m}^2\text{K}$ ). Pour les boucles à génération directe de vapeur surchauffée du type INDITEP, aucune technologie de stockage n'est encore disponible. Le stockage pourrait être réalisé sous la forme d'une combinaison de MCP et de béton [1], coûtant 20-30 €/kWh<sub>th</sub>, ou grâce à des techniques avancées de stockage dans une cascade de matériaux à changement de phase légèrement différents [35] où le coût serait plutôt de 25-35 €/kWh<sub>th</sub>. Un programme européen concernant ce type de stockage est en cours (programme DISTOR 2003-2007, [4]).

### 2.2.4.5 Conclusion et perspectives de recherche

On distingue donc cinq niveaux de températures intéressants pour stocker l'énergie thermique collectée dans une centrale solaire :

- 250 à 300°C pour le stockage de vapeur saturée,
- 400°C pour les centrales cylindro-paraboliques à huile ou vapeur surchauffée,
- 550°C pour les centrales dont le fluide caloporteur est un sel fondu,
- 700 à 800°C pour les récepteurs à air à pression atmosphérique, pour lesquels le stockage doit permettre de chauffer l'eau du cycle vapeur via un échangeur jusqu'à 480-540°C,
- de 800 à 1200°C pour les récepteurs à air pressurisé destinés à alimenter une turbine à gaz.

Le programme ECOSTAR a permis d'évaluer les coûts associés à ces technologies de stockage, ainsi que le niveau de risque (lié à la probabilité de succès de la technologie au plan industriel) et les incertitudes concernant les horizons temporels de commercialisation. Ces évaluations sont indiquées dans le Tableau.2.11.

Technologie	Incertitude / Risque	Disponibilité commerciale	Fluide caloporteur
Sels fondus	Moyen-faible	< 5 ans	Sels, huile
RTIL	Fort	> 10 ans	Sels, huile
Béton/céramique	Moyen	< 5 ans	Huile
Ballon de vapeur	Bas	< 5 ans	Vapeur
MCP	Moyen	> 10 ans	Vapeur
Billes fixes	Moyen-faible	< 5 ans	Air
Lit fluidisé	Fort	5-10 ans	Air
Réaction chimique	Fort	> 10 ans	Air

Tableau.2.11. Les différents types de stockage disponibles (données [1])

En résumé, mis à part les technologies éprouvées comme les sels fondus ou les ballons de vapeur pour les courtes durées, le stockage reste un point sur lequel des travaux de recherche sont encore nécessaires avant d'obtenir une solution fiable, disponible industriellement et commercialement. Parmi les verrous scientifiques à lever, l'un concerne la difficulté de concevoir un stockage à un niveau de puissance thermique d'échange élevé dans un volume de stockage que l'on veut simultanément le plus réduit possible.

## 2.3 Conclusions et choix des cas d'application de la thèse

### 2.3.1 Conclusions du projet ECOSTAR

Le programme ECOSTAR a permis de démontrer que l'influence des performances de l'installation (rendement annuel), du risque technologique (caractérisé par le taux de charge fixe), et du coût d'investissement sur le LEC sont prépondérantes, alors que pour l'électricité issue de centrales conventionnelles c'est le coût du combustible qui influe le plus. Les coûts d'O&M sont d'une importance mineure. Au deuxième niveau de paramètres, les coûts d'investissement du champ solaire ont le plus fort impact, suivi par les coûts d'investissement du bloc électrique et du stockage, alors que le LEC n'est pas très sensible au coût du terrain et aux coûts indirects (construction, ingénierie, imprévus).

Le Road Map Report d'ECOSTAR fournit une analyse détaillée de 7 systèmes de référence, permettant de dégager les potentiels d'innovations sur les différents composants des centrales et leur influence sur le coût de l'électricité. Ces travaux fournissent des valeurs éprouvées, basées sur des résultats d'exploitation de centrales commerciales ou expérimentales et sur des appréciations d'experts. Le Tableau 2.12 ci-dessous rappelle les coûts d'investissement et les coûts de production pour les principales technologies à concentration, sous l'ensoleillement de Séville (2014 kWh/m<sup>2</sup>.an) et pour des centrales de puissance installée 50 MW<sub>el</sub>. On donne les chiffres établis d'après l'état de l'art actuel et les projections à l'horizon 2015.

Filière	Capteurs linéaires		A récepteur central			HSGT
Fluide caloporteur	huile	vapeur	sels fondus	vapeur	air à 1atm	air sous pression
Implantation (m <sup>2</sup> /kW <sub>el</sub> )	34	34	36	34	42	29
Stockage	2 bacs sels fondus (3 h)	ND	2 bacs sels fondus (3 h)	Réservoir eau/vapeur (0,4 h)	Lit stratifié céramique (3 h)	ND
Investissement en €/kW <sub>el</sub> , dont :	3530	2840	3470	3020	3990	1620
champ solaire	51%	64%	36%	38%	35%	22%
tour	-	-	3%	5%	5%	8%
récepteur	-	-	15%	14%	13%	11%
stockage	8%	-	3%	4%	13%	-
groupe	22%	17%	24%	20%	15%	39%
coûts indirects	19%	19%	19%	19%	19%	20%
Facteur de capacité	29%	22%	33%	26%	33%	11% (55%)
Fraction solaire	100%	100%	100%	100%	100%	19%
Cycle	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine	Rankine	Brayton
Rendement annuel solaire-électricité	14%	10%	16%	14%	13,5%	19%
LEC (c€/kWh <sub>el</sub> )*	17,2	16,2	15,5	16,9	17,9	13,9 (8,2)
LEC 2015** (c€/kWh <sub>el</sub> )	12-15	11-14	12-14	11-13	11-14	10-12 (7-8)

**Tableau 2.12. Répartition des coûts entre composants, LEC solaire 2005 et 2015 pour les différentes filières étudiées dans ECOSTAR (entre parenthèse pour les coûts hybrides)**

**\* pour les centrales de référence de 50 MW<sub>el</sub> environ composées de plusieurs modules existants,**

**\*\*réduction due aux innovations seules, sans prise en compte des effets d'échelle et de production de masse**

Avec cette approche la répartition des coûts entre composants ainsi que les potentiels d'innovation de chaque filière semblent bien évalués. La méthodologie d'ECOSTAR estime le coût de production de l'électricité à 15-18 c€/kWh pour ces systèmes répondant à une courbe de charge de 9 heures à 23 heures sous un ensoleillement méditerranéen. Les valeurs obtenues peuvent difficilement être comparées car les technologies n'ont pas toutes la même maturité. Par ailleurs ces chiffres peuvent différer légèrement de la réalité puisque ils ont été établis par une méthodologie simplifiée, capable de comparer l'influence d'innovations mais pas de considérer tous les aspects relatifs au financement d'un projet de production d'électricité indépendant (IPP). Ces systèmes ont un facteur de capacité solaire annuel proche de 30% dépendant du stockage, sauf pour le cas de la centrale hybride solaire / turbine à gaz à CC où le facteur de capacité solaire est de 11%, avec une part solaire de 20-25% selon la charge. Cependant l'hybridation permet un LEC inférieur à 9 c€/kWh et dont la part solaire s'élève à 14 c€/kWh. Grâce aux coûts d'investissement faibles, couplés à une grande efficacité des turbines à gaz et des cycles combinés, ces systèmes sont idéaux pour une exploitation hybride. Les développements prochains des récepteurs permettront d'augmenter leur fraction solaire.

Comme les estimations de coûts sont assez proches et reflètent des niveaux de maturité différents, il apparaît impossible de classer les filières entre elles. ECOSTAR souhaite en laisser le soin aux industriels. Pour la plupart des technologies étudiées, un potentiel de réduction de coût grâce aux innovations techniques de 30-35 % apparaît faisable, sans compter les effets d'échelle et de production de masse, estimés respectivement par Sargent et Lundy à 14% (pour des blocs électriques de 400 MW<sub>el</sub>) et 17% (pour un volume de 600 MW<sub>el</sub> installés par an). Ainsi le coût de l'électricité pour ces technologies pourrait être diminué de deux tiers, ce qui mènerait à des LEC de 6 c€/kWh en Espagne et 4,5 en Afrique du Nord, ce qui représente un coût compétitif pour l'électricité en semi-base sans émissions de CO<sub>2</sub>.

Il apparaît donc que si toutes les technologies présentées ont le potentiel pour abaisser les coûts jusqu'à un niveau compétitif, des recherches approfondies seront nécessaires pour atteindre cet objectif. A court ou moyen terme, la recherche devrait se porter sur des améliorations de composants modulaires tels que les concentrateurs, les héliostats et les récepteurs, en se servant d'installations existantes, telles que THEMIS ou la PSA, pour leur qualification, tandis qu'à moyen ou long terme, les efforts devraient s'orienter vers des améliorations de composants moins modulaires tels que les systèmes de stockage thermique ou d'intégration dans des centrales de plus forte puissance, qui nécessitent plusieurs étapes pour passer du laboratoire au prototype industriel. L'analyse de sensibilité indique que certaines des innovations identifiées n'aurait qu'un faible effet sur le coût de l'électricité. Cependant elles sont importantes pour assurer une exploitation fiable, durable et conforme aux standards des systèmes électriques conventionnels.

Selon ECOSTAR, la compétition doit être stimulée avec par exemple la construction de centrales de démonstration pour établir une référence technique fiable permettant le développement de projets commerciaux. En effet une plus grande expertise technique est nécessaire, car le secteur manque de compagnies capables de mobiliser les fonds et les compétences requises pour construire et exploiter les installations, et d'entreprises spécialisées pour la production de masse de composants (héliostats, capteurs PT, matériaux de stockage,...).

*Last but not least*, les mesures politiques doivent être améliorées dans les pays où le gisement solaire est important, avec plus d'initiatives comme celle de l'Espagne, et par exemple en ouvrant le marché européen à l'import de l'énergie solaire nord-africaine ou en assouplissant les conditions d'aides aux systèmes hybrides et aux installations de grande capacité.

### 2.3.2 Choix des cas d'application

Afin de délimiter de façon plus précise le domaine d'étude sur lequel portera cette thèse, nous avons décidé de consacrer l'essentiel du travail à deux types de centrales innovantes, correspondant à des concepts qui nous semblent prometteurs pour la production d'électricité par voie solaire à concentration : les centrales mixtes tour/capteurs cylindro-paraboliques avec génération directe de vapeur et les centrales hybrides solaire/fossile avec cycle à gaz.

Comme nous avons pu le constater les deux concepts retenus présentent d'importantes ruptures conceptuelles par rapport aux technologies employées actuellement pour les centrales solaires thermiques commerciales. En effet ces dernières s'appuient plutôt sur des concepts de concentrateurs cylindro-paraboliques à huile (Andasol), à récepteur central à sels fondus (Solar Tres) ou à vapeur saturée (PS10) pour les plus audacieuses. Les seuls concepts hybrides actuellement à l'étude dans des projets commerciaux sont des ISCCS, comme à Kuraymat en Egypte ou Stanwell en Australie. Toutes ces filières ont déjà été bien optimisées dans leur conception, et les améliorations que peut y apporter la recherche sont d'ordre technologique, notamment pour la mise au point de composants plus performants et à moindre coûts (réflecteurs). Les projets de type PEGASE ou EURECA sont à un stade de développement moins avancé, ainsi un travail amont d'architecture de ces centrales peut encore être fait, par exemple sur l'optimisation des conditions de température et de pression du fluide de travail ou de l'intégration d'un stockage ou d'une hybridation. Ce type d'étude, à partir notamment de modélisations, pouvait plus facilement s'inscrire dans le cadre des activités de cette thèse que des travaux portant sur les performances d'un matériau (caloporteur, de stockage...) ou d'un composant (récepteur, héliostat, stockage...) nécessitant une installation test. En effet, selon le calendrier prévisionnel de la réhabilitation du site de THEMIS l'exploitation expérimentale du site ne démarrera pas avant octobre 2007, soit un mois après la fin de cette thèse. Cependant le laboratoire dispose de logiciels permettant de simuler le fonctionnement de systèmes solaires à concentration (SOLTRACE, TRNSYS avec la bibliothèque Solar Thermal Electricity Components) ou d'optimiser un système champ-tour (WinDelsol). Ainsi PEGASE à THEMIS constituera le fil rouge de l'application pratique de ces travaux. Enfin le choix de travailler sur des concepts mixtes ou hybrides nous permet d'aborder une large gamme de technologies, répondant ainsi aux recommandations du programme ECOSTAR sur les orientations des recherches dans ce domaine.

Certes nous prenons ici le risque de voir les prochains essais sur ces technologies se montrer dissuasifs et les filières abandonnées, mais leurs avantages intrinsèques nous portent à croire que ce type de concept correspondra, du moins en partie, aux centrales électrosolaires du futur.

### Références bibliographiques

- [1] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow, A. Ferriere, M. Romero, F. Tellez, A. Steinfeld, U. Langnickel, E. Shpilrain, O. Popel, M. Epstein, J. Karni, ECOSTAR RoadMap Document, SES-CT-2003-502578, (2005). Disponible sur : <http://www.promes.cnrs.fr>.
- [2] ENEA Working Group, Solar thermal energy production: guidelines and future programmes of ENEA, ENEA/TM/PRES/2001\_07, (2001).
- [3] Sargent & Lundy, LLC Consulting Group, Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts, Chicago, Illinois, USA, (2003). Disponible sur : <http://www.nrel.gov/csp/publications.html>.
- [4] S. Pincemin, X. Py, R. Olives, M. Christ, O. Oettinger, Elaboration of conductive thermal storage composites made of phase change materials and graphite for solar plant, In *13th SolarPACES International Symposium*, 20-23 juin 2006, Séville, Espagne, (2006).

- [5] M. Eck, E. Zarza, M. Eickhoff, J. Rheinlander, L. Valenzuela, Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs, *Solar Energy*, 74, (2003) 341-351.
- [6] E. Zarza, L. González, M<sup>a</sup>. E. Rojas, M<sup>a</sup>. Caballero, F. Rueda, INDITEP: The first pre-commercial DSG solar power plant, *Solar Energy*, 80, (2006) 1270-1276.
- [7] E. Zarza, L. Valenzuela, J. Leon, K. Hennecke, M. Eck, H.-D. Weyers, M. Eickhoff, Direct steam generation in parabolic troughs : Final results and conclusions of the DISS project, *Energy*, 29, (2004) 635-644.
- [8] D. Mills, P. Le Lièvre, G.L. Morrison, Lower temperature approach for very large solar power plants, In *12th SolarPACES International Symposium*, 6-8 octobre 2004, Oaxaca, Mexique, (2004).
- [9] M. Romero, M.J. Marcos, F.M. Tellez, M. Blanco, V. Fernandez, F. Baonza, S. Berger, Distributed Power from solar tower systems: a MIUS approach, *Solar Energy*, 67, (1999) 249-264.
- [10] M. Romero, R. Buck, J. E. Pacheco, An Update to Solar Central Receiver Systems, Projects and Technologies, *J. Sol. Energy Eng.*, 124, (2002) 98-108.
- [11] B. Bonduelle, B. Rivoire, A. Ferriere, La centrale expérimentale THEMIS : Bilan et Perspectives, *Revue de Phys. Appl.*, (1989)
- [12] G. Cohen, D. Kearney, G. Kolb, Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants, Sandia Report SAND99-1290, (1999).
- [13] R. Osuna, R. Olavarria, R. Morillo, M. Sánchez, F. Cantero, V. Fernández-Quero, PS10, construction of a 11 MW solar thermal tower plant in Seville, Spain, In *13th SolarPACES International Symposium*, 20-23 juin 2006, Séville, Espagne, (2006).
- [14] F. Tellez, M. Romero, P. Heller, A. Valverde, J.F. Reche, S. Ulmer, G. Dibowski, Thermal Performance of "SolAir 3000 kWth" Ceramic Volumetric Solar Receiver, In *12th SolarPACES International Symposium*, 6-8 octobre 2004, Oaxaca, Mexique, (2004).
- [15] T. Mancini, P. Heller, B. Butler, B. Osborn, W. Schiel, V. Goldberg, R. Buck, R. Diver, C. Andraka, J. Moreno, Dish Stirling Systems: An overview of developments and status, *J. Sol. Energy Eng.*, 125, (2002) 135-151.
- [16] R. Buck, M. Abele, J. Kunberger, T. Denk, P. Heller, E. Lüpfer, Receiver for solar-hybrid gas turbine and combined cycle systems, *J. Phys. IV France*, 9, (1999) 537-544.
- [17] U. Fisher, C. Sugarmen, A. Ring, J. Sinai, Gas Turbine "Solarization" - modifications for solar/fuel hybrid operation, *J. Sol. Energy Eng.*, 126, (2004) 872-878.
- [18] P. Schwarzbözl, R. Buck, C. Sugarmen, A. Ring, M<sup>a</sup> J. Marcos Crespo, P. Altwegg, J. Enrile, Solar Gas Turbine Systems: Design, Cost and Perspectives, *Solar Energy*, 80, (2006) 1231-1240.
- [19] B. D'Utruy, D. Bly, J.-L. Tuhault, D. Royer, M. Chantant, Une chaudière solaire à air à haute température, *Rev. Gén. Therm. Fr.*, 269, (1984) 345-351.
- [20] A. Kribus, R. Zabel, D. Carey, A. Segal, J. Karni, A solar-driven combined cycle power plant, *Solar Energy*, 62, (1998) 121-129.
- [21] J. Karni, A. Kribus, P. Doron, R. Rubin, A. Fiterman, D. Sagie, The DIAPR: A high-pressure, high temperature solar receiver, *J. Sol. Energy Eng.*, 119, (1997) 74-78.
- [22] M. Silva, M. Blanco, V. Ruiz, Integration of solar thermal energy in a conventional power plant: the Colon Solar project, *J. Phys. IV France*, 9, (1999) 189-194.
- [23] P. Heller, M. Pfänder, T. Denk, F. Tellez, A. Valverde, J. Fernandez, A. Ring, Test and evaluation of a solar powered gas turbine system, *Solar Energy*, 80, (2006) 1225-1230.

- [24] Description du projet disponible sur : [www.greth.fr/solhyco](http://www.greth.fr/solhyco).
- [25] R. Buck, T. Bräuning, T. Denk, M. Pfänder, P. Schwarzbözl, F. Tellez, Solar-Hybrid Gas Turbine-based Power Tower Systems (REFOS), *J. Sol. Energy Eng.*, 124, (2002) 2-9.
- [26] R. Buck, C. Barth, M. Eck, W.-D. Steinmann, Dual-receiver concept for solar towers, *Solar Energy*, 80, (2006) 1249-1254.
- [27] A. Rabl, Tower reflector for solar power plant, *Solar Energy*, 18, (1976) 269-271.
- [28] L. Vant-Hull, C. L. Pitman, Central Receiver System Optimization Under An Allowable Flux Constraint, In: *B. P Gupta, W. H. Traugott, (Eds.), 4th International Symposium on Solar Thermal Technology-Research, Development and Applications*, Santa Fe, NM, USA, Hemisphere Publishing Corporation, (1988) 51-60.
- [29] J.M. Lata, M. Rodriguez, M. Alvarez de Lara, High flux central receivers of molten salts for the new generation of commercial stand-alone solar power plants, In *13th SolarPACES International Symposium*, 20-23 juin 2006, Séville, Espagne, (2006).
- [30] P.K. Falcone, A handbook for solar central receiver design, Sandia Report SAND86-8009, (1986).
- [31] D. Kearney, P. Svoboda, P. Nava, Impact of design choices and site influences on solar thermal electric plant economics and performance, *J. Sol. Energy Eng.*, (1997) 389-396.
- [32] Kyaw Kyaw, T. Shibata, F. Watanabe, H. Matsuda, M. Hasatani, Applicability of zeolite for CO<sub>2</sub> storage in a Ca-CO<sub>2</sub> high temperature energy storage system, *Energy Convers. Mgmt*, 38, (1997) 1025-1033.
- [33] J.E. Pacheco, S.K. Showalter, W.J. Kolb, Development of molten-salt thermocline thermal storage system for parabolic trough plants, 124, *J. Sol. Energy Eng.*, (2002) 153-159.
- [34] D. Laing, W.-D. Steinmann, R. Tamme, C. Richter, Solid media thermal storage for parabolic trough power plants, *Solar Energy*, 80, (2006) 1283-1289.
- [35] H. Michels, R. Pitz-Paal, Cascaded latent heat storage for parabolic trough solar power plants, *Solar Energy*, 81, (2007) 829-837.

## Chapitre 3 : Evaluation de la ressource solaire

L'ensoleillement annuel du site d'implantation étant en première approximation proportionnel à la production électrique et donc inversement proportionnel au coût de l'électricité, une étude soignée de la ressource solaire sur le lieu d'implantation de toute installation solaire est indispensable en préalable à tout projet. Après une brève introduction sur la ressource solaire en France et dans le monde, nous verrons quelles sont les grandeurs météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales solaires, où les trouver et quelle précision en attendre. La dernière partie sera consacrée au traitement des données primaires de la station actinométrique du Four Solaire d'Odeillo pour la constitution de séries utilisables pour la simulation de PEGASE à THEMIS.

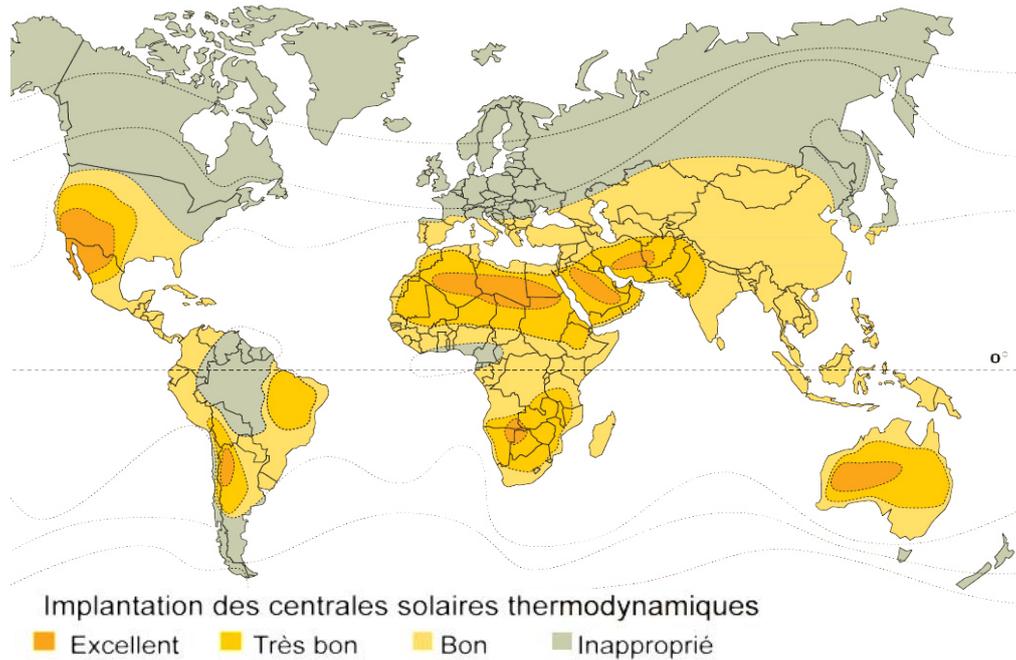
### 3.1 Le gisement solaire en France et dans le monde

Contrairement aux systèmes solaires plans (photovoltaïque, capteurs thermiques pour chauffage et eau chaude sanitaire) qui tirent profit du rayonnement solaire global, la ressource utilisée par les centrales solaires thermodynamiques est le rayonnement solaire direct (DNI), ce qui induit deux conséquences pour les centrales solaires thermodynamiques :

- La nature de l'intermittence (fréquence, amplitude) est différente de celle observée dans le cas de l'ensoleillement global. On peut s'attendre à une plus forte amplitude, les coupures de flux liées aux passages nuageux sont plus brutales.
- La distribution de la ressource (cartographie du DNI) introduit des différences remarquables par rapport à l'utilisation PV ou solaire thermique.

La part de rayonnement direct dans le rayonnement total dépend de l'épaisseur et de la nature de l'atmosphère traversée. Une faible latitude, une altitude élevée, une faible teneur en gouttelettes, poussières ou aérosols favorisent la transmission directe du rayonnement. Le rayonnement solaire direct représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire [1]. Plus abondante dans une zone géographique appelée communément la ceinture solaire, la ressource en rayonnement solaire direct est considérable à l'échelle planétaire. La Figure 3.1 met en évidence les zones favorables à l'implantation de centrales solaires thermodynamiques selon le GMI [2]. Un calcul simple montre qu'en appliquant un rendement de conversion énergétique de 10%, une surface de collecteurs de 550000 km<sup>2</sup> (soit la superficie de la France) recevant un ensoleillement direct annuel moyen de 2200 kWh/m<sup>2</sup>/an fournirait à elle seule 10,4 Gtep/an, c'est-à-dire l'équivalent des besoins mondiaux en énergie. On compte également dans la ceinture solaire 70 villes de plus d'un million d'habitants et de nombreux pays à fort taux de développement attendu prochainement [1]. En Europe cette énergie proviendrait principalement d'Espagne, mais aussi d'Italie, de Grèce et des îles méditerranéennes, en considérant seulement les terrains non utilisés, plats et avec un niveau d'ensoleillement direct supérieur à 1800 kWh/m<sup>2</sup>/an.

Remarquons qu'il n'existe pas de seuil de flux précis en deçà duquel les centrales solaires thermodynamiques ne seraient pas viables : dans le cas où elles bénéficient d'aides publiques adaptées, des installations CSP peuvent même être raisonnablement implantées sous un ensoleillement normal direct annuel de 1600 kWh/m<sup>2</sup>/an.



**Figure 3.1. La ceinture solaire, régions du globe où l'ensoleillement est favorable à l'implantation de centrales solaires thermodynamiques (source : [2])**

Sur le territoire français, certaines régions pourraient elles aussi être propices à l'implantation de centrales solaires, pour peu que l'électricité produite bénéficie d'un tarif d'achat garanti avantageux. En effet d'après METEONORM [3] l'ensoleillement normal direct annuel sur le pourtour méditerranéen s'échelonne de 1300 kWh/m<sup>2</sup> (à Perpignan) jusqu'à 1600 kWh/m<sup>2</sup> (à Hyères), les DNI les plus favorables de métropole se trouvant en altitude, à Embrun (alt. 876 m, 1600 kWh/m<sup>2</sup>) et Odeillo bien sûr (alt. 1550 m, 1814 kWh/m<sup>2</sup>). Les départements d'Outre-Mer de Guadeloupe (1810 kWh/m<sup>2</sup> à Pointe-à-Pitre), de la Réunion (1735 kWh/m<sup>2</sup> à Saint Denis), et de Martinique (1537 kWh/m<sup>2</sup> à Fort-de-France) bénéficient eux aussi d'un ensoleillement favorable.

Enfin la ressource solaire n'est pas le seul élément de sélection des sites potentiels d'implantation de centrales solaires. Un terrain à faible déclivité et n'empiétant pas sur des espaces naturels protégés, zones industrielles ou habitées est nécessaire. Par ailleurs la ressource en eau doit être examinée. Le refroidissement à air des cycles Rankine est possible, mais au prix d'une chute de production de 6% environ. En France par exemple on peut penser que le coût du terrain et sa déclivité seront des critères importants de choix d'un site.

### **3.2 Données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales solaires**

La grandeur d'entrée principale de tout système solaire à concentration est l'ensoleillement normal direct (DNI). Or les chiffres généralement fournis dans les atlas de données concernent l'ensoleillement global (direct + diffus) incident sur un plan horizontal : peu de stations météorologiques sont équipées de pyréliomètres mesurant le rayonnement direct, encore moins dans la ceinture solaire. Par ailleurs une incertitude de 1% sur l'estimation de la ressource peut faire varier les revenus annuels d'une centrale CSP de 50 MW installée en Espagne de 310 000 € (à 20 c€/kWh<sub>el</sub>) [4]. De même la taille optimale d'un champ solaire, et par la même les coûts d'investissements de l'installation tout entière, dépendent fortement du DNI moyen annuel. Enfin l'étude des séquences de non-ensoleillement peut aider à la

définition d'une politique de conduite de l'installation, comme la gestion du stockage et du maintien en température des boucles de sels fondus par exemple. Une estimation précise de la ressource est donc indispensable à la viabilité économique d'un projet commercial de centrale solaire.

Plus encore que le rayonnement global, le DNI est une grandeur fortement variable dans le temps et dans l'espace. En effet le DNI annuel peut varier jusqu'à 30% d'une année sur l'autre. Il faut au moins 5 ans (resp. 10 ans) de mesures pour être sûr d'avoir moins de 10% (resp. 5%) d'erreur sur sa moyenne à long terme [5]. Pour choisir une année-type une moyenne à long terme des DNI annuels sera calculée sur toutes les années disponibles (au minimum 10 ans), puis on choisira l'année la plus proche de cette moyenne. Il peut aussi être intéressant de simuler une « bonne » et une « mauvaise » année. Des données d'ensoleillement horaires sont normalement suffisantes pour une modélisation technico-économique basique des centrales CSP. Pour mieux prendre en compte les processus dynamiques une meilleure résolution temporelle, jusqu'à une minute, peut être nécessaire. Réduire la périodicité des intégrations de 60 à 10 minutes peut avoir des effets de l'ordre de 1%, voire bien plus si l'inertie thermique du système est grande. La forte variabilité spatiale de la ressource solaire directe implique la nécessité d'une résolution supérieure à 5 km, voire 1 km pour les côtes et les régions montagneuses [4].

Des données de périodicité d'une minute ne sont disponibles que sur de très rares sites à partir de mesures au sol, dont beaucoup sont référencées de manière rigoureuse dans le réseau de référence de mesures de radiation (BSRN, [6]). Ce dernier est la concrétisation d'un effort international pour acquérir la meilleure information possible sur la radiation solaire à partir d'une trentaine de sites de mesures disséminés sur toute la surface du globe. Il a été initié en 1990 par le WCRP afin de servir les intérêts de la recherche climatologique et a établi un réseau évolutif de stations météorologiques développées et exploitées par des scientifiques locaux. L'ETH de Zürich centralise et met en ligne les données collectées par les membres du réseau. Parmi les sites du BSRN intéressants pour une valorisation de l'énergie solaire concentrée, on remarquera Alice Springs en Australie, Tamanrasset en Algérie, Sede Boqer en Israël, Rihad en Arabie Saoudite, De Aar en Afrique du Sud, Desert rock aux USA (Nevada), et bientôt la PSA d'Almeria en Espagne.

METEONORM [3] est une base de données qui fournit des années météorologiques types (en base horaire au format TMY2). Les valeurs de DNI sont générées à partir de moyennes mensuelles du GHI mesurées sur 10 ans et interpolées à partir d'un réseau de plus de 7000 stations couvrant la totalité de la surface terrestre. Même si la précision de cette base de données est faible (1,3 °C pour les températures, et 15% pour le rayonnement), elle constitue un premier indicateur très utile.

Pour estimer la ressource solaire directe dans des zones dépourvues de stations météorologiques, un gros travail sur le traitement des données satellitaires a été engagé. De nombreuses bases de données météorologiques sont disponibles gratuitement sur Internet mais souvent elles ne fournissent que des données moyennes sur un jour (NASA) ou des radiations globales et non directes (Satel-light). Dans cette abondance de sources, on pourra remarquer celles issues des mesures des satellites Meteosat : SoDa (services pour professionnels en énergie solaire et rayonnement, [7]) et SOLEMI. Les deux satellites géostationnaires Meteosat couvrent l'Europe, l'Afrique, la plupart de l'Asie et l'Australie Occidentale avec une résolution spatiale de 5 km (avec des développements pour atteindre 2,5 km dans le visible) pour la première génération (Meteosat First Generation, ou MFG) et 3 km (1 km dans le visible) pour les satellites de deuxième génération (Meteosat Second Generation, ou MSG). SOLEMI [5] est un service conçu par la DLR fournissant des données d'ensoleillement pour l'évaluation de site, la planification et le financement des systèmes énergétiques solaires, et en particulier le DNI, grâce aux satellites Meteosat. Ces données

ont été recueillies sur plus de 10 ans avec une périodicité d'une heure sur presque la moitié de la surface du globe. Des bases de données telles que SoDa livrent le rayonnement direct et diffus dérivés du GHI par des méthodes statistiques, alors que dans SOLEMI le DNI est directement dérivé des mesures du satellite, à partir de la constante solaire atténuée par l'influence de l'oxygène et du CO<sub>2</sub> extraterrestre, de l'ozone, de la diffusion de Rayleigh, des aérosols, de la vapeur d'eau et bien sûr de la couverture nuageuse. La comparaison des mesures avec 7 sites de référence donne un écart type inférieur à 5% sur le DNI [5]. Des bases de données similaires sont disponibles pour les USA à partir des satellites GOES. Pour le moment ces données sont horaires, mais la nouvelle génération de Meteosat permettra prochainement de réduire le pas de temps jusqu'à 15 minutes. Il existe aussi des cartes établies avec une résolution de 1 km, mais elles ne sont pas encore fiables car elles ne prennent pas encore en compte les effets 3D dus aux nuages, qui sont très importants à cette échelle [4]. Le programme international SWERA (2001-2004, [8]), financé par l'UNEP et le FEM, a permis de constituer des cartes de GHI, de DNI et des séries de TMY pour 13 pays en développement dont la Chine et le Brésil [9] à partir de données satellitaires. Le logiciel STEPS développé par la DLR [10, 11] est un outil support de type SIG capable de coupler des cartes de DNI à haute résolution issues de données Meteosat avec des données géographiques (pente, occupation du terrain, proximité de points d'eau et d'infrastructures...) et de performances technico-économiques des centrales solaires. Il permet ainsi de sélectionner et classer les sites favorables à l'implantation de telles centrales.

L'avantage des données satellitaires est qu'elles sont plus facilement comparables que les données issues de mesures au sol, pour lesquelles les résultats peuvent différer suivant les instruments de mesures utilisés. Beaucoup de pyréliomètres, pas toujours suffisamment entretenus, ont une mauvaise précision (inférieure à 5%). Une étude datant de 1999 [12] établit que les données horaires d'ensoleillement global issues de données satellitaires doivent être privilégiées à des données obtenues par interpolation de mesures au sol dès que le site considéré se trouve à plus de 25 km d'une station météorologique. Gageons qu'avec les nouvelles générations de satellites cette distance sera encore réduite. Cependant si les performances des centrales veulent être évaluées sur quelques sites isolés, comme c'est le cas dans cette étude, le mieux est encore de choisir des sites proches de stations fiables et d'utiliser les données issues de mesures au sol comme celles collectées par le réseau BSRN. Par ailleurs des stations météorologiques au sol seront toujours nécessaires pour valider les mesures des satellites.

Faute de station météorologique à proximité, les données satellitaires peuvent donc permettre aux promoteurs de projets de centrales solaires de sélectionner un ou plusieurs terrains favorables. Cependant malgré la fiabilité croissante des données météorologiques disponibles, leurs estimations doivent toujours être validées par une longue campagne de mesures *in situ*, de manière à établir des années-types et des jours-types de fonctionnement.

Pendant l'exploitation de la centrale THEMIS, les instruments de mesures météorologiques installés sur le site étaient très nombreux : pas moins de 6 stations météo enregistrant à intervalles de 6 minutes DNI, température, vitesse et direction du vent, pression, et hygrométrie. Cependant l'appareillage utilisé était complexe et nouveau, si bien qu'il aurait fallu employer un météorologue pour en assurer la maintenance et traiter les résultats. A l'intention des concepteurs d'une future centrale solaire thermodynamique, les exploitants de THEMIS recommandaient l'installation d'une seule station météorologique simple, accessible, protégée contre la foudre, disposant un système d'archivage et de traitement permettant un diagnostic de pannes très rapide [13].

Outre le DNI, la température extérieure influe sur les performances des centrales solaires et notamment sur le rendement des tubes absorbeurs ou du récepteur solaire, et de la TAG pour les systèmes HSGT. Même si cette dépendance est beaucoup moins forte que la

dépendance au DNI, une base de données annuelle des températures ambiantes des sites étudiés est donc nécessaire. La température variant relativement lentement, une périodicité d'une heure est suffisante. Ces informations horaires sont disponibles dans la base de données du logiciel METEONORM, dont les résultats ont pu être comparés de manière satisfaisante avec les annales climatologiques pour le site d'Odeillo. La bibliothèque météorologique optionnelle de TRNSYS aussi disponible au laboratoire (*TRNSYS 16 Expanded weather data*) fournit plus de 1000 fichiers concernant plus de 150 pays au format TMY2, qui est aussi celui utilisé par METEONORM. Enfin la température extérieure et la vitesse du vent sont des contraintes limitant l'exploitation des champs de capteurs solaires. A THEMIS la température minimale de fonctionnement des héliostats était de moins 10 °C, et la vitesse de vent maximale admissible était de 50 km/h [13]. Toutefois le bilan d'exploitation montre que les basses températures et les vents forts n'ont que très peu gêné le fonctionnement de la centrale, c'est pourquoi ces phénomènes peuvent être négligés dans les modèles d'estimations des performances annuelles des centrales solaires.

### **3.3 Traitement des données de la station météorologique du Four Solaire d'Odeillo**

Une étude de la qualité des données d'ensoleillement disponibles pour Odeillo a été effectuée en comparant les mesures de la station actinométrique de PROMES avec des valeurs issues de bases de données commerciales. Ainsi dans ce paragraphe nous nous proposons de présenter le travail effectué à partir des données d'ensoleillement recueillies au Four Solaire d'Odeillo. Dans un premier temps nous détaillerons la collecte des données brutes à haute fréquence, puis leur traitement, avant de discuter les résultats obtenus en les comparant avec les valeurs fournies par les bases de données SoDa [7] et METEONORM [3].

#### **3.3.1 Données brutes**

La station actinométrique implantée sur le toit du Four Solaire d'Odeillo comporte un pyréliomètre (de type NIP) et deux pyranomètres (de type CM6), permettant de mesurer les rayonnements direct, global et diffus [14].

L'acquisition des données mesurées s'effectue avec un pas de temps de 0,8 seconde depuis le 8 juillet 2000. Les valeurs d'ensoleillement direct, global et diffus sont sauvées dans des fichiers textes journaliers dans lesquels l'heure est au format *hh:mm:ss*. L'intervalle de lecture est de 5 à 21 heures l'hiver et de 6 à 22 heures l'été (heure légale, GMT+1 l'hiver, GMT+2 l'été). Avant le 8 juillet 2000, les mesures étaient enregistrées toutes les 6 minutes, mais certaines d'entre elles étant entachées par des dérives de capteur difficiles à corriger nous avons préféré ne pas les traiter. Nous disposons donc de cinq années de mesures (de 2001 à 2005), insuffisantes pour prétendre constituer une année de référence mais qu'il sera intéressant de comparer aux années-type fournies par les bases de données disponibles.

#### **3.3.2 Traitement et mise en forme des données**

Pour étudier les performances annuelles d'installations de production d'électricité solaire thermodynamique situées à Odeillo ou Targasonne, il est nécessaire de constituer une base de données annuelle d'ensoleillement normal direct (DNI) avec une année moyenne d'Odeillo. Pour les études en régime transitoire ou sur des périodes plus courtes, des séries de données plus courtes sans interruptions de mesures seront traitées ultérieurement à des pas de temps plus faibles.

Le premier objectif de ce travail est donc de constituer des fichiers annuels de données DNI heure par heure pour les 5 années disponibles (2001 à 2005). Un tableur Excel ne peut pas traiter des fichiers jours bruts (72000 lignes), ni les fichiers annuels 5 min par 5 min (105000 lignes), trop longs. En effet une feuille Excel est limitée à 65536 lignes. C'est pourquoi ce problème a été abordé dans l'environnement Matlab, avec l'écriture de deux algorithmes pour traiter les données brutes de la station météorologique :

- le premier, « *jour\_hph(fich\_brut)* » lit le fichier jour *fich\_brut*, effectue des moyennes horaires et les classe dans une matrice *A* contenant l'heure lue et le DNI moyen correspondant. Les données horaires manquantes sont remplacées par la valeur « -99 » dans cette matrice.

- Le second, « *an\_hph(fich0, nbfich)* » ouvre le fichier brut *fich0*, le lit, le traite en appelant la fonction *jour\_hph* et place la matrice *A* dans une deuxième matrice *B* contenant l'heure de la journée, l'heure de l'année et le DNI. Puis cette opération est répétée pour les *nbfich* fichiers bruts suivants, également traités puis classés dans *B*. Idéalement *fich0* correspond au 1<sup>er</sup> janvier d'une année quelconque, et *nbfich* au nombre de fichiers dans cette année, mais il arrive qu'une année soit traitée en plusieurs fois en cas de fichiers bruts manquants. De cette manière le traitement de 365 fichiers bruts prend environ 2h45 sur un PC équipé d'un processeur de 2,4 GHz et de 768 Mo de RAM.

Enfin ces matrices *B* de données horaires sont mises en forme dans Excel pour constituer des feuilles de calcul correspondant à une année. Le passage à l'heure d'hiver / d'été est pris en compte de manière à conserver tout au long de l'année des données au fuseau GMT+1.

Les années 2001 à 2005 ont pu être traitées de cette manière.

### 3.3.3 Discussion des résultats

La Figure 3.2 représente les valeurs totales annuelles d'ensoleillement normal direct obtenues d'après les mesures de la station météo. On observe une variabilité de  $\pm 5\%$  par rapport à une valeur moyenne de 1904 kWh/m<sup>2</sup>. Si les données sont ventilées en base mensuelle, on constate une très forte variabilité des mois de décembre et janvier avec un écart-type de 40 kWh/m<sup>2</sup> pour des valeurs moyennes mensuelles de l'ordre de 120 kWh/m<sup>2</sup>. Pour les autres mois l'écart type des séries mensuelles oscille entre 15 et 30 kWh/m<sup>2</sup>. Le nombre d'heures non mesurées, mentionné dans la Figure 3.2, est en général faible (une centaine au total sur 4 ans), sauf en 2004 où 29 jours sont manquants, en mai et juin notamment.

Toujours sur la Figure 3.2 sont mentionnées les mesures effectuées aux stations météorologiques d'Odeillo et de Targasonne (site de THEMIS) pendant l'exploitation de la centrale THEMIS [13]. Elles confirment la grande variabilité des moyennes annuelles d'ensoleillement normal direct, qui passent en deux ans de 1689 kWh/m<sup>2</sup> à 1903 kWh/m<sup>2</sup> à Odeillo, soit une augmentation de 12,7%. La station météorologique de THEMIS (à 5 km d'Odeillo) a mesuré en 1984 et 1985 des DNI annuels inférieurs à ceux d'Odeillo de respectivement 90 et 50 kWh/m<sup>2</sup>. Cet écart peut provenir de l'incertitude dans les mesures mais surtout de la grande variabilité spatiale du DNI, encore plus prononcée en montagne qu'en plaine. Le site de la centrale THEMIS serait donc légèrement moins ensoleillé que le Four Solaire d'Odeillo.

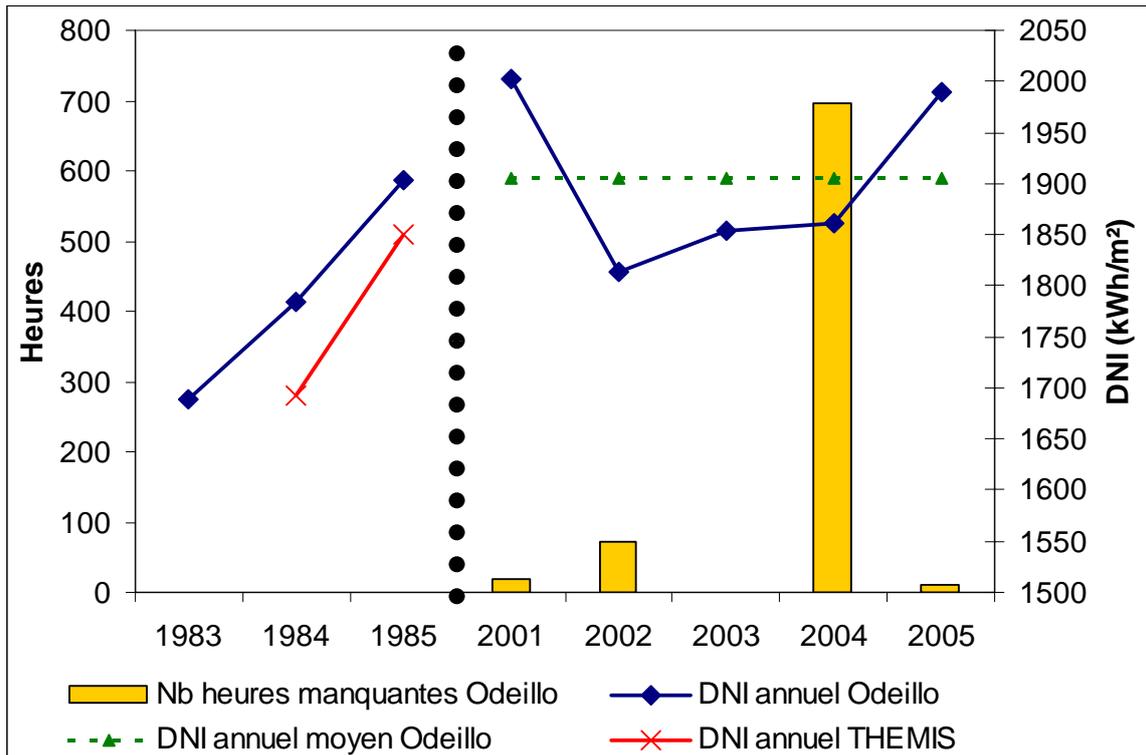


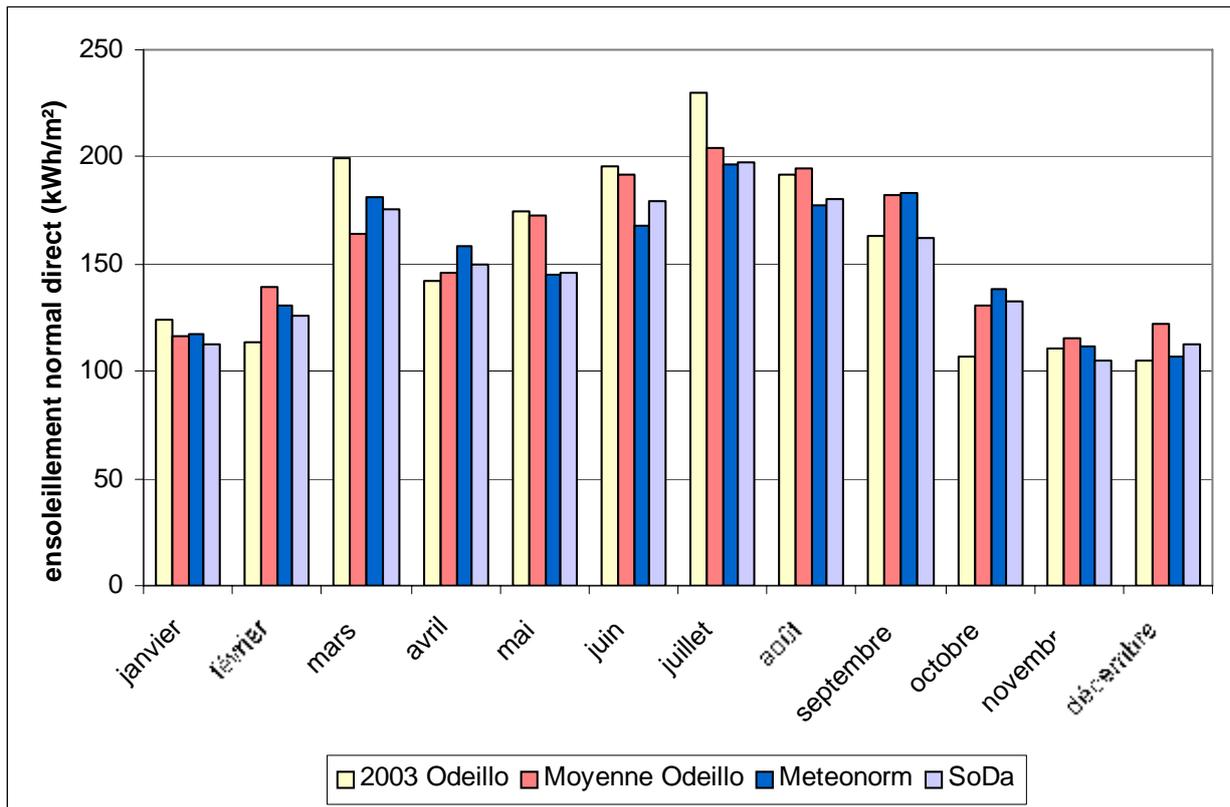
Figure 3.2. Ensoleillement normal direct mesuré et données manquantes dans les fichiers bruts de la station actinométrie d'Odeillo

Cette étude permet de choisir une année représentative de l'ensoleillement à Odeillo. L'année 2003 nous semble à cet égard tout à fait satisfaisante. En effet selon le critère simple d'écart à la moyenne elle ne diffère que de 2,6% de la valeur moyenne sur 5 ans (1855 kWh/m<sup>2</sup>/an). De plus les données pour cette année sont complètes, ce qui évite l'épineux problème de reconstruction de l'ensoleillement sur les plages de données manquantes, nécessitant une étude statistique détaillée.

2003 Odeillo	Moyenne Odeillo	METEONORM	SoDa
1855 kWh/m <sup>2</sup>	1904 kWh/m <sup>2</sup>	1814 kWh/m <sup>2</sup>	1780 kWh/m <sup>2</sup>

Tableau 3.1. Valeurs annuelles du DNI mesurées à Odeillo et calculées par METEONORM et SoDa.

Le Tableau 3.1 récapitule les valeurs moyennes annuelles du DNI mesuré à Odeillo et trouvées dans les bases de données METEONORM et SoDa. Les valeurs METEONORM et SoDa correspondent à une année-type calculée à partir de séries de mesures sur plusieurs années.



**Figure 3.3. Distribution mensuelle du DNI comparée aux distributions données par METEONORM et SoDa**

La Figure 3.3 permet de comparer l'ensoleillement mensuel en 2003, non seulement avec la moyenne des mesures de 2001 à 2005, mais aussi avec des valeurs issues des bases de données météorologiques METEONORM et SoDa. Ces deux bases de données donnent respectivement en base annuelle des valeurs de DNI de 1814 kWh/m<sup>2</sup> et 1780 kWh/m<sup>2</sup>. Deux types d'hypothèses peuvent être émis pour expliquer l'écart entre ces données et les données mesurées. D'un côté la méthode même de reconstitution des valeurs d'ensoleillement (par interpolation entre les mesures de plusieurs stations météorologiques pour METEONORM, par traitement statistique de données satellitaires pour SoDa) induit une précision moins bonne que des mesures sur site avec des pyréliomètres ré-étalonnés régulièrement, surtout en zone montagneuse. D'un autre côté les valeurs mesurées ne portent que sur 5 années, alors qu'il est admis que la variabilité annuelle de l'ensoleillement normal direct est telle que des séries de données plus longues sont nécessaires pour reconstituer une année considérée comme « typique ». Les années-types TMY2 (format utilisé dans METEONORM) ou SoDa sont reconstituées à partir de plus de 10 ans de mesures.

L'ensoleillement mensuel en 2003 est en général très proche des moyennes mensuelles mesurées ou obtenues par METEONORM et SoDa, sauf pour les mois de mars et juillet, en excès, et les mois de février et d'octobre, où l'ensoleillement fait défaut. La variation de DNI au cours de l'année est donc respectée, quoique légèrement amplifiée (plus de soleil en été et moins en hiver en 2003).

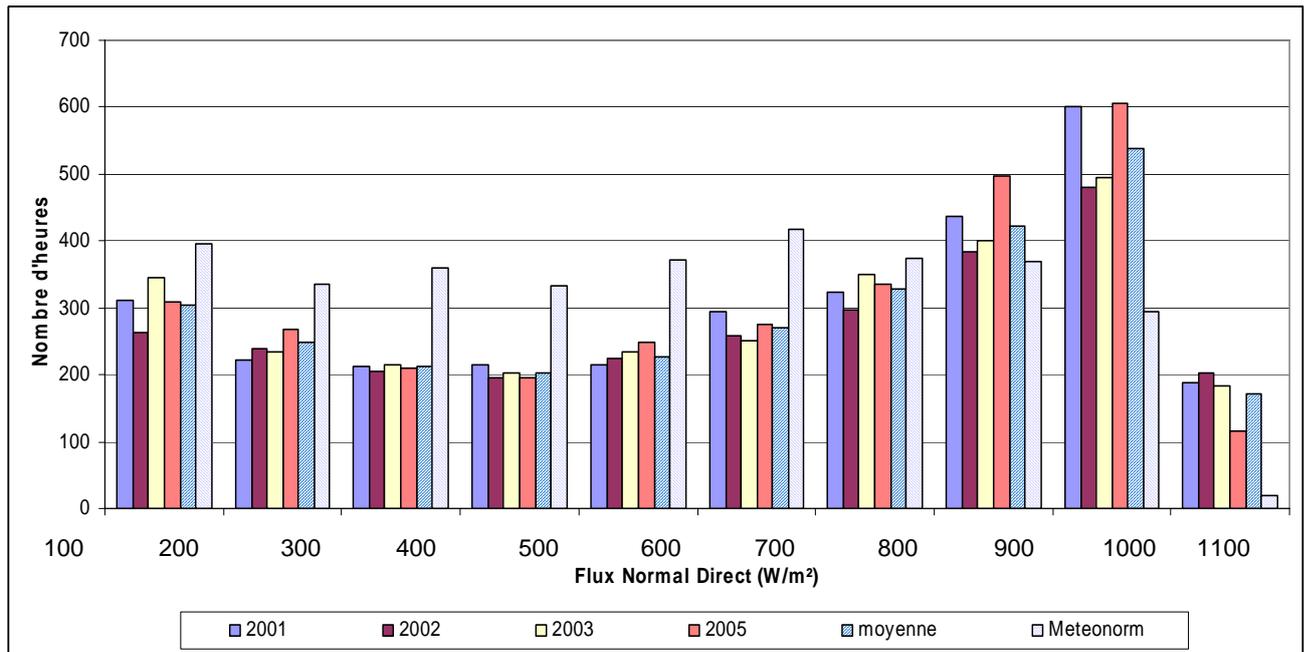


Figure 3.4. Distributions du DNI mesurées à Odeillo et extraites de METEONORM par paliers de flux

Sur la Figure 3.4 est reportée la répartition du nombre d'heures d'ensoleillement par tranches de flux. On remarque que cette distribution est très différente de celle annoncée par METEONORM, et qu'elle présente beaucoup moins d'heures d'ensoleillement compris entre 100 et 800 W/m<sup>2</sup>, pour plus d'heures sans soleil (moins de 100 W/m<sup>2</sup>) et surtout plus d'heures à très hauts flux (supérieurs à 800 W/m<sup>2</sup>). Cette différence de distribution affecte considérablement les facteurs de capacité envisageables pour les centrales solaires en fonction des contraintes de production, dans le cas où l'installation est exploitée en fonction d'un certain seuil d'ensoleillement. Par exemple en 2003 il y a eu 1429 heures avec un flux direct supérieur à 700 W/m<sup>2</sup>, ce qui est très proche de la moyenne mesurée de 2001 à 2005 (1461 heures), mais largement supérieur aux 1057 heures recensées dans METEONORM. A l'inverse en 2003 les heures pour lesquelles le flux dépasse 100 W/m<sup>2</sup> sont plus nombreuses dans METEONORM (3273 heures) que celles mesurées à Odeillo (2906 heures en 2003, 2930 heures en moyenne). Ainsi par rapport aux premiers calculs effectués avec METEONORM, de nouvelles simulations de production de centrales solaires à Odeillo à partir de l'ensoleillement mesuré donneraient de meilleurs résultats pour une exploitation sous hauts flux seulement, et un facteur de capacité plus faible pour une exploitation dès que le DNI dépasse 100 W/m<sup>2</sup>.

Il convient de remarquer que cette distribution de DNI par tranche change avec le pas de temps choisi : en réalisant des moyennes horaires le programme Matlab surestime les valeurs de flux moyennes au détriment des flux faibles et élevés. Ainsi avec un pas de temps plus faible on obtiendrait une distribution encore plus hétérogène.

D'après la Figure 3.4, la distribution par tranche de flux varie très peu d'une année à l'autre. Le profil obtenu correspond à celui mesuré en 1997 à Odeillo [14]. Ici encore l'année 2003 se révèle proche d'une année moyenne.

### 3.3.4 Influence de la périodicité des données météorologiques

Les considérations sur la variation de la distribution de flux par tranche en fonction du pas de temps choisi nous ont amené à reconstituer une base de données météorologiques à intervalles plus faibles. Nous avons choisi de recalculer le DNI en effectuant des moyennes sur 5 minutes, ce qui correspond à un pas de temps déjà envisagé pour l'étude des centrales solaires [15]. Le principe du traitement des données brutes reste le même, avec deux programmes appelés « jour\_5m(fich\_brut) » et « an\_5m(fich0, nbfich) » directement issus des deux précédents programmes écrits pour Matlab, « jour\_hph(fich\_brut) » et « an\_hph(fich0, nbfich) ». A cause des limitations en taille des fichiers imposées par Excel, cette étude s'est limitée à l'analyse d'un mois seulement (juillet 2003).

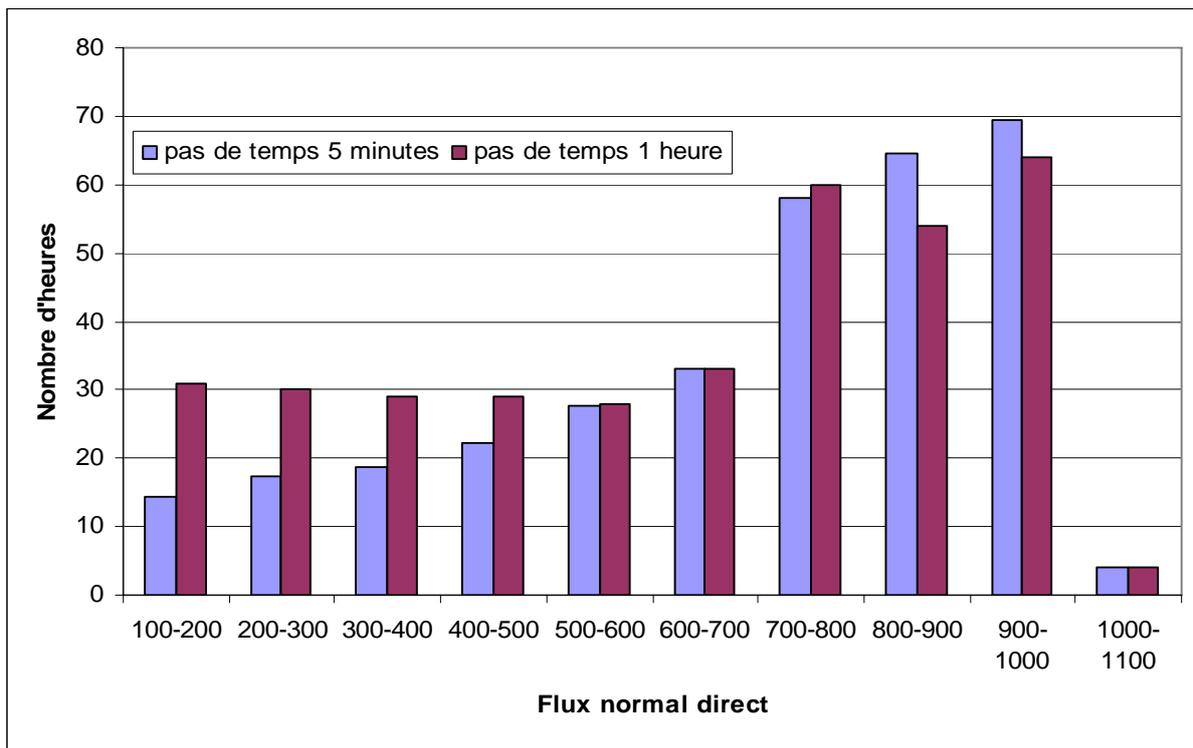


Figure 3.5. Distributions du DNI mesurées à Odeillo au mois de juillet 2003 par paliers de flux en fonction du pas de temps de la série de donnée

La Figure 3.5 compare la distribution du DNI par paliers de flux pour une série de périodicité 5 minutes et pour une série horaire. Elle permet de confirmer que dans une série de données horaires les valeurs de flux moyennes sont surestimées au détriment des flux extrêmes. En effet les valeurs moyennées sur des intervalles plus faibles montrent un nombre d'heures plus faible pour les tranches de flux comprises entre 100 et 500 W/m<sup>2</sup>, mais plus important pour les flux inférieurs à 100 W/m<sup>2</sup> (415 heures contre 382 pour la série horaire) et pour les flux de 800 à 1000 W/m<sup>2</sup>.

Cette observation renforce la nécessité de travailler avec des données météorologiques de périodicité adaptée à l'inertie des systèmes, mais aussi avec des modèles de composants capables de traduire la dynamique de l'installation complète.

### 3.3.5 Bilan et perspectives

L'objectif de ce travail est de constituer un fichier contenant les données horaires d'ensoleillement normal direct pour Odeillo sur une année considérée comme représentative. Pour ce faire 5 années de données brutes issues de la station météo du Four Solaire ont été traitées à l'aide de 2 programmes écrit en environnement Matlab. L'année 2003 a été retenue comme étant relativement classique du point de vue de l'ensoleillement en Cerdagne (contrairement à ce que la canicule du mois d'août aurait pu laisser penser !) De plus aucune donnée ne manque pour cette année, ce qui nous permettra de la réutiliser par la suite à des pas de temps plus fins (de l'ordre de la minute, voire de la seconde) pour analyser le fonctionnement d'une centrale solaire thermodynamique en régime transitoire (démarrage, arrêt, passages nuageux) ou pour déterminer l'influence du pas de temps sur la précision de la simulation.

Les mesures de la station météo montrent des valeurs d'ensoleillement légèrement plus élevées que celles issues de la base de données METEONORM utilisée précédemment, mais surtout présente une distribution par tranche de flux très différente, ce qui modifie profondément les performances annuelles d'une installation solaire à concentration.

Il convient de préciser que ce travail ne prétend pas devenir une référence utilisable dans d'autres études, et ce pour les raisons suivantes :

- la série de données employée est trop courte pour déterminer une année-type,
- les données manquantes ne sont pas reconstituées selon les procédures strictes exigées pour satisfaire aux normes TMY2 ou celles du réseau BSRN.

Cependant les données mesurées à Odeillo constituent une meilleure approche du climat local que les bases de données préexistantes, en particulier en ce qui concerne la distribution annuelle par niveau de flux, et nous permettrons d'estimer de manière plus précise les performances d'une centrale solaire située à Odeillo ou à Targassonne. Un objectif du laboratoire PROMES est de standardiser la mise en forme des mesures primaires de la station météorologique afin de fournir une année type du site et éventuellement d'intégrer un réseau de type BSRN.

### Références bibliographiques

- [1] A. Ferriere, Les centrales solaires thermodynamiques, In: *J.-C. Sabonnadière, Nouvelles technologies de l'énergie 1 : les énergies renouvelables (Traité EGEM, série Génie électrique)*, (2006).
- [2] Concentrated Solar Power Global Market Initiative. (2004). Disponible sur: <http://www.solarpaces.org/Library/GMI/GMI.HTM>.
- [3] Documentation du logiciel Meteonorm Version 5.1, (2004). Disponible sur : [www.meteotest.ch](http://www.meteotest.ch).
- [4] R. Meyer, C. Hoyer, E. Diedrich, Use of long-term solar irradiance products derived from satellite for solar power project development, In *Proceedings Solar World Congress ISES*, 6-12 août 2005, Orlando, USA, (2005).
- [5] R. Meyer, C. Hoyer, E. Diedrich, C. Schillings, S. Lohmann, M. Schroedter-Homscheidt, R. Buell, F. Trieb, Solar Energy Mining: A high quality satellite-based service to provide direct solar radiation for Europe, Brazil, Africa and Asia, In *12th SolarPACES International Symposium*, 6-8 octobre 2004, Oaxaca, Mexique, (2004).

- [6] Site internet du réseau BSRN : <http://bsrn.ethz.ch>.
- [7] L. Wald, M. Albuissou, C. Best, C. Delamare, D. Dumortier, E. Gaboardi, A. Hammer, D. Heinemann, R. Kift, S. Kunz, M. Lefèvre, S. Leroy, M. Martinoli, L. Ménard, J. Page, T. Prager, C. Ratto, C. Reise, J. Remund, Rimoczi-Paal, E. Van der Goot, F. Vanroy, A. Webb, SoDa: a project for the integration and exploitation of networked solar radiation databases, In *Environmental Communication in the Information Society*, W. Pillmann, K. Tochtermann Eds, Part 2, Published by the International Society for Environment Protection, Vienna, Austria, 2002, (2002) 713-720.
- [8] C. Schillings, E.B. Pereira, R. Perez, R. Meyer, F. Trieb, D. Renné, High resolution solar energy resource assessment within the UNEP-project SWERA, In *World Renewable Energy Congress VII*, 29 juin - 5 juillet 2002, Cologne, Allemagne, (2002).
- [9] F.R. Martins, E.B. Pereira, S.L. Abreu, Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project, *Solar Energy*, 81, (2007) 517-528.
- [10] H. Broesamle, H. Mannstein, C. Schillings, F. Trieb, Assessment of solar electricity potentials in North Africa based on satellite data and a geographic information system, *Solar Energy*, 70, (2001) 1-12.
- [11] S. Kronshage, C. Schillings, F. Trieb, Country analysis for solar thermal power stations using remote sensing methods, In *World Renewable Energy Congress VII*, 29 juin - 5 juillet 2002, Cologne, Allemagne, (2002).
- [12] A. Zelenka, R. Perez, R. Seals, D. Renné, Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances, *Theor. Appl. Climatol.*, 62, (1999) 199-207.
- [13] J.J. Bézian, Les données météorologiques à Targassonne, In *Séminaire héliothermie AFME-CNRS*, 16-19 septembre 1986, Sophia Antipolis, (1987).
- [14] J.M. Gineste, G. Flamant, G. Olalde, Incident solar radiation data at Odeillo solar furnaces, *J. Phys. IV France*, 9, (1999) 623-628.
- [15] S.A. Jones, R. Pitz-Paal, P. Schwarzboezl, N. Blair, R. Cable, TRNSYS Modeling of the SEGS VI parabolic trough solar electric generating system, In *ASME ISEC Solar Forum 2001*, 22-25 avril 2001, Washington D.C., USA, (2001) 22-25.

## Chapitre 4 : Calcul du flux solaire concentré d'une centrale à tour

Devant la nécessité de disposer d'outils logiciels adaptés pour calculer la concentration du flux solaire à travers un sous-système champ d'héliostats-tour, une revue des codes existants a été réalisée, en détaillant leurs caractéristiques, forces et faiblesses. Certains de ces codes ont ensuite été adaptés à la modélisation du concentrateur de PEGASE à THEMIS, permettant d'établir des matrices d'efficacité, des cartes de flux, et donnant des indications sur la géométrie de la cavité réceptrice.

### 4.1 Etude comparative des codes de calcul de flux existants

Pour notre étude un premier objectif est l'optimisation de la conception d'un projet de centrale à tour de technologie quelconque, en un lieu quelconque, sur des critères économiques tels que le coût de l'électricité produite. Un objectif additionnel est la simulation des performances énergétiques du champ solaire de PEGASE. Pour répondre à ce double objectif, le ou les logiciels recherchés doivent être capables de déterminer la carte de flux sur l'ouverture du récepteur, d'établir des matrices d'efficacité du champ solaire facilement utilisables, de réaliser une implantation des héliostats optimisée en termes de coûts (coût du kilowattheure produit, coût du kilowatt installé), et de calculer les performances instantanées et annuelles du sous-système concentrateur.

Une autre fonctionnalité, facultative, est la prise en compte des modèles de récepteur et de cycle aval afin de modéliser l'installation complète et d'en analyser les performances. Nous verrons dans ce chapitre que certains logiciels spécifiques en sont capables. Cette analyse globale par simulation en base annuelle peut aussi être effectuée en intégrant le sous-système champ-tour à des outils plus généraux, tels que TRNSYS [1], SOLERGY [2], ou ECOSTAR [3], qui seront décrits au chapitre 6.

On peut distinguer deux types de problèmes concernant les champs d'héliostats. Le premier est un problème d'optimisation : « Comment implanter les héliostats, afin de maximiser l'énergie solaire collectée tout en minimisant le niveau d'investissement ? » ; et le deuxième un calcul de performances : « Quelle est la puissance réfléchiée par le champ et impactant le récepteur ? ».

Pour concevoir et optimiser un CRS il est essentiel de connaître les performances du sous-système formé par la tour et le champ d'héliostats. Les travaux expérimentaux dans ce domaine ont montré la nécessité de maîtriser des outils conviviaux de modélisation pour dimensionner et simuler les composants solaires des centrales à tour. Malheureusement, un gros travail est généralement nécessaire pour adapter les logiciels de calcul de flux solaire concentré aux besoins spécifiques de chaque projet. De plus tous ont des fonctionnalités différentes et aucun ne fait réellement office de standard, tant au niveau de la recherche qu'au niveau industriel.

Notre but n'est pas de développer un nouveau code, la plupart d'entre eux sont disponibles et efficaces, mais de faire un inventaire détaillé des codes existants afin de déterminer lequel ou lesquels devraient être utilisés en fonction des objectifs de la simulation, et quels résultats peuvent en être attendus. Une telle comparaison avait déjà été initiée dans le cadre de SolarPACES, pour valider des outils optiques sur un cas d'essai standard [4], mais à ma connaissance ce travail n'a pas été poursuivi.

### 4.1.1 Généralités sur la modélisation des champs d'héliostats

Les composants optiques d'une centrale à tour sont conçus pour réaliser au foyer une image du disque solaire. Cependant la tache solaire observée n'a pas la même forme, ni la même intensité lumineuse, que le soleil lui-même. Les causes d'élargissement de la tache solaire peuvent être classées en deux catégories [5]:

- le soleil et la géométrie du système collecteur
  - o la taille et la luminance du soleil, modifiées fortement d'un jour à l'autre par la diffusion dans l'atmosphère,
  - o les aberrations optiques, telle que l'astigmatisme des héliostats, dues à la conception des surfaces réfléchives,
- les défauts spécifiques des installations solaires
  - o les défauts microscopiques des facettes réfléchives, souvent jugés peu importants,
  - o les défauts de pointage (bien connus, non négligeables), les défauts de réglage et de courbure des facettes ou modules des héliostats

Outre les méthodes dites « des ellipses » ou « d'Aparisi », aujourd'hui abandonnées, les méthodes de calcul des éclairissements solaires les plus employées sont :

- les méthodes par lancers de rayons (ou méthode statistique ou de Monte-Carlo) : leur principe de base est de choisir de manière aléatoire une série de rayons issus d'une surface 1, et de déterminer lesquels d'entre eux arrivent sur une surface 2. L'éclairissement d'un élément de surface est ainsi déterminé grâce à la proportion de rayons impactant sur la surface 2 par rapport au nombre total de rayons lancés [6]. Dans le cas d'un système concentrateur à une réflexion, cet algorithme est employé deux fois, la première entre le soleil et la surface réfléchissante, en respectant une distribution énergétique correspondant à la forme du soleil, puis entre le champ solaire et le récepteur, en respectant une loi statistique de distribution d'erreurs correspondant aux imperfections de l'élément réfléchissant. La précision et le temps de calcul augmentent avec le nombre de rayons et la complexité de la géométrie. Moins de rayons sont nécessaires pour déterminer des changements relatifs dans le rendement optique d'un concentrateur pour différents angles solaires que pour évaluer avec précision la distribution de flux au foyer du même concentrateur.
- les méthodes par convolution, ou optique des cônes : à cause de la forme du soleil et des erreurs ou imperfections des héliostats, le rayon réfléchi par un élément de miroir est considéré comme un cône d'erreur, obtenu par convolution des distributions correspondantes à chacune des erreurs. La superposition des erreurs de l'héliostat implique que la réflexion des rayons est statistiquement répartie à l'intérieur d'un cône : cette distribution angulaire est bien approchée par une gaussienne normale circulaire dont la demi-largeur est appelée *erreur de l'héliostat*.

Une comparaison systématique montre qu'à hypothèses égales des résultats similaires sont reproduits pour ces deux méthodes [4]. L'écart entre simulation et réalité est la plupart du temps dû à une description incomplète des propriétés des surfaces réfléchissantes et de la forme du soleil. Les méthodes de lancers de rayons sont néanmoins plus flexibles et permettent la modélisation d'optiques non idéales (concentrateurs non-imageants). En effet elles ont l'avantage de reproduire les interactions réelles entre photons et milieux traversés ou impactés, et donc peuvent donner des résultats précis pour des systèmes complexes. Toutefois elles nécessitent un temps de calcul largement supérieur et des ressources informatiques plus grandes (i.e. mémoire vive), c'est pourquoi il n'est pas recommandé d'utiliser des techniques de lancers de rayons pour l'optimisation de systèmes.

Au sujet de la précision des codes utilisant des techniques par convolution/expansion, certains auteurs [7] ont trouvé des erreurs sur les pics de flux et sur les flux moyens de l'ordre de 1-2%. C'est comparable à ce qui peut être obtenu avec des codes par lancers de

rayons. D'après [8], le rendement optique annuel d'un champ d'héliostats peut être déduit avec une précision meilleure que 1%. Une comparaison entre codes de première génération sur un petit champ (CESA-1) montre un très bon accord entre eux (un écart de 1% sur la puissance interceptée, de 3% sur le flux maximum). Cependant la capacité à prédire les flux et les débordements diminue quand la distance oblique diminue relativement à la taille de l'héliostat et du récepteur, en particulier avec des héliostats de haute précision. Néanmoins il convient de garder à l'esprit qu'en général les plus grandes erreurs observées sur les performances annuelles d'un CRS ne proviennent pas du modèle optique mais des modèles des autres composants (GTA, stockage,...).

### 4.1.2 Codes de première génération

Les premiers codes conçus pour calculer la concentration du flux solaire dans un système à récepteur central sont issus des études préliminaires de l'installation Solar One à Barstow (Californie, USA), à la fin des années 70. Parmi eux on peut distinguer les logiciels HELIOS, MIRVAL et DELSOL, encore utilisés aujourd'hui.

HELIOS [9] a été mis au point à l'occasion d'expériences menées au laboratoire SANDIA d'Albuquerque (USA), pour l'évaluation des performances des installations solaires à récepteur central. Il est adaptable à tout type de centrales de petite taille et est devenu au fil des ans un outil standard de comparaison de centrales utilisé par de nombreuses équipes de recherche aux USA, en Allemagne et en Espagne. Outre les CRS, il a été modifié pour analyser les performances optiques de concentrateurs cylindro-paraboliques (version de la DLR), ou même de paraboles-moteurs.

Écrit en FORTRAN, il est basé sur l'approche de l'optique des cônes : la densité de flux effective est produite en combinant le cône d'erreur du rayon réfléchi et la forme du soleil (choisie parmi 15 formes expérimentales) par convolution de distributions indépendantes à l'aide de la transformée de Fourier. Les surfaces d'héliostats sont divisées en petits éléments traités comme des miroirs infinitésimaux réfléchissant l'image du soleil sur la surface d'ouverture du récepteur. Grâce au faible temps de calcul et à sa précision due notamment à la prise en compte de facettes de forme et de focalisation quelconques, HELIOS s'est révélé être le code de première génération le plus flexible et sensible avec une grande capacité de prédiction sur de nombreuses configurations [10].

Cependant ce code nécessite une description détaillée de la géométrie des héliostats, il est relativement complexe donc hermétique et difficile à prendre en main [10]. Par ailleurs il se révèle inadapté pour les grands champs de plusieurs dizaines de Mégawatts, et ne permet ni le calcul des performances annuelles, ni l'optimisation de l'emplacement des héliostats, ni l'emploi d'optiques secondaires (surconcentrateur, tour réfléchissante...). C'est pourquoi nous avons décidé de ne pas inclure HELIOS dans notre comparatif des codes existants, à la différence de MIRVAL et DELSOL dont les caractéristiques seront détaillées dans le paragraphe suivant.

Simultanément en France de nombreux codes ont été développés avant et pendant l'expérimentation de la centrale THEMIS (GENIER, GENTILI, BEZIAN, HENAULT). Quoique précis et en bon accord avec les codes américains de la même époque [10], ils sont difficilement adaptables à des installations autres que le pilote de Targassonne. De plus, quand ils ont été développés les techniques et le matériel informatiques différaient grandement de ceux employés de nos jours, et ils n'ont pas été mis à jour depuis les années 80. D'un point de vue théorique des modèles mathématiques avancés étaient utilisés, mais aucun de ces outils ne dispose d'une interface utilisateur conviviale. Le seul d'entre eux à avoir évolué depuis l'expérimentation de THEMIS est maintenant appelé COSAC [11]. Il

s'agit d'un moteur de calcul par lancers de rayons sans approximations, adapté à des systèmes optiques complexes (instruments d'optiques spatiaux, spectromètres 3-D) mais non adapté à la modélisation d'un champ d'héliostats : il faudrait décrire les héliostats un par un, calculer la position du soleil dans le ciel, compléter le programme pour prendre en compte les ombres et blocages...

A l'époque de l'expérimentation de THEMIS, les techniques de cartographie de flux étaient encore peu précises : les confrontations entre mesures et calculs rendaient donc illusoire toute amélioration de la précision des codes de calcul existants. [10].

### **4.1.3 Codes utilisés actuellement**

Pour comparer de manière objective et fiable les caractéristiques de différents codes utilisés actuellement par les centres de recherches travaillant sur les technologies CSP, un questionnaire (voir Annexe B) a été envoyé aux personnes ayant développé, enrichi ou utilisé six codes (UHC, DELSOL, HFLCAL, MIRVAL, FIAT LUX and SOLTRACE). Cette enquête comporte 23 questions concernant le modèle physique et informatique utilisé, l'interface utilisateur, les paramètres pris en compte, et les résultats obtenus.

#### 4.1.3.1 Résultats de l'enquête

Le Tableau 4.1 résume quelques caractéristiques de ces codes.

Nom du code	UHC	DELSOL	HFLCAL	MIRVAL	FIAT LUX	SOLTRACE
Références	[12, 13a,b, 14]	[8]	[15]	[16]	[17]	[18]
Équipe de recherche	Université de Houston	SANDIA	Projet GAST	SANDIA	CIEMAT-PSA	NREL
Utilisé actuellement par	SANDIA, Tietronix	CIEMAT, SANDIA	DLR	DLR, SANDIA	CIEMAT	NREL, CNRS
Filières considérées	CRS-SF	CRS	CRS	CRS	CRS	CRS-PT-DS-SF
Début du développement	1974	1978	1986	1978	1999	1999
Disponibilité	Source et exécutable	Source et exécutable	Non disponible	Source et exécutable	?	Version exécutable
Langage de programmation	Fortran / C++	Fortran / Basic	Fortran	Fortran	MATLAB	Delphi5
Méthode de calcul des flux	Expansion /convolution de polynômes hermitiens	Expansion /convolution de polynômes hermitiens	Convolution simplifiée du flux de chaque héliostat	Lancers de rayons Monte Carlo	Valeur aléatoire de l'erreur*** distribuée normalement	Lancers de rayons Monte Carlo
Type de récepteur	Plan, cavité ou cylindre externe	Plan, cavité ou cylindre externe	Plan, cône ou cylindre externe	Plan, cavité ou cylindre externe	Plan	Tout type de récepteur
Réflexions multiples	TR mais pas CS	Non	Oui	Oui	Non	Oui
Détail des pertes	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Performances annuelles	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Paramètres optimisés	Emplacement des héliostats, hauteur de tour, géométrie du récepteur	Emplacement des héliostats*, hauteur de tour, taille du récepteur, capacité du stockage	Emplacement des héliostats, hauteur de tour, surface et orientation du récepteur	Emplacement des héliostats**	Non disponible	Non disponible
Critères d'optimisation et contraintes	Critères d'énergie et de coûts avec une contrainte de flux acceptable et de terrain	Critères de coûts avec une contrainte optionnelle de flux acceptable et de terrain	Critères d'énergie et de coûts	Critères d'énergie**	Non disponible	Non disponible

**Tableau 4.1. Caractéristiques principales de six codes de calcul du flux solaire concentré utilise l'implantation définie par UHC, \*\* seulement avec le programme additionnel de la DLR, \*\*\* pour chaque vecteur unitaire normal à la surface d'un élément de miroir, puis calcul des trajectoires déterministes pour le faisceau de rayons réfléchis avec les lois optiques géométriques.**

Plusieurs points communs se dégagent. Premièrement tous ces codes utilisent des considérations physiques exactes pour le calcul de la surface efficace (facteur cosinus) et des ombres et blocages de chaque héliostat, sauf FIATLUX pour lequel cette dernière fonctionnalité n'est pas encore implémentée. De même tous les codes peuvent s'exécuter en environnement Windows sur des PC classiques avec des interfaces graphiques soignées telles que des cartes de flux, ou encore des vues de l'installation en 3D sauf pour MIRVAL. La taille du champ solaire n'est pas limitée.

Ces outils sont dans le domaine public, excepté FIAT LUX dont la disponibilité dépend de la décision du CIEMAT sur sa politique concernant ce logiciel, et HFLCAL. Cependant le code source de SOLTRACE et des extensions développées par les laboratoires ces dernières années (ex interface WINDELSOL par le CIEMAT, extensions de MIRVAL par la DLR) ne sont pas disponibles à ce jour.

#### 4.1.3.2 Deux catégories de logiciels

Comme le montre le Tableau 4.2, deux grandes catégories se distinguent.

	1. Codes d'optimisation	2. Codes d'analyse des performances
Logiciels	UHC-RCELL, (WIN)DELSOL, HFLCAL	UHC-IH ou NS, MIRVAL, FIAT LUX, SOLTRACE, HELIOS, (DELSOL)
Sous-systèmes considérés	Installation complète	Sous-système optique
Données d'entrée	Surface au sol totale du champ solaire divisée en zones, dans des fenêtres.	Géométrie détaillée des héliostats, dans des fichiers textes.
Méthode de calcul	Convolution simplifiée	Monte-Carlo ou apparenté
Temps de calcul	Quelques secondes pour tout un champ d'héliostats	Quelques secondes à quelques minutes par héliostat
Précision	Augmente avec la taille du champ	Précis même pour un seul héliostat
Calculs économiques	Oui	Non

Tableau 4.2. Les 2 catégories de codes de calcul de flux

Si ces deux catégories présentent des différences si marquées, c'est qu'elles n'ont pas le même objectif. En effet UHC-IH, UHC-NS, MIRVAL, FIAT LUX et SOLTRACE décrivent en détail la puissance interceptée par le récepteur, mais n'incluent ni la conversion thermodynamique, ni l'optimisation du sous-système concentrateur, contrairement à UHC-RCELL, DELSOL, et HFLCAL. Ces derniers codes, dont la méthode de résolution comporte davantage d'approximations, permettent d'évaluer rapidement les performances d'un champ solaire de taille industrielle, mais donnent des résultats moins précis sur un petit champ. En résumé, MIRVAL, FIAT LUX et SOLTRACE modélisent le sous-système champ-tour, alors que UHC, DELSOL et HFLCAL simulent le système global en incluant le récepteur et le bloc électrique. Par la suite, les trois premiers seront appelés logiciels *PERF*, et les trois derniers *OPT*.

#### 4.1.3.3 Détail des codes

##### (i) University of Houston Codes (UHC)

Les codes UHC (parfois appelés « suite RCELL ») sont une suite de codes Fortran77 interconnectés, chacun avec de nombreux modes opératoires optionnels, traitant

principalement de la **conception optique des champs d'héliostats et des récepteurs**. Des algorithmes thermiques et économiques sont incorporés pour permettre des études d'optimisation, de conception et d'analyse des performances de l'installation complète. Trois de ces codes sont dédiés au sous-système optique [19] :

- NS (performance par zone) fournit l'énergie interceptée et les matrices de flux au foyer, au point nominal, en base journalière et annuelle pour une conception donnée. Le champ solaire est divisé en zones correspondant à des régions de densité d'héliostats uniforme, à un nombre d'héliostats fixe, ou à un seul héliostat. La performance de chaque zone est calculée à partir de celle d'un héliostat représentatif au centre de celle-ci [20],
- RCELL (optimisation par zone) optimise les composants solaires (espacement des héliostats dans le champ, limites du champ, dimensions de la tour et du récepteur) sur des critères de coûts ou de performance et donne les facteurs d'interception optimisés à partir d'un modèle simple (pour les essais initiaux) ou à partir des sorties de NS (pour des résultats plus précis),
- IH (emplacement des héliostats individuels et performance) est un processeur détaillé d'emplacement du champ utilisant des données RCELL pour spécifier la position de chaque héliostat. Il peut aussi calculer les performances d'un héliostat précis ou du champ complet.

Les données d'entrée sont contenues dans quatre modules définissant le site et l'ensoleillement, la conception des héliostats, la conception du récepteur, et le type de calcul (puissance interceptée, optimisation du champ, optimisation du système complet, emplacement des héliostats ou performances annuelles). En générant et utilisant des bases de données (fichiers « cosinus, ombres et blocages » et fichiers « nœuds »), le temps de calcul est diminué [19]. Les codes UHC ont été utilisés pour optimiser les champs d'héliostats et pour évaluer les performances optiques d'une grande partie des installations CRS existantes, dont Solar One et Solar Two.

Des fonctionnalités intéressantes ont été ajoutées durant la conception et l'exploitation de Solar Two : une contrainte en flux admissible était utilisée pour optimiser le nouvel emplacement des héliostats [21] et une version C++ d'UHC incluant la structure et les caractéristiques de IH aida à calculer, en temps réel, les stratégies de pointage pour contrôler la densité de flux solaire sur l'ouverture du récepteur et ainsi le protéger de pics de flux excessifs [22].

### **(ii) DELSOL / WINDELSOL**

Ce code Fortran a été développé pour répondre au besoin d'un outil précis quoique rapide et facile d'utilisation pour **l'analyse des performances, la conception et l'optimisation de petites et grandes installations CRS** de production d'électricité ou de chaleur industrielle [8]. Il requiert moins de temps de calcul pour des calculs de performance que MIRVAL ou HELIOS. Il est basé en partie sur l'approche développée à l'Université de Houston (images générées par convolution de polynômes hermitiens, champ solaire divisé en zones définies par leur densité d'héliostats). Il optimise la hauteur de tour, les dimensions du récepteur et les limites du champ, mais nécessite une définition des espacements des héliostats.

WINDELSOL est une adaptation de DELSOL3 pour Windows réalisée en 2001 par AICIA, CIEMAT et SOLUCAR avec de nouvelles fonctions (interface utilisateur conviviale, génération d'un champ d'héliostats optimisé défini par leurs coordonnées...) mais qui rendent de fait difficile l'emploi de ce code pour l'analyse d'installations existantes (les coordonnées des héliostats ne peuvent pas être choisies librement). La subdivision du champ en secteurs et l'organisation des données d'entrée limitent l'introduction de nouveaux paramètres optiques. Ce programme semble donc bien adapté aux grands systèmes mais, de l'aveu même de ses développeurs [23], peu précis pour les petites centrales. Sa facilité

d'utilisation en fait un outil de base intéressant pour les études préliminaires de projets de grandes centrales à tour. Notons par ailleurs que DELSOL3 a aussi été adapté à la simulation des concentrateurs de type tour réfléchissante au laboratoire WIS et renommé pour l'occasion WELSOL [24].

### **(iii) HFLCAL**

Le code HFLCAL (pour « Heliostats Field Layout CALculations ») a été développé pour le projet hybride GAST (1986) puis par la suite étendu à d'autres concepts (comme PHOEBUS). Il **calcule la production annuelle d'une installation CRS en fonction de sa configuration** (héliostats, tour, récepteur, cycle). La **conception du système global est optimisée** pour maximiser la production d'électricité par héliostat ou minimiser le coût de l'électricité produite.

La production annuelle est estimée avec une erreur inférieure à 5% par rapport aux codes états-uniens HELIOS, DELSOL, et UHC [14]. Actuellement, il continue à être amélioré et utilisé par les chercheurs de la DLR, qui le considèrent plus facile à adapter que DELSOL, pour la modélisation de systèmes à récepteur central [25].

HFLCAL est capable d'effectuer en un temps raisonnable les centaines de calculs de performances annuelles nécessaires pour déterminer la disposition d'un champ solaire optimisé en termes de coûts. En effet il utilise un modèle optique simplifié dans lequel la distribution de flux réfléchi par chaque héliostat est approchée par une distribution gaussienne normale-circulaire obtenue par convolution de trois distributions (une pour la taille et la luminance du soleil, une seconde pour les erreurs des héliostats, et une troisième pour les erreurs de pointage). A l'inverse dans les cinq autres codes décrits dans ce chapitre les erreurs de courbure, de réglage et microscopiques sont prises séparément facette par facette. Ainsi dans HFLCAL il suffit de considérer le rayon central d'un héliostat et d'inclure ces trois erreurs sous la forme de trois écart-types, suivant un modèle mis au point par Rabl [26]. Par conséquent ce code n'effectue qu'un seul calcul par héliostat, dont la distance focale est considérée constante ou égale à la distance oblique.

HFLCAL a été utilisé lors du projet SOLGATE pour optimiser sur un critère économique la partie solaire d'une centrale CRS avec un RVP. La taille et l'arrangement du champ solaire, la hauteur de la tour, et la géométrie du récepteur ont été adaptés aux exigences spécifiques des systèmes HSGT pour une capacité donnée en un lieu précis. Les comparaisons avec les mesures expérimentales montrent que la puissance totale sur la cible peut facilement être calculée avec une erreur faible, mais que l'erreur sur le flux maximal est assez forte (aléatoire, jusqu'à 11%) et la distribution du flux imprécise [25]. Pour simuler le fonctionnement de la centrale complète avec des pas de temps petits, l'équipe du projet SOLGATE a choisi d'inclure les résultats issus de HFLCAL (matrices d'efficacité du champ solaire) au programme de simulation en régime transitoire TRNSYS.

### **(iv) MIRVAL**

Ce code a été élaboré pour **l'évaluation rigoureuse des performances optiques** des différents concepts en compétition lors de la pré-étude de Solar One. Il a été utilisé pour valider les calculs de flux de DELSOL, HELIOS, et UHC. Il est assez simple d'utilisation et comme le permet la méthode de Monte-Carlo il peut fournir les vecteurs des rayons arrivant sur la surface du récepteur, permettant ainsi l'interfaçage avec un modèle de récepteur ou de concentrateur secondaire. D'après [10], MIRVAL s'est révélé incapable de prendre en compte la géométrie complexe des héliostats CETHEL du champ de THEMIS.

#### (v) FIAT LUX

Conçu à l'origine à la PSA dans le but de **valider la qualité optique d'un héliostat**, il permet une analyse détaillée d'installations existantes, avec notamment une représentation très fine de la géométrie des héliostats. La visualisation en 3-D des rayons réfléchis issus du centre des facettes avant le calcul facilite la vérification de l'orientation des héliostats, et la distribution de flux en fin de calcul est décrite statistiquement. FIAT LUX a été comparé avec HELIOS sur un héliostat Martin-Marietta complet lors du projet HITREC, montrant un très bon accord [17]. Néanmoins ce logiciel est encore en développement : il manque des fonctionnalités telles que la prise en compte des ombres et blocages, et l'interface utilisateur est encore inexistante.

#### (vi) SOLTRACE

Le but de SOLTRACE est de **modéliser des systèmes optiques complexes pour l'électricité solaire et d'analyser leurs performances** [18]. Il présente l'avantage d'être adapté non seulement à la représentation des trois filières de conversion thermodynamique de l'énergie solaire en électricité (les CRS, les PT et les DS), mais aussi des fours solaires.

Le système optique est organisé en *étages* dans un système de coordonnées global : les *étages* sont des sections de la géométrie du concentrateur qui sont successivement atteints par les rayons sur leur trajectoire du soleil vers le récepteur final. Ils sont de 2 types : optiques (interactions physiques avec les rayons) ou virtuels (pas d'interactions physiques avec les rayons, utile pour déterminer la position et la direction des rayons en tous points sans affecter physiquement leur trajectoire). La raison de cette organisation est d'effectuer des lancers efficaces et donc d'économiser du temps de calcul. Un *étage* est composé d'*éléments* comprenant chacun une ouverture, une forme, un type d'interaction optique, et éventuellement un jeu de propriétés optiques (erreurs optiques, transmissivité, réflectivité, diffraction). Chaque *élément* est décrit dans le système de coordonnées propre à l'*étage*. Les étages peuvent être sauves et réutilisés pour d'autres simulations sans avoir besoin de recalculer la position et l'orientation des éléments ; Contrairement aux autres logiciels, l'atténuation atmosphérique et les erreurs de pointage ne sont pas calculées directement, mais elles peuvent être prises en compte respectivement dans la réflectivité des miroirs et dans leur erreur de réglage (*slope error*). De plus la description très détaillée de la géométrie des surfaces induit une interface encombrante. En effet pour chaque système étudié il faut construire dans un tableur toute la géométrie du champ d'héliostats comprenant :

- la définition du centre, de l'ouverture, de la direction normale et de la courbure de chaque facette de chaque héliostat dans un repère qui lui est propre,
- la définition du positionnement du repère de chaque héliostat par rapport à un repère global, ce qui implique le calcul de la direction de pointage de l'héliostat en fonction de la position du soleil dans le ciel.

La venue au laboratoire PROMES en décembre 2005 d'Allan Lewandowski, chercheur au NREL et utilisateur expérimenté de SOLTRACE, a grandement accéléré notre prise en main de ce logiciel. Nous avons ainsi pu rapidement en appréhender les difficultés et mesurer l'étendue de ses possibilités. Les contacts avec le développeur, Tim Wendelin (NREL), se sont par la suite poursuivis et lui ont permis d'apporter quelques améliorations au code.

#### 4.1.3.4 Autres codes

Le code par lancers de rayons OPTEC (pour *Optimization Program for TErminal Concentrators*, [27]) est capable de modéliser un four solaire [28], un champ d'héliostats ou une parabole et d'ajouter un concentrateur secondaire en forme de cône, de trompette, ou de CPC.

Parallèlement aux centres de recherche, des groupes industriels intervenant dans les nouveaux projets de centrales solaires thermodynamiques se sont intéressés au calcul des performances d'installations à travers le développement de codes similaires, souvent destinés à l'optimisation de projets de centrales et non rendus publics. Citons par exemple SOLVER (lancers de rayons pour modélisation de CRS) du groupe espagnol Solúcar, déjà investi dans le développement de WINDELSOL, et SENSOL (pour la modélisation de CRS et PT, [29]). Ce dernier permet de modéliser un champ solaire de taille industrielle, couplé à un récepteur et à un cycle à vapeur, et d'en optimiser les principaux paramètres (sélection des meilleurs héliostats sur critères énergétiques et économiques, optimisation de la stratégie de pointage pour minimiser les pertes et respecter les limites de tenue des matériaux constituant le récepteur).

Pour compléter cette revue citons aussi les codes en cours de développement en 2007, destinés à remplacer la génération des codes des années 80, considérés parfois comme difficiles à utiliser et à modifier, inadaptés à la modélisation dynamique, manquant de documentation et limités par des contraintes d'économie du temps de calcul aujourd'hui levées [30]. Ces nouveaux codes, plus modulaires, permettront d'aborder plus facilement la simulation de nouveaux concepts de centrales, hybrides, de cogénération ou à récepteur multi-étagé par exemple.

Outre SOLTRACE traité précédemment et qui constitue peut-être le premier code de cette nouvelle génération, TONATIUH [30] constituera un environnement logiciel sophistiqué pour la conception, l'optimisation et l'analyse des systèmes CSP de toutes filières (CRS-PT-DS). Ce logiciel libre de lancers de rayons écrit en C++ permettra de naviguer en 3D à travers l'installation grâce à une interface adaptée aux standards graphiques actuels. Le CIEMAT à Madrid développe actuellement une série de boîtes à outils MATLAB appelé SCT (*Solar Concentration Toolbox*) : une pour la conception optique et l'optimisation du récepteur, une pour la génération aléatoire de rayons et la dernière pour l'optimisation et les performances de la centrale à tour. Ces programmes utiliseront au choix la méthode de Monte-Carlo et/ou par convolutions. Enfin le laboratoire LENI de l'Ecole Polytechnique fédérale de Lausanne a travaillé sur l'intégration dans un environnement MATLAB d'un modèle héliostat-tour construit à l'aide du logiciel RADIANCE et a récemment développé un algorithme multi-objectifs pour la conception des champs d'héliostats [31].

#### 4.1.4 Comment choisir un code de calcul adapté ?

Pour les chercheurs et ingénieurs qui voudraient modéliser un CRS, il peut être difficile de trouver le bon outil, celui qui répond le mieux à leurs attentes. J'espère que ce chapitre les aidera à résoudre ce problème. Dans le cas d'un projet industriel, une stratégie intéressante pourrait être de déterminer en premier lieu la configuration générale de l'installation (hauteur de tour, limites du champ d'héliostats, géométrie et technologie du récepteur, capacité du stockage) à partir de paramètres clés tels que les caractéristiques du GTA, les données météorologiques, et les courbes de charge. Cette analyse peut être menée avec des outils de la première catégorie. Puis une étude plus détaillée incluant une description plus fine de la géométrie des héliostats et du récepteur peut être entreprise avec des outils de la deuxième catégorie pour estimer les performances du champ solaire voire pour améliorer les stratégies de pointage et d'exploitation.

Une approche alternative pourrait se décomposer comme suit :

- premièrement utiliser des matrices d'efficacité du champ solaire et des courbes de performances du récepteur données par les codes spécifiques cités ci-dessus,
- puis intégrer ces données dans TRNSYS avec la bibliothèque de composants solaires thermodynamiques STEC, ou dans des modèles moins détaillés basés sur des bilans de puissance comme SOLERGY ou ECOSTAR.

Avec cette seconde approche, un composant peut être modifié plus facilement sans changer le modèle global. De plus une gamme plus large de concepts peut être envisagée. D'un autre côté, il faut veiller à ce que l'assemblage des sous-modèles reste consistant pour éviter les incohérences. Par ailleurs contrairement aux codes de catégorie 1, TRNSYS, ECOSTAR ou SOLERGY sont incapables d'optimiser des composants ou des sous-systèmes mais seulement d'en estimer les performances.

Nous reviendrons sur ce point au Chapitre 7, où sera proposée une méthodologie de conception des centrales solaires.

#### 4.1.5 Conclusions de l'étude comparative

Cette étude aura permis de classer ces logiciels en deux catégories, correspondant aux deux types de problèmes rencontrés dans l'étude d'une installation solaire à récepteur central :

1) **codes d'optimisation** (OPT) pour concevoir un projet d'installation comme UHC-RCCELL, (WIN)DELSOL ou HFLCAL.

2) **codes d'analyse des performances optiques** (PERF) pour une installation donnée comme FIAT LUX, MIRVAL, UHC-NS, UHC-IH, ou SOLTRACE,

Il est important de remarquer que d'autres types d'outils de modélisation sont nécessaires pour concevoir et étudier les systèmes à récepteur central comme des codes spécifiques pour la modélisation du récepteur, pour l'optimisation de l'emplacement des héliostats dans le champ solaire, l'analyse transitoire ou technico-économique.

Pour les laboratoires et les développeurs industriels, il semble intéressant de maîtriser un logiciel de chaque catégorie. En effet les logiciels de catégorie OPT, sont recommandables pour l'évaluation technico-économique de la filière des centrales à tour. Cependant de nombreuses extensions ou modifications seront à apporter pour les adapter à l'étude des concepts de centrales de nouvelle génération. Les logiciels de catégorie PERF permettent d'évaluer la distribution de flux disponible au foyer d'un concentrateur champ-tour existant et donc de dimensionner en conséquence un récepteur.

Dans le cadre des travaux du laboratoire PROMES, un logiciel de catégorie OPT, WINDELSOL, a été testé. L'application de ce logiciel à la simulation des performances globales de l'installation PEGASE à THEMIS s'est révélée infructueuse, WINDELSOL étant incapable de représenter certains composants d'un système HSGT tels que la turbine à gaz et le concentrateur secondaire. Nous avons notamment tenté de l'utiliser pour simuler le sous-système optique de PEGASE à THEMIS, comme cela est détaillé au paragraphe suivant.

Pour évaluer la distribution de flux disponible en haut de la tour de THEMIS et par la suite proposer une géométrie de cavité réceptrice de PEGASE, un code de catégorie PERF est nécessaire. Au vu de l'incapacité de MIRVAL à reproduire la géométrie complexe des héliostats de THEMIS et étant dans l'incertitude quant à la disponibilité effective de FIATLUX (qui serait à négocier avec PSA-CIEMAT), la prise en main de SOLTRACE nous a semblé la plus indiquée. Par ailleurs la polyvalence de ce code le rend intéressant pour d'autres sujets de recherche de PROMES, comme les fours solaires ou les paraboles Stirling. Après un essai très concluant de manipulation de ce code au laboratoire en décembre 2005, il a été décidé de poursuivre son utilisation pour la modélisation du concentrateur de PEGASE à THEMIS, qui sera exposée aux paragraphes 4.2 et 4.3.

La comparaison des résultats de codes des deux catégories sur un ou plusieurs cas de référence pourrait constituer un partenariat intéressant pour les centres de recherches impliqués dans le domaine des CRS.

## 4.2 Simulation des performances du champ solaire de PEGASE

Les logiciels spécifiques WINDELSOL et SOLTRACE ont été mis en œuvre pour prévoir les performances du champ solaire de PEGASE à THEMIS. Ils servent notamment à établir des matrices d'efficacité qui pourront être intégrées au modèle global du système PEGASE à THEMIS, et des cartes de flux sur les parois du récepteur qui orienteront la géométrie et la technologie de ce dernier.

### 4.2.1 Description du champ de PEGASE à THEMIS

Cette modélisation du sous-système champ-tour de PEGASE à THEMIS concerne 101 héliostats opérationnels dans la zone basse du champ, près de la tour, soit la moitié du champ solaire de THEMIS. Les caractéristiques principales du sous-système concentrateur de PEGASE à THEMIS sont regroupées dans le Tableau 4.3.

Site	Latitude	42,5 °N
	Altitude	1650 m
	Angle seuil de lever/coucher du soleil	12 °
Héliostat	Nombre d'héliostats	101
	Surface réfléchissante	53,9 m <sup>2</sup>
	Largeur totale	8,84 m
	Hauteur totale	7,34 m
	Densité de miroir	83%
Tour	Réfectivité des miroirs	90%
	Hauteur*	104 m
	Diamètre	8,3 m
Receiver	Altitude*	86 m
	Angle d'ouverture (par rapport à la verticale)	35 °
	Surface d'ouverture maximale	14 m <sup>2</sup>

**Tableau 4.3. Caractéristiques du concentrateur de PEGASE à THEMIS**  
\* par rapport à la base de la tour

Lors de l'expérience THEMIS, les pertes par atténuation atmosphérique ont été évaluées à 1% [32]. Remarquons que certains codes de calculs du flux solaire concentré prennent en compte cette atténuation (tel WINDELSOL), d'autres non (tel SOLTRACE).

Par ailleurs, plusieurs types d'erreurs causant un élargissement de la tache solaire sur l'ouverture du récepteur doivent être introduits dans la modélisation pour simuler les défauts optiques des héliostats. Pour la plupart d'entre elles nous utiliserons les données mesurées pendant l'exploitation de la centrale THEMIS, tout en gardant à l'esprit que de nouvelles mesures devront être effectuées pour la qualification optique du champ solaire de PEGASE à THEMIS.

### a. Les erreurs de pointage

D'après le rapport [33], 574 mesures significatives de taches d'héliostats ont été réalisées et ont servi à déterminer l'erreur de pointage de la normale à l'héliostat. Les erreurs en site et en azimut peuvent être approchées par une courbe de Gauss (voir Figure 4.1).

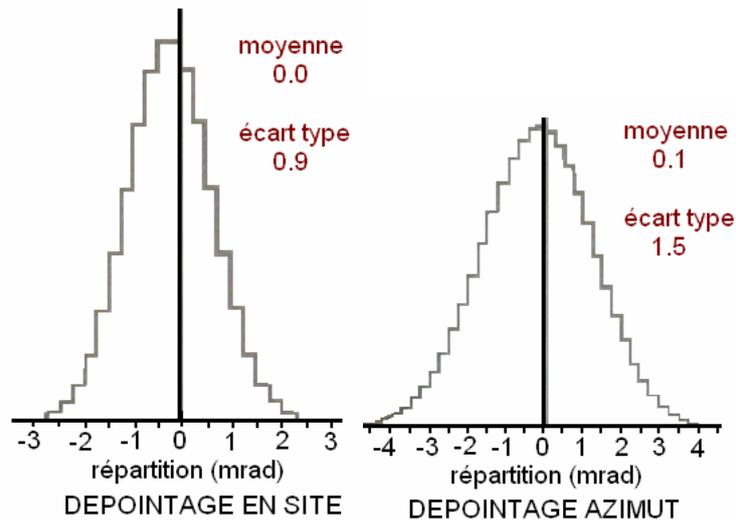


Figure 4.1. Dépointage en site et azimut du champ solaire de THEMIS [33]

Ainsi, le vecteur normal de chacun des héliostats se verra octroyer une erreur de pointage suivant la distribution probabiliste donnée par les courbes de Gauss, qui décalera la tache par rapport au point cible situé au centre du récepteur. Du fait du nombre élevé d'héliostats dans le champ, cette distribution probabiliste reproduit fidèlement le comportement du champ solaire.

### b. Les erreurs de réglage des miroirs

Commises au montage des neufs modules qui constituent la surface réfléchissante de l'héliostat, elles peuvent être déduites de relevés datant de 1982, quand 700 taches solaires ont été mesurées [33]. Pour chaque relevé, nous disposons de la forme de la tache théorique (celle que l'on obtiendrait si les neufs modules formaient une parabole parfaite), et de la forme mesurée. L'élargissement moyen de la tache est ainsi directement calculable en mrad. On se propose donc de faire une moyenne arithmétique des erreurs de tous les héliostats concernés et d'en déduire une erreur représentative du champ que l'on entrera dans SOLTRACE comme erreur de réglage. La Figure 4.2 reprend le tableau du rapport [33] qui liste les erreurs de réglage pour chaque héliostat.

D14	D15	D16	D17	D18	D19	D20	D21	E15	E16	E17	E18	E19	E20	E21	F14	F15	F16	F17	F18	F19	F20	F21
-0.2	-0.2	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	-0.1	-0.1	-0.3	-0.2	-0.3	-0.2
D07	D08	D09	D10	D11	D12	D13	E08	E09	E10	E11				F07	F08	F09	F10	F11	F12	F13		
0.0	0.5	0.1	0.1	0.2	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	0.4				0.1	0.2	0.0	0.0	-0.2	-0.5	-0.2		
	D01	D02	D03	D04	D05	D06	E01	E02	E03	E04	E05	E06	E07	F01	F02	F03	F04	F05	F06			
	0.6	1.3	0.6	0.3	0.6	0.9	0.6	1.0	0.8	0.7	0.7	1.0	1.1	0.8	0.9	?	0.1	0.1	0.1			
	A14	A15	A16	A17	A18	A19	A20	B16	B17	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18						
	1.1	0.3	0.3	0.7	0.3	1.0	1.2	1.2	1.5	0.6	1.3	0.7	0.8	?	1.6	1.3						
		A08	A09	A10	A11	A12	A13	B13	B14	B15	C07	C08	C09	C10	C11							
		1.1	0.7	1.8	1.6	1.9	1.7	0.8	1.8	1.5	1.2	0.8	1.4	0.9	1.4							
		A04	A05	A06	A07	B10	B11	B12	C04	C05	C06											
		0.7	1.4	1.2	1.1	3.4	1.2	3.3	0.9	1.6	1.7											
			A02	A03	B07	B08	B09	C02	C03													
			?	2.0	2.1	2.0	2.2	2.4	1.7													
				A01	B04	B05	B06	C01														
				3.4	2.2	2.3	3.5	2.0														
					B01	B02	B03															
					1.6	2.2	1.7															

Figure 4.2. Erreurs de réglage de chaque héliostat

On obtient une valeur moyenne de 0,85 mrad pour tout le champ. On peut aussi distinguer la partie haute et la partie basse du champ pour être un peu plus précis (partie basse constituée des héliostats des groupes A, B et C et haute constituée des héliostats des groupes D, E et F). On obtient ainsi 2 valeurs moyennes : 0,3 mrad pour la partie haute et 1,5 mrad pour la partie basse.

### c. Les erreurs de courbure

La focale de réglage de chaque héliostat de THEMIS est ajustée pour s'approcher à moins de 3 m de la focale théorique (distance oblique héliostat-récepteur). Cette dernière sera donc retenue comme paramètre dans les modélisations du champ solaire. Les focales des modules prennent 3 valeurs différentes (100/140/200 m) suivant la position de l'héliostat dans le champ.

## 4.2.2 Modèle SOLTRACE

SOLTRACE [18] est un code utilisant la méthode des lancers de rayons pour reproduire le trajet de la lumière au travers d'un système concentrateur dont chaque élément est défini par sa forme et sa position dans l'espace. Comme nous l'avons déjà mentionné précédemment, le logiciel SOLTRACE est organisé en *étages*, optiques ou virtuels, que les rayons lancés interceptent successivement. Pour des raisons évoquées dans l'annexe C, la tour, le récepteur et les héliostats sont tous placés dans l'étage 1. La description de la géométrie des éléments composant ces étages (facettes des héliostats, tour, surface d'ouverture du récepteur) nécessite donc un prétraitement lourd : elle est d'abord calculée dans un tableau Excel avant d'être insérée en entrée de SOLTRACE.

Que ce soit pour l'établissement de matrices d'efficacité ou pour l'étude de cartes de flux détaillées au foyer, une fonction fenêtre (*Pill Box*) de 4,65 mrad est suffisante pour modéliser le profil solaire. En effet les résultats obtenus sont très proches de ceux établis avec un profil de luminance en forme de fonction cosinus, plus conforme aux observations expérimentales. Quel que soit le type de calcul effectué, le DNI est toujours pris égal à 1000 W/m<sup>2</sup>.

La tour est modélisée par un demi-cylindre de 104 mètres de hauteur et de 8 mètres de diamètre dont la section est orientée vers le soleil, quelle que soit la position de ce dernier. La tour peut ou non être supprimée du modèle pour certaines zones azimutales : en effet, pour des positions du soleil comprises entre 0 et 110 ° ou entre 250 et 360 ° (l'origine des angles étant au nord) la tour ne fait pas d'ombre sur le champ (voir Figure 4.3). Le temps de calcul est ainsi diminué.

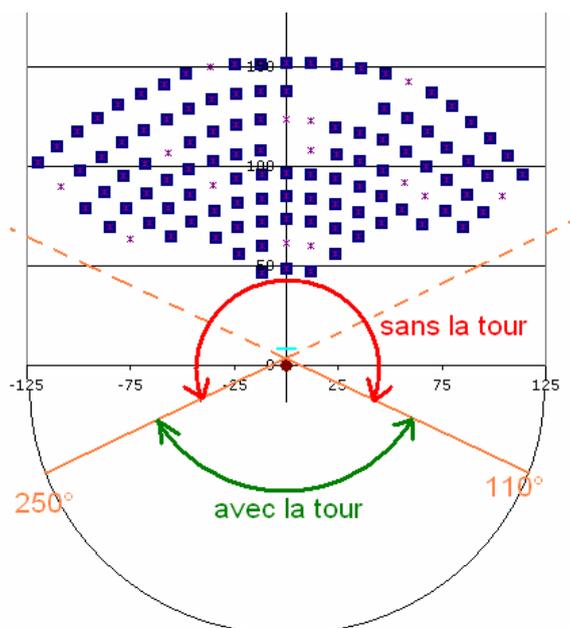


Figure 4.3. Prise en compte de la tour en fonction de l'azimut solaire

L'orientation de toutes les facettes et les erreurs de pointage des héliostats, qui ne sont pas prises en compte par le logiciel, doivent être calculées dans le fichier Excel. Les erreurs de pointage dévient le vecteur normal de chaque héliostat suivant la loi normale inverse de moyenne et d'écart type donné dans la Figure 4.1. Les erreurs de réglage peuvent être directement introduites dans un fichier SOLTRACE définissant les propriétés optiques des facettes, sous le nom de *slope error*.

On observe le flux dans un plan virtuel représentant la surface d'ouverture maximale du récepteur (4 mètres sur 3,5 mètres). Ce plan est incliné à  $35^\circ$  par rapport à la verticale de manière à faire face au centre du champ d'héliostats. Son centre est à 81,75 mètres de hauteur et à 8,4 mètres de l'axe de la tour. L'ouverture du récepteur étant grande, le débordement de la tache focale sera donc limité. Des protections correspondant aux parois de la tête de la tour sont ajoutées de manière à éviter que des rayons issus du disque solaire tapent directement le récepteur par l'arrière. La Figure 4.4 montre la visualisation dans l'environnement SOLTRACE des intersections entre les rayons et les éléments de la simulation (ici la tour, un héliostat et l'ouverture du récepteur).

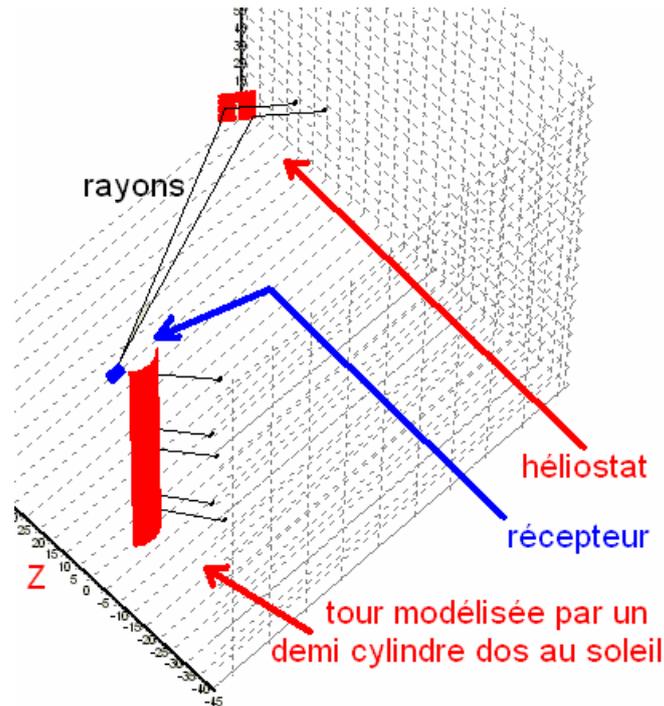


Figure 4.4. Vue sous SOLTRACE des différents éléments

Le choix de la taille de la maille et du nombre de rayons à lancer est un compromis entre l'incertitude sur la valeur du flux calculé par maille, le raffinement du maillage et le temps de calcul. En effet comme expliqué en Annexe D, plus le maillage est fin, plus le nombre de rayons lancés doit être important et plus le temps de calcul est long pour garder une incertitude acceptable sur le résultat.

La matrice d'efficacité peut servir à estimer les performances annuelles d'un champ solaire complet, mais aussi d'un héliostat précis ou d'un groupe d'héliostats. Elle doit englober toutes les positions du soleil durant une année entière. En fonction des coordonnées géométriques du site, on obtient un diagramme solaire [34] qui décrit les positions du soleil dans le ciel (azimut, élévation) tout au long de l'année (voir Figure 4.5). Par ailleurs, à THEMIS le soleil n'est visible qu'à une hauteur supérieure à  $12^\circ$ . On évitera donc les zones où l'élévation est inférieure à cette valeur.

Les calculs seront donc effectués pour les positions du soleil comprises dans la zone hachurée de la Figure 4.5, qui prend en compte 99% des positions du soleil sur l'année. Par ailleurs, pour établir la matrice d'efficacité d'un héliostat précis du champ, le maillage de la matrice doit être raffiné à certaines positions du soleil pour évaluer avec précision l'effet de l'ombre de la tour sur l'héliostat considéré (Annexe C). Les positions restantes seront calculées par interpolation linéaire selon l'azimut et l'élévation. La matrice possède donc la forme donnée en Tableau 4.4.

		Élévation (en degrés)						
		10	20	30	40	50	60	70
Azimut (en degrés)	60	X						
	75	X	X					
	90	X	X	X	X			
	105	X	X	X	X	X		
	120	X	X	X	X	X	X	
	135	X	X	X	X	X	X	
	150		X	X	X	X	X	
	165			X	X	X	X	X
	180			X	X	X	X	X
	195			X	X	X	X	X
	210		X	X	X	X	X	X
	225	X	X	X	X	X	X	X
	240	X	X	X	X	X	X	X
	255	X	X	X	X	X		
270	X	X	X	X				
285	X	X						
300	X							

Tableau 4.4. Trame de la matrice d'efficacité

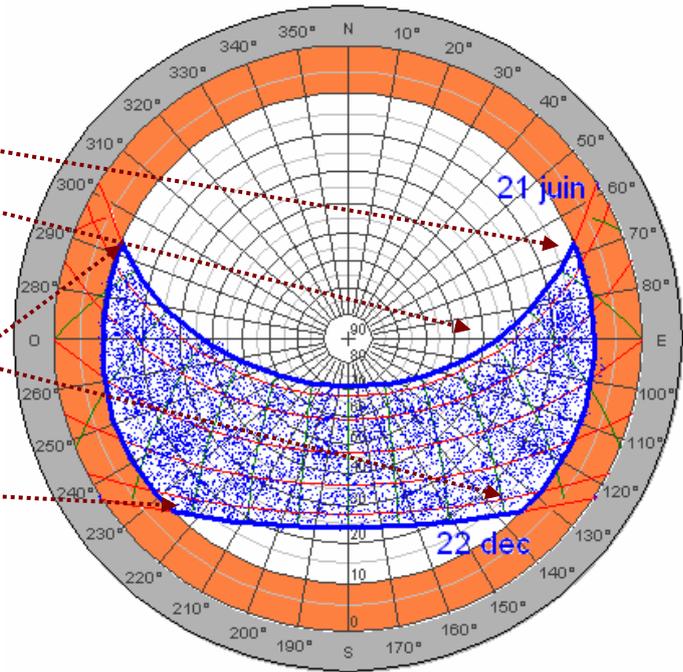


Figure 4.5. Positions du soleil dans le ciel au cours de l'année

Afin de limiter le temps de calcul, on se propose de conserver des matrices d'efficacité incluant 30 positions du soleil dans le ciel, ce qui semble suffisant pour obtenir une bonne idée du rendement global du champ. SOLTRACE ne peut pas effectuer des calculs à répétition de manière autonome pour différentes positions du soleil. Il est nécessaire de redéfinir à chaque fois le fichier géométrique qui dépend de la position du soleil, de lancer les calculs, d'attendre leur exécution, et de sauvegarder les résultats. Pour 101 héliostats à tester, cela fait 3030 calculs à effectuer. Il a donc fallu réaliser un macro-programme qui puisse faire tourner tous ces calculs de manière quasi autonome. Les logiciels *Excel* et *Autolt* [35] ont permis cette automatisation.

Tout d'abord, un fichier Excel calcule pour toutes les positions du soleil indiquées dans la matrice l'orientation de l'héliostat, et sauve cette configuration dans un fichier géométrique. Puis un script réalisé avec Autolt appelle SOLTRACE pour chacune des positions du soleil, charge lui même le profil du soleil, le fichier géométrique, sélectionne ou désélectionne la tour en fonction de l'azimut, lance les calculs avec le nombre de rayons appropriés, attend la fin du calcul puis sauvegarde les résultats dans un fichier Excel. Enfin, la boucle recommence avec une autre position. Ainsi le calcul d'une matrice d'efficacité s'exécute automatiquement.

La puissance incidente se déduit par intégration de la carte de flux sur l'ouverture du récepteur. Elle est ensuite divisée par la puissance maximale récupérable (DNI multiplié par la surface de miroirs des héliostats considérés) pour obtenir le rendement des héliostats considérés dans la position  $i$  du soleil. Pour chacune des positions  $Az_i$  et  $El_i$ , on obtient donc un rendement  $m(Az_i, El_i)$  que l'on fait figurer dans la matrice d'efficacité.

$$m(Az_i, El_i) = \frac{P_{int(i)}}{DNI_0 \times S_{mir}}$$

Le rendement annuel de tout ou partie du champ d'héliostats peut être déduit d'une matrice d'efficacité (interpolée linéairement pour les valeurs intermédiaires) et d'un fichier de données horaires de DNI par la formule suivante :

$$\eta_{SF} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} DNI_i \times m(Az_i, El_i)}{\sum_{i=1}^{8760} DNI_i}$$

où l'indice  $i$  correspond à une heure de l'année.

Il convient de noter qu'à THEMIS, si le soleil est en dessous de 12° d'élévation, on ne le voit pas. Les données d'ensoleillement utilisées proviennent des mesures de la station météorologique d'Odeillo, le DNI étant mis à zéro pour toute élévation inférieure à 12°.

### 4.2.3 Résultats obtenus par SOLTRACE

#### a. Matrices d'efficacité

Pour l'établissement d'une matrice d'efficacité, 250 000 rayons sont lancés (225 000 pour les positions azimutales du soleil comprises entre 250° et 110° dans lesquelles la tour n'intervient pas. Ce nombre de rayons nous assure une valeur de flux moyen très précise. La distribution du flux solaire sur le récepteur est assez lisse, avec une erreur sur le flux maximal n'excédant pas les 5%. L'Annexe D détaille le calcul de cette incertitude. 250 000 rayons impliquent un temps de calcul de 1h30 à 4h selon les positions (voir matrice temps de calcul en Annexe E). Le plan récepteur est divisé en un maillage rectangulaire de 50x50 surfaces élémentaires pour l'observation de la distribution du flux intercepté, sauvegardée dans un fichier Excel.

Une matrice d'efficacité du champ complet, qui sera utilisée dans les chapitres suivants pour l'évaluation des performances de PEGASE à THEMIS, est donnée en Annexe E, ainsi que des matrices détaillant l'influence relative des différentes pertes optiques du concentrateur et pour différentes ouvertures du récepteur.

La partie du champ solaire de THEMIS retenue pour le projet PEGASE compte 115 héliostats, dont 101 sont complets et nécessitent peu de travaux de rénovation. Trois configurations du champ solaire ont été envisagées : la configuration dite « de base » dans laquelle les 101 héliostats complets sont utilisés quitte à laisser des trous dans le champ, et deux configurations nécessitant des déplacements de structures des héliostats vers le centre ou le haut du terrain pour former un concentrateur plus compact de 101 héliostats. Des matrices individuelles de 22 héliostats répartis dans le champ ont été calculées pour identifier la meilleure configuration parmi les trois possibilités envisagées (voir Annexe F). Après comparaison il a été décidé de conserver la configuration « de base », dont les performances sont comparables et dont la remise en état est moins longue et moins coûteuse.

#### b. Cartes de flux – 1 plan d'ouverture

Pour l'observation des distributions de flux sur le plan d'ouverture du récepteur ou sur les parois de la cavité réceptrice, une précision de simulation supérieure est requise. C'est pourquoi 1 million de rayons sont lancés pour établir des cartes de flux le 21 mars à 8h, 10h, 12h, 14h et 16h. Les calculs prennent approximativement une dizaine d'heures chacun. Pour chaque calcul, on sauvegarde les images des distributions de flux, les cartographies de flux sous forme de matrices dans Excel, et des détails des calculs (valeurs du pic, incertitude...) pour une surface d'observation de 4x3.5 mètres divisée en 50x50 mailles (mailles de 8x7 cm). Ce maillage optimisé aboutit à une erreur sur le flux maximal inférieure à 2%. Les

mêmes sauvegardes sont effectuées pour une surface d'observation de 8x8 mètres (débordement nul) divisée en 80x80 mailles pour évaluer l'importance des pertes par débordement.

Les résultats d'une simulation le 21 mars, pour une surface d'observation de 4x3,5 mètres divisée en 50x50 mailles sont donnés dans le Tableau 4.5. Le flux moyen est ici calculé sur toute la surface d'observation. Les pics de flux élevés obtenus rendent irréaliste le placement d'un matériau absorbeur directement dans le plan focal du concentrateur : la conception d'une stratégie de pointage ou d'une cavité réceptrice (simple ou multiple) est inévitable.

Heure solaire	8h	10h	12h	14h	16h
Flux moyen (kW/m <sup>2</sup> )	256	315	329	316	253
Flux maximal (kW/m <sup>2</sup> )	1829	3229	3584	2985	1570
Erreur flux maximal	2,20%	1,76%	1,69%	1,84%	2,36%

Tableau 4.5. Flux obtenus le 21 mars pour la configuration de base

Au midi solaire, la carte de flux obtenue est celle de la Figure 4.6. On remarquera déjà que pour une ouverture du récepteur égale à la surface d'observation (4 m par 3,5 m), le débordement est quasiment inexistant. Des études paramétriques sur les erreurs des héliostats (voir Annexe D), montrent la grande influence de ces erreurs sur l'étalement de la tache focale, et donc sur les pertes par débordement du concentrateur.

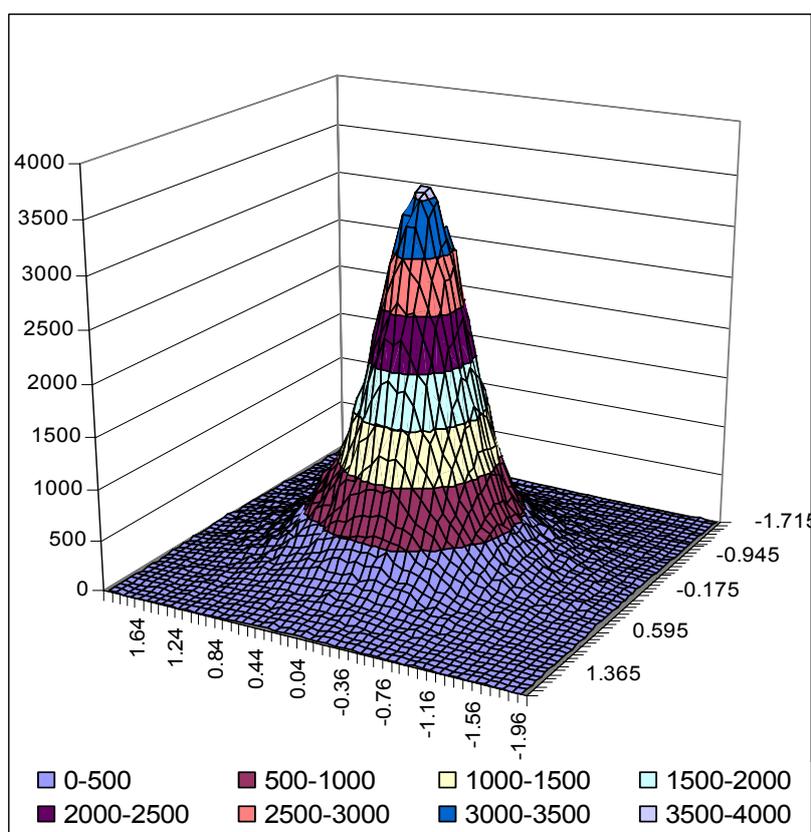


Figure 4.6. Carte de flux le 21 mars à midi solaire (densité de flux en kW/m<sup>2</sup> sur la surface virtuelle d'ouverture)

La forme de la tache focale ainsi obtenue permet de définir le débordement en fonction du rayon d'ouverture du récepteur, dont l'entrée est ici supposée circulaire (Tableau 4.6). Le flux moyen sur la surface irradiée mentionné dans ce tableau correspond à la concentration moyenne sur la surface d'ouverture. Ces données pourront par la suite être interfacées à un modèle de récepteur, comme nous le verrons au Chapitre 5.

Rayon d'ouverture (m)	Surface d'ouverture (m <sup>2</sup> )	Rendement d'interception $\eta_{int}$	Flux moyen sur la surface d'ouverture (kW/m <sup>2</sup> )	Puissance interceptée (kW)
0	0,00	0,0%	3584	0
0,5	0,79	41,2%	2407	1887
1	3,14	80,3%	1173	3678
1,25	4,91	90,3%	832	4137
1,5	7,07	95,8%	618	4388
2	12,57	99,8%	364	4572
2,5	19,63	100,0%	233	4581.5

Tableau 4.6. Variation de paramètres du récepteur en fonction du rayon d'ouverture

### c. Cartes de flux – 3 plans d'ouverture

Plutôt que d'avoir un récepteur muni d'un seul plan d'entrée, on peut imaginer un récepteur à 3 faces d'entrée. Le champ solaire serait alors divisé en trois parties, chacune d'entre elles pointant vers l'un des 3 plans. L'idée est d'améliorer les performances des héliostats situés à la périphérie du champ en les faisant viser un plan d'ouverture quasiment perpendiculaire aux rayons qu'ils réfléchissent. L'objectif visé est une meilleure répartition des densités de flux, la possibilité d'employer des récepteurs à deux niveaux de température ou des récepteurs à faibles angles d'acceptance (ex de type REFOS).

Une zone centrale comporte la majorité des héliostats (60) qui pointent vers le plan milieu du récepteur, et 2 zones latérales sont définies avec 21 héliostats dans la zone ouest (visant le plan 2 du récepteur) et 20 héliostats dans la zone est (visant le plan 3), comme indiqué sur la Figure 4.7.

Le récepteur comporte trois plans toujours inclinés à 35° par rapport à la verticale et orientés de manière à ce que l'angle entre l'axe nord-sud et l'ouverture du récepteur dans le plan de coupe horizontal soit de 54 degrés. La hauteur des surfaces d'observation reste égale à 3,5 m et la profondeur du plan milieu est optimisée à 0,75 m derrière le plan focal. Les cibles de pointage des héliostats sont situées au centre des trois plans du récepteur.

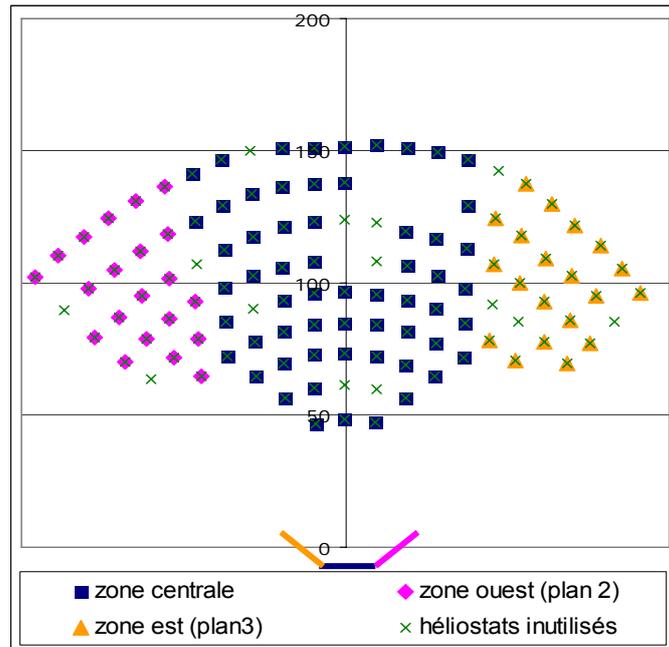


Figure 4.7. Vue de dessus du champ d'héliostats partagé en 3 zones

Cette partition du champ a été choisie pour pouvoir réaliser un récepteur modulaire avec différents niveaux de température. Au centre pourra être placé le module de récepteur HT (800 à 1000°C), tandis que les flux moins importants de la périphérie serviront à préchauffer le fluide caloporteur. Il n'est donc pas nécessaire d'avoir beaucoup d'héliostats qui pointent vers les plans 2 et 3.

La Figure 4.8 présente le récepteur vu du champ d'héliostats et la Figure 4.9 représente le récepteur 3 plans selon 2 sections, le plan A-A, horizontal, et le plan B-B, vertical, qui coupent le récepteur en son milieu.

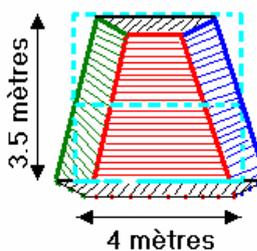


Figure 4.8.  
Récepteur vu du  
champ d'héliostats

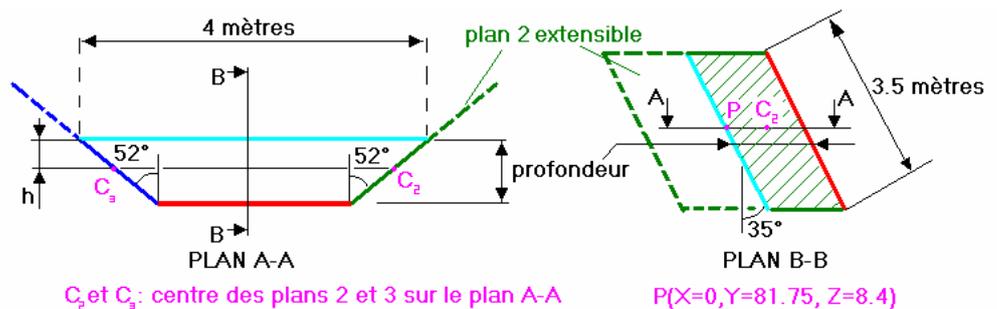


Figure 4.9. Sections horizontale (A-A) et verticale (B-B) du récepteur 3 plans

Un calcul par zone du champ a été effectué le 21 mars à midi solaire avec 1 million de rayons pour le champ constitué des héliostats du milieu, et 300000 rayons pour les 2 champs latéraux. Les résultats superposés de ces simulations (durée de simulation totale d'environ 20 heures) sont consignés dans la Figure 4.10 et le Tableau 4.7. Le débordement de la tache solaire hors des 3 plans récepteurs est très faible, le cumul de toutes les puissances totales donnant 4,41 MW. Les flux maximums atteignent environ 2500 kW/m<sup>2</sup> dans le plan central et 500 kW/m<sup>2</sup> sur les plans latéraux.

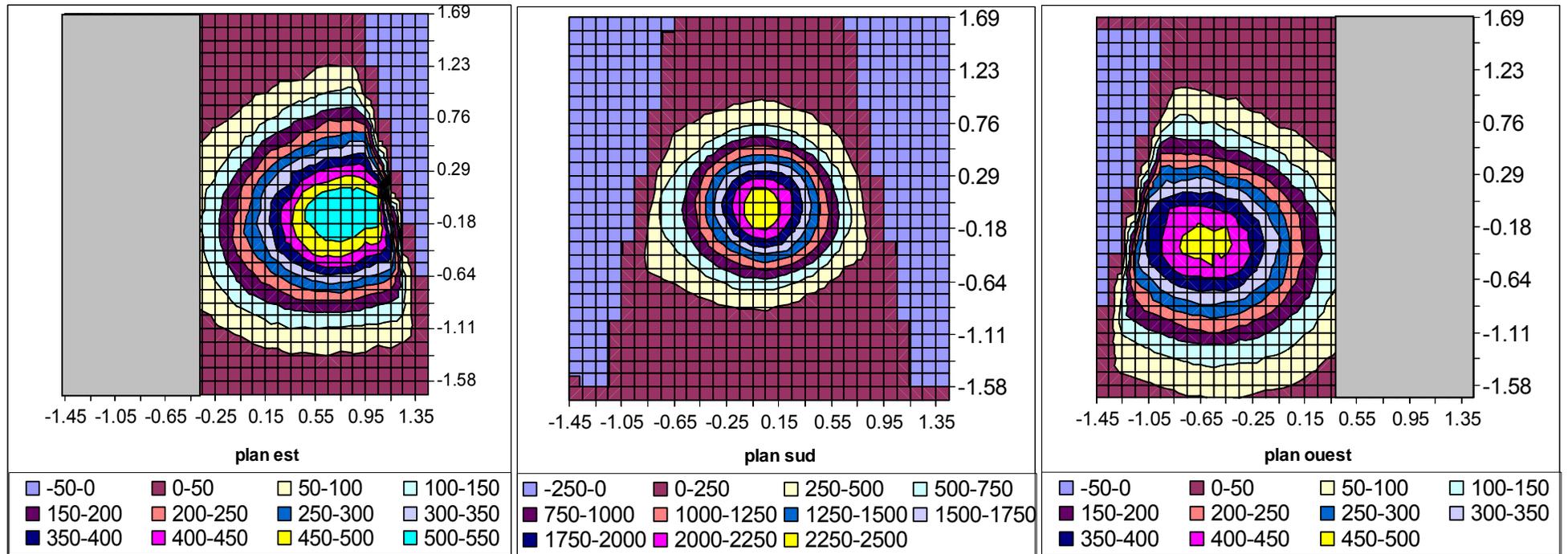


Figure 4.10. Carte de flux sur un récepteur à 3 ouvertures

Plan est (2)	Plan milieu (1)	Plan ouest (3)
Puissance totale incidente (kW)		
760	2920	730
Flux moyen incident (W/m <sup>2</sup> )		
171	379	163
Flux maximum incident (kW/m <sup>2</sup> )		
550	2490	470

Tableau 4.7. Bilan des flux incidents sur un récepteur à 3 ouvertures

La conclusion principale de cette étude est qu'avec cette partition du champ les flux sur le plan central sont toujours trop importants pour placer directement un matériau absorbeur sur celui-ci. Le rayonnement solaire devra être absorbé à une concentration plus faible à l'intérieur d'une cavité ou après passage dans une optique secondaire homogénéisant les niveaux de concentration. Cette configuration à 3 plans récepteurs présente de nombreuses possibilités d'évolution, avec, par exemple, des pointages différents, des changements d'héliostats d'un groupe à l'autre pour augmenter certains flux et en diminuer d'autres.

## 4.2.4 Comparaison WINDELSOL - SOLTRACE

### a. Modèle WINDELSOL

WINDELSOL [23] est un logiciel qui permet de présenter de manière conviviale et de traiter les calculs du code DELSOL3. Bien qu'il soit principalement dédié à l'optimisation de projets d'installations solaires à récepteur central, nous avons choisi d'essayer WINDELSOL pour simuler les performances du champ de THEMIS, afin d'en apprécier les avantages et inconvénients et d'évaluer la pertinence de son utilisation dans le contexte plus général de l'optimisation des centrales solaires. Le détail des données d'entrée de cette modélisation est fourni en Annexe G.

Pour reproduire les caractéristiques du champ d'héliostats de PEGASE en termes compréhensibles par WINDELSOL, quelques approximations ont dû être faites :

- L'emplacement des héliostats n'est pas défini par leurs coordonnées mais par une densité d'héliostats représentant le rapport entre la surface réfléchissante et la surface au sol. La valeur par défaut issue des travaux de l'Université de Houston est retenue pour cette densité.
- Seuls des terrains plats peuvent être modélisés, alors qu'à PEGASE les altitudes de la première et de la dernière rangée diffèrent de 24 mètres. A partir des coordonnées réelles des héliostats de THEMIS, nous avons donc calculé un champ plat fictif dont les coordonnées des héliostats sont déterminées par l'intersection des vecteurs héliostats-récepteur et d'un plan horizontal situé à une hauteur moyenne dans le champ (voir Figure 4.11). Cette méthode permet de conserver la même surface efficace du champ, puisque les vecteurs incidents et réfléchis restent identiques.
- La géométrie particulière des héliostats du champ de PEGASE ne pouvant pas être prise en compte, nous avons dû définir un héliostat équivalent de même encombrement, de même densité de miroirs, mais avec 8 modules identiques et composés chacun d'une seule facette au lieu de 9 modules composés de 2 ou 6 facettes.

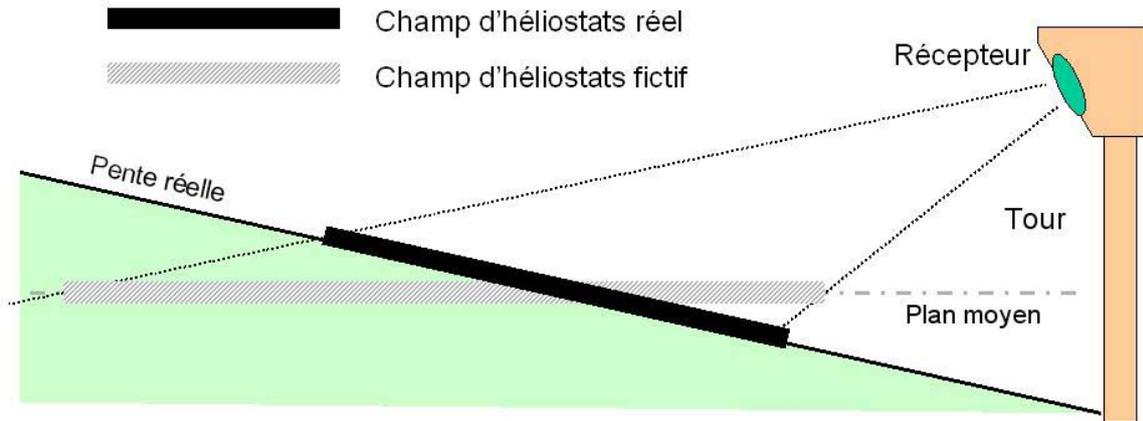


Figure 4.11. Définition d'un champ plat fictif équivalent au champ de PEGASE à THEMIS

Le logiciel ne permettant pas l'utilisation d'une optique secondaire, nous nous contenterons ici d'observer la distribution de flux sur le plan d'entrée du concentrateur secondaire, ce qui permettra de donner des ordres de grandeur concernant les flux maximaux atteints ainsi que la dimension de la tache focale. Enfin la bibliothèque de composants intégrée dans le code ne contient pas de récepteur répondant aux spécifications de PEGASE à THEMIS, ni de modèle de cycle permettant de simuler un fonctionnement hybride. C'est pourquoi seule une petite partie des capacités de WINDELSOL sera testée ici : seul le sous-système optique de l'installation sera considéré.

#### b. Bilan de la simulation par WINDELSOL et SOLTRACE

Le temps de calcul d'une matrice d'efficacité sur un PC classique est de quelques secondes avec WINDELSOL, quelques heures avec SOLTRACE. Les matrices d'efficacité obtenues permettent d'estimer les rendements du champ solaire de PEGASE à THEMIS au point nominal de dimensionnement (à midi solaire à l'équinoxe) et en moyenne annuelle (en calculant l'énergie interceptée par l'ouverture du récepteur à chaque heure de l'année). Pour cela on dispose de données météorologiques horaires issues de la station actinométrique du Four Solaire d'Odeillo et d'un programme de calcul de la position du soleil. Les rendements ainsi calculés sont comparés à ceux des champs solaires du programme ECOSTAR (modèles prédictifs) et de l'expérience THEMIS (spécifications d'avant-projet et mesures [36]) (Figure 4.12).

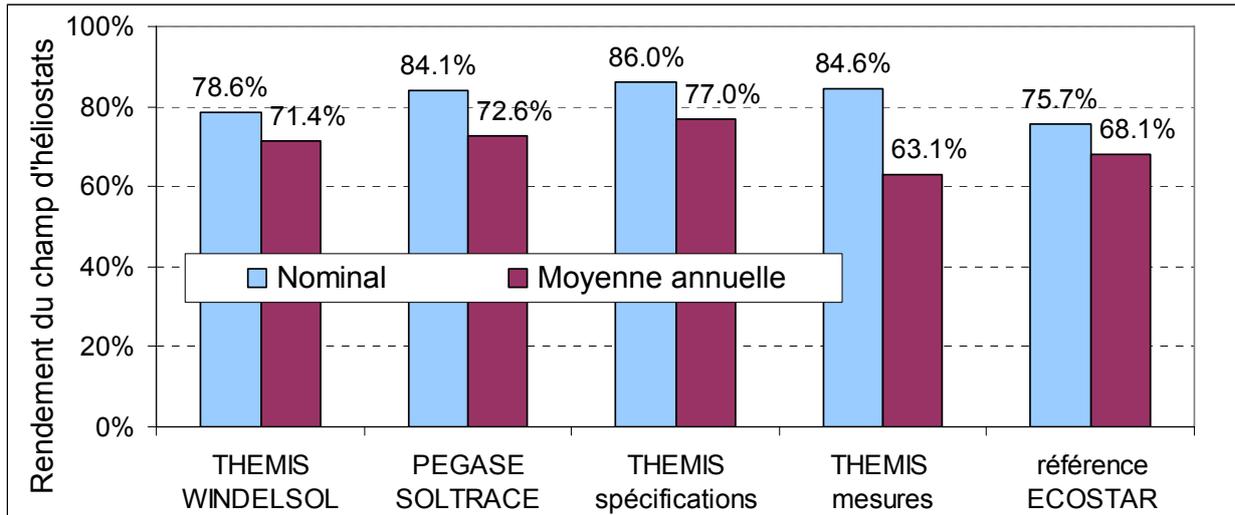


Figure 4.12. Comparaison des matrices d'efficacité issues de modèles ou de mesures

Au point nominal, les performances du champ solaire calculées par SOLTRACE sont très proches de celles de THEMIS. La matrice d'efficacité WINDELSOL donne des valeurs plus faibles, qui peuvent s'expliquer par les approximations concédées sur les caractéristiques géométriques des héliostats et de leur implantation. De même les moins bonnes performances des installations de référence d'ECOSTAR sont sûrement dues à leur taille plus conséquente (environ 10 MW<sub>el</sub>). En moyenne annuelle les performances du champ solaire de PEGASE estimées par WINDELSOL et SOLTRACE sont proches, et là encore supérieures à celles prévues par ECOSTAR. Si les spécifications attendues pour le système collecteur de THEMIS semblent aujourd'hui optimistes, son rendement moyen mesuré est lui plus faible que l'annoncent nos modèles. Ceci s'explique par le fait que ces derniers ne prennent pas en compte la disponibilité des héliostats (proche de 91% lors de l'expérience THEMIS), ni la salissure des miroirs, qui fait baisser la réflectivité de 90 à 84%.

La simulation par WINDELSOL des performances énergétiques globales du champ solaire ne permet pas une analyse détaillée des cartes de flux au foyer et du rendement du récepteur. Cette analyse se révèle impossible à cause des approximations faites dans la modélisation de la géométrie des héliostats (disposition et réglage des facettes) et de leur implantation dans le champ (utilisation d'un champ fictif plat défini par des densités d'héliostats et non par les coordonnées réelles des héliostats), qui faussent la distribution de flux au foyer. WINDELSOL se montre donc peu adapté à la modélisation des performances d'une centrale existante car peu souple. En effet de nombreuses options de DELSOL3 sont verrouillées pour limiter les erreurs dans les fichiers de données d'entrée. De plus, du propre aveu de ses développeurs [23], il est peu précis pour une petite installation. Pour prédire avec précision la distribution des flux au sommet de la tour de PEGASE, l'utilisation d'un autre code plus souple est donc souhaitable. Néanmoins ce logiciel semble intéressant pour une pré-étude de dimensionnement d'une installation à récepteur central car il est didactique et facile à prendre en main. Par ailleurs il contient un module de calculs économiques très complet permettant d'avoir un aperçu réaliste des performances de l'installation en termes de coûts d'investissement et de coût de production de l'électricité. Même si ces derniers résultats ne sont pas disponibles dans la présentation des résultats de WINDELSOL, ils peuvent être retrouvés dans le fichier texte généré par DELSOL3.

L'étude par SOLTRACE des cartes de flux sur le plan focal (ouverture du récepteur) du champ d'héliostats de PEGASE à THEMIS montre que les concentrations atteintes sont trop élevées pour pouvoir placer un récepteur à haut rendement directement dans ce plan (voir

Figure 4.6 et Figure 4.10). Des stratégies de pointage, dans lesquelles les héliostats visent en des points différents, permettent d'étaler la tache solaire et donc d'éviter les pics de concentration trop élevés. Cependant même à des concentrations acceptables les performances des récepteurs plans ou de type cylindrique extérieur (ex Solar Two) sont faibles à cause des pertes par convection et rayonnement. Ces pertes sont limitées par l'utilisation de cavités. C'est pourquoi dans le chapitre suivant nous tenterons d'évaluer quelle géométrie de cavité serait la mieux adaptée à l'installation PEGASE à THEMIS, en partant sur l'hypothèse que le récepteur utilisé est un récepteur à plaque dont la surface irradiée est composée d'une ou plusieurs portions de plans. Remarquons cependant que les densités de flux obtenues par la simulation dépendent fortement des erreurs des héliostats (erreurs de pointage, de surface, de courbure et de réglage), qui sont ici supposées égales aux spécifications et aux mesures faites lors de l'expérience THEMIS. Les mesures de la qualité optique des héliostats de PEGASE, prévues pour fin 2007, permettront de valider ou non ces hypothèses. Les dimensions exactes de la cavité seront donc optimisées après caractérisation expérimentale des erreurs des héliostats.

Cette étude a permis avant tout de réaliser des outils de calcul prédictif pour des centrales solaires à récepteur central. Grâce à la modélisation du champ par SOLTRACE, on dispose de données fiables qui vont pouvoir servir à dimensionner efficacement un récepteur modulaire. Passée l'étape un peu fastidieuse de définition des positions et orientations des facettes, SOLTRACE se révèle être un outil puissant d'analyse des performances optiques d'une centrale solaire à concentration, capable de fournir aussi bien des matrices d'efficacité de champ solaire que des cartes de flux détaillées sur le plan d'ouverture ou sur les parois d'un récepteur solaire. Il se montre adapté à tous types de récepteurs, de concentrateurs et d'optiques secondaires.

## Références bibliographiques

- [1] P. Schwarzbözl, U. Eiden, R. Pitz-Paal, A TRNSYS model library for Solar Thermal Electric Components (STEC), A reference manual Release 2.2 (2002).
- [2] M.C. Stoddard, S.E. Faas, C.J. Chiang, J.A. Dirks, SOLERGY: A computer code for calculating the annual energy from central receiver power plants, NTIS, Springfield, USA, (1987).
- [3] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow, A. Ferriere, M. Romero, F. Tellez, A. Steinfeld, U. Langnickel, E. Shpilrain, O. Popel, M. Epstein, J. Karni, ECOSTAR RoadMap Document, SES-CT-2003-502578, (2005). Disponible sur : <http://www.promes.cnrs.fr>.
- [4] Software developments for system analysis and optimisation, In R. Pitz-Paal, P. Schwarzbözl, *SolarPACES Technical Report No. III-3/00*, Cologne, Allemagne, (2000).
- [5] F. Hénault, Concentration du rayonnement solaire par simple et double réflexion : contribution aux méthodes de réglage et de contrôle des surfaces réfléchissantes à facettes, thèse de doctorat, Université Paris-Sud, (1987).
- [6] S. Mattei, Rayonnement thermique des matériaux opaques, In *Techniques de l'ingénieur*, dossier BE8210, (2005).
- [7] M.D. Walzel, F.W. Lipps, L.L. Vant-Hull, A solar flux density calculation for a solar tower concentrator using a two-dimensional Hermite function expansion, *Solar Energy*, 19, (1977) 239-253.

- [8] B. L. Kistler, A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants, Sandia Report SAND86-8018, (1986).
- [9] F. Biggs, C.N. Vittitoe, HELIOS: A computational model for solar concentrators, Sandia Report SAND77-0642C, In *U.S.-USSR Workshop on Solar Energy Appl.*, 20 Juin 1977, Moscou, (1977).
- [10] M. Izygon, J.J. Beziau, F. Hénault, Modélisation des flux réfléchis par un champ d'héliostats. Comparaison de divers modèles, In *Séminaire héliothermie*, 16-19 Septembre 1986, Valbonne, (1986).
- [11] F. Hénault, COSAC Version 2.5, Présentation Générale, (2005). Disponible sur : <http://francois.henault.free.fr/cosac/cosac.htm>.
- [12] C.L. Pitman, L.L. Vant-Hull, The University of Houston Solar Central Receiver Code System: Concepts, Updates and Start-up kits, Sandia report SAND88-7029, (1989).
- [13a] F.W. Lipps, L.L. Vant-Hull, User manual for the University of Houston solar central receiver, cellwise performance model: NS, volume 1, Houston Univ., TX, (1980).
- [13b] F.W. Lipps, L.L. Vant-Hull, Programmer's manual for the University of Houston computer code RCELL: cellwise optimization for the solar central receiver project, Technical Report Number(s) DOE/SF/10763-T5, SAND-0763-1, (1980).
- [14] M. Kiera, Heliostat field : Computer codes, requirements, comparison of methods, In M. Becker, M. Böhmer, Proceedings of the final GAST Presentation, Springer-Verlag Pub. Co., 30-31 mai 1988, Lahnstein, Allemagne, (1988), 95-113.
- [15] C.L. Laurence, F.W. Lipps, L.L. Vant-Hull, User's manual for the University of Houston individual heliostat layout and performance code, Houston Univ., TX, (1984).
- [16] P.L. Leary, J.D. Hankins, Users guide for MIRVAL: a computer code for comparing designs of heliostat-receiver optics for central receiver solar power plants, Sandia Report SAND-77-8280, (1979).
- [17] R. Monterreal, Software developments for system analysis and optimization, In R. Pitz-Paal, P. Schwarzbözl, *SolarPACES Technical Report No. III-3/00*, Cologne, Allemagne, (2000).
- [18] T. Wendelin, SOLTRACE User Manual, In *2003 ASME International Solar Energy Conference*, 15-18 mars 2003, Hawaii, USA, (2003).
- [19] P.K. Falcone, A handbook for solar central receiver design, Sandia Report SAND86-8009, (1986).
- [20] F.W. Lipps, L.L. Vant-Hull, A cellwise method for the optimization of large central receiver systems, *Solar Energy*, 20, (1978) 505-516.
- [21] L. Vant-Hull, C. L. Pitman L, Central Receiver System Optimization Under An Allowable Flux Constraint, In B. P. Gupta, W. H., Traugott, *4th International Symposium on Solar Thermal Technology-Research, Development and Applications*, Hemisphere Publishing Corporation, Santa Fe, NM, 1988 (51-60).
- [22] L. Vant-Hull, M. Izygon, C.L. Pitman, Real Time Computation Control Solar Flux Density Central receiver Solar Two, In *Annual Conference ASES*, Asheville North Carolina, (1996), 88-94.
- [23] WINDELSOL 1.0 Users Guide, AICIA - CIEMAT – SOLUCAR Central Receiver Technologies, (2002).
- [24] A. Kribus, R. Zaibel, A. Segal, Extension of the Hermite expansion method for cassegrainian solar central receiver systems, *Solar Energy*, 63, (1998) 337-343.

- [25] Final Technical Report Solgate, ENK5-CT-2000-00333, Project Co-Ordinator: Ormat, Partners: Ciemat, DLR, Solucar, Tuma, (2005). Disponible sur : [http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate_en.pdf).
- [26] A. Rabl, Active Solar Concentrators and Their Applications, Oxford University Press, New York, (1985).
- [27] U. Schoffel, R. Sizmann, Final report terminal concentrators, In *Solar Thermal Energy Utilization*, Springer, Berlin, ISBN 3-53268-4, 4, (1991) 183.
- [28] A. Neumann, A. Witzke, The influence of sunshape on the DLR solar furnace beam, *Solar Energy*, 66, (1999) 447-457.
- [29] S. Relloso, M. Domingo, Solar projects analysis using SENSOL, In *13th SolarPACES International Symposium*, 20-23 juin 2006, Séville, Espagne, (2006).
- [30] M. Blanco, J.M. Amieva, A. Mancilla, The TONATIUH software development project: an open source approach to the simulation of solar concentrating systems, In *2005 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition*, Orlando", (2005).
- [31] X. Pelet, D. Favrat, M. Sanchez, M. Romero, Design of heliostat fields using a multi-objective evolutionary algorithm, In *13th SolarPACES International Symposium*, 20-23 juin 2006, Séville, Espagne, (2006).
- [32] J.J. Bézian, trouble atmosphérique à THEMIS, Rapport GEST 19, (1984).
- [33] B. Bonduelle, Réception individuelle des héliostats, Rapport GEST 11, (1984).
- [34] Audience-Cerma, Applet Java (logiciel) diagramme solaire, disponible sur : <http://audience.cerma.archi.fr/index.html>.
- [35] Autolt, logiciel gratuit disponible sur : [www.autoitscript.com](http://www.autoitscript.com).
- [36] A. Amri, M. Izygon, B. Tedjiza, C. Etievant, Central Receiver Plant Evaluation II) THEMIS Collector Subsystem Evaluation, Sandia Report SAND87-8182, (1987).

## Chapitre 5 : Modélisation d'un récepteur surfacique pour centrale à tour

Le but de ce chapitre est d'aborder le problème de la modélisation des récepteurs solaires de centrales à tour, qui sont les composants présentant les plus grandes incertitudes de coûts et de performances. Après avoir étudié la façon dont ces récepteurs sont usuellement représentés dans les logiciels existants, nous avons jugé pertinent de développer notre propre modèle dynamique simple de récepteur surfacique à cavité adapté à l'installation PEGASE à THEMIS et réutilisable pour d'autres systèmes à récepteur central. Ce modèle servira à estimer les performances d'un tel récepteur et à orienter les choix de conception. La conception détaillée de la cavité réceptrice de PEGASE à THEMIS n'étant pas encore arrêtée à ce jour (choix de la forme de la cavité, du matériau et de la technologie de récepteur...) une étude paramétrique a été menée en fonctions de paramètres clés. Pour l'estimation des performances dans un cas de référence, nous nous appuyerons cependant sur une géométrie de cavité (ouverture circulaire et fond large) et des caractéristiques d'absorbeur (récepteur à plaques en Inconel) jugées intéressantes a priori pour un système tel que PEGASE.

### 5.1 Modèles génériques de récepteur

#### 5.1.1 Modèles classiques utilisés pour la simulation des performances annuelles des centrales solaires

De manière générale, les performances annuelles des récepteurs de CRS sont estimées par des modèles dans lesquels les pertes par convection et conduction sont négligées. Quel que soit le type de récepteur (cylindre externe ou cavité, surfacique ou volumétrique), les pertes par réflexion et rayonnement infrarouge du récepteur sont prises en compte de la même manière, l'ouverture du récepteur étant représentée par un corps gris diffusant d'émissivité  $\varepsilon$  et d'absorptivité  $\alpha$ . Le rendement énergétique du récepteur s'exprime alors :

$$\eta_{rec} = \alpha - \varepsilon \cdot \sigma \frac{S_{ouv}}{P_{int}} \cdot \left( \overline{T_{rec}}^4 - \overline{T_{amb}}^4 \right). \quad (5.1)$$

Notons que bien souvent le terme faisant intervenir la température ambiante ( $T_{amb}$ ) est négligé. La température du matériau absorbeur ( $T_{rec}$ ) est supposée être la température moyenne de l'air au passage du récepteur.

$$\overline{T_{rec}} = \frac{T_e + T_s}{2} \quad (5.2)$$

Le débit massique et la chaleur spécifique de l'air sont supposés connus et constants ce qui se justifie dans le cadre d'un outil d'analyse systémique. La température de sortie du récepteur est donc fonction linéaire de la puissance transmise au fluide caloporteur.

$$T_s = T_e + \left( T_{S0} - T_e \right) \cdot \frac{P_{rec}}{P_{rec0}} \quad (5.3)$$

Ce modèle simplifié de récepteur a été intégré dans le code HFLCAL et validé par les mesures de l'expérience SOLGATE. Il sous-estime en général les performances du module BT, et surestime celles des modules MT et HT, menant au final à un rendement global surestimé de 12%. Cependant le modèle ne prend pas en compte les pertes thermiques

dans les tuyauteries entre les étages du récepteur, estimées à 10% de la puissance thermique nette pour le récepteur de SOLGATE. Ce type de modèle fait aussi partie de la bibliothèque de composants STEC du logiciel TRNSYS [1], qui sera utilisé au chapitre suivant. Dans le programme ECOSTAR [2] les performances des récepteurs sont estimées par des modèles similaires pour lesquels les pertes par rayonnement sont linéarisées et ajustées à des mesures expérimentales.

Ce type de modèle simplifié peut être employé pour simuler les performances annuelles d'un récepteur solaire, mais ne permet pas d'entrer dans le détail de sa conception, ni d'optimiser ses performances. Pour répondre à ce besoin un modèle de récepteur surfacique à cavité a été développé. Si son application première est bien PEGASE à THEMIS, il se veut suffisamment généraliste pour s'adresser à une large gamme d'installations.

### 5.1.2 Modèle détaillé de récepteur surfacique à cavité

Grâce à un logiciel d'analyse des performances du système concentrateur d'une installation CRS (type PERF du chapitre 4), il est possible d'observer la distribution des flux solaires directs sur des récepteurs de toutes formes. Il faut ensuite appliquer les lois physiques de transfert de chaleur par conduction, convection et rayonnement afin de modéliser les échanges dans celui-ci et d'optimiser sa géométrie et ses performances. Ainsi en utilisant successivement SOLTRACE et un modèle thermique, il est possible de rechercher la géométrie de récepteur qui répondra au mieux aux exigences de l'installation.

Pour les besoins de l'étude, un modèle dynamique a été écrit dans l'environnement MATLAB. Pour une configuration géométrique (surface d'ouverture et surface d'échange) et des performances (coefficient d'échange) fixées, il effectue un bilan de puissance pour déterminer à quelle température d'absorbeur l'équilibre thermique est atteint, et calcule ses performances telles que la puissance transmise au fluide, les rendements énergétiques et exergétiques. Dans la suite du document ce modèle sera nommé RECSOL.

Le récepteur solaire considéré ici est un récepteur surfacique à air pressurisé susceptible d'être placé dans une cavité derrière le plan focal d'un système concentrateur champ-tour. En régime permanent, la puissance thermique solaire absorbée est cédée au fluide de travail par convection forcée mais aussi au milieu extérieur par rayonnement (principalement dans l'infrarouge) et par convection naturelle.

Par ailleurs, une partie de la puissance rayonnée entre les parois avant et arrière du récepteur (ou éventuellement conduite par des ailettes) est absorbée par la paroi arrière puis perdue par conduction à travers l'isolant en face arrière. Cependant les matériaux susceptibles de supporter les contraintes thermiques et mécaniques envisagées pour la construction du récepteur ne présentent pas une très grande conductivité. Ainsi, la paroi arrière du récepteur peut être considérée à la même température que le fluide. Nous nous appuyerons sur cette hypothèse pour calculer les pertes arrières par conducto-convection.

La tache solaire en fond de cavité ayant en première approximation une forme circulaire, nous avons choisi de réaliser une discrétisation de l'absorbeur en anneaux concentriques. La circulation du fluide dans le récepteur est choisie radiale, de l'extérieur vers le centre. Cela pose des problèmes technologiques de variations de vitesse, de coefficients d'échange et de pertes de charge à l'intérieur de l'absorbeur qui ne seront pas discutés ici.

Pour les besoins du modèle, le récepteur sera discrétisé en  $N+2$  éléments comme suit :

- $N$  zones concentriques pour la surface absorbante placée en fond de cavité,

- 1 zone correspondant à la paroi latérale (sans échange avec le fluide et recevant un flux direct très faible) ceinturant la cavité,
- 1 élément virtuel correspondant à l'ouverture de la cavité.

Les puissances transitant dans le récepteur ainsi que les surfaces qui le composent sont schématisées sur la Figure 5.1, la surface  $S_{irr}$  étant la partie de la surface de la cavité recevant directement (depuis les héliostats) ou indirectement (réfléchi par une optique secondaire) le rayonnement solaire concentré. Les températures  $T_m$  représentent la température moyenne du fluide caloporteur à l'intérieur des  $N$  éléments d'absorbeur.

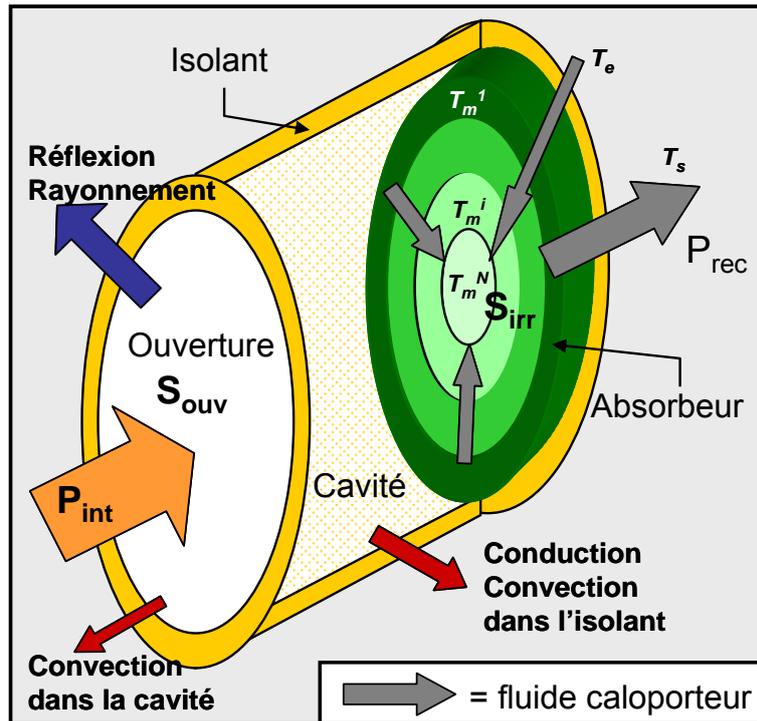


Figure 5.1. Schéma simplifié des surfaces et des puissances mises en jeu dans le modèle de récepteur (géométrie indicative)

Toutes les données d'entrée du modèle sont lues dans une feuille Excel qui calcule :

- Les surfaces des éléments de récepteur,
- Les puissances solaires reçues par chaque élément issues de la simulation SOLTRACE (chapitre 4) et mises en forme à l'aide d'une macro Excel,
- La matrice des facteurs de forme  $F_{ij}$  des éléments du récepteur.

Ces derniers sont des nombres sans dimension représentant la fraction du flux radiatif total hémisphérique de la surface  $S_i$  qui atteint  $S_j$ . Ils servent à établir le bilan radiatif dans la cavité et sont définis comme suit dans le cas de deux disques coaxiaux de rayons  $r_i$  distants de  $h$  [3] :

$$F_{ij} = \frac{1}{2} \left( X - \sqrt{X^2 - 4 \frac{R_i}{R_j}} \right) \text{ avec } X = 1 + \frac{1 + R_j^2}{R_i^2} \text{ et } R_i = \frac{r_i}{h} \quad (5.4)$$

On peut alors déduire les facteurs de formes des couronnes grâce à la relation :

$$F_{0-disque1} = F_{0-couronne1} - F_{0-disque2}$$

Pour la paroi neutre, on utilise la relation d'addition sur le récepteur fermé :

$$\sum_{j=1}^n F_{ij} = 1$$

Enfin, les facteurs de forme manquants sont déduits de la relation de réciprocité :

$$F_{ij} \cdot S_i = F_{ji} \cdot S_j$$

Dans les bandes spectrales respectives du rayonnement solaire et du rayonnement de basse température, on obtient pour le nœud i les radiosités J suivantes :

$$\begin{cases} J_{HT}^i = \rho_{HT}^i \cdot \left( \varphi_{sol}^i + \sum_j F_{ij} \cdot J_{HT}^j \right) \\ J_{BT}^i = \varepsilon^i \cdot \sigma \cdot T_i^4 + \rho_{BT}^i \cdot \left( \sum_j F_{ij} \cdot J_{BT}^j \right) \end{cases}$$

Le bilan radiatif dans le spectre solaire et dans le spectre infrarouge peut alors être calculé :

$$P_{solabs}^i = S_i \cdot \left( \varphi_{sol}^i + \sum_j F_{ij} \cdot J^j - J^i \right) \quad \text{avec } J^i = J_{HT}^i + J_{BT}^i \quad (5.5)$$

L'indice HT signifie ici qu'on se situe dans la bande spectrale solaire (<0,7 μm) et BT, dans l'infrarouge avec une température d'émission de l'ordre de 800 °C. Notons que l'indice *sol* est utilisé pour le flux solaire direct incident tandis que l'indice *solabs* représente le flux radiatif réellement gagné ou perdu par la surface. Les *pertes par rayonnement* sont déduites de ce bilan radiatif dans la cavité. Elles incluent les pertes par réflexion et valent pour un élément i :

$$P_{ray}^i = P_{int}^i - P_{solabs}^i = \varphi_i^{sol} \cdot S_i - P_{éch}^i - P_{av}^i - P_{ar}^i \quad (5.6)$$

Des pertes conductives et convectives ont lieu en deux endroits de la cavité :

- Les *pertes avant* sont dues à la convection naturelle par l'ouverture de la cavité. On les calcule à partir d'un coefficient de convection naturelle ( $h_{conv}$ ) approché. Ce coefficient de convection caractérisant les pertes thermiques à l'intérieur de la cavité varie beaucoup en fonction de la géométrie de la cavité choisie (taille, forme, inclinaison). La valeur choisie sera donc indicative, et pourra être affinée en utilisant les nombreuses expressions comparées dans [4].

$$P_{av}^i = h_{conv} \cdot S_i \cdot (T_{rec}^i - T_{amb}) \quad (5.7)$$

- Les *pertes arrières* sont dues à la conduction à travers l'isolant et à la convection naturelle à l'extérieur de la cavité :

$$P_{ar}^i = \frac{1}{R_{eq}} S_i \cdot (T_m^i - T_{amb}) \quad (5.8)$$

avec  $R_{eq}$  : résistance conducto-convective à travers l'isolant telle que

$$R_{eq} = \frac{1}{h_{isol}} + \frac{\text{épaisseur}_{isol}}{\lambda_{isol}}$$

La puissance thermique transmise au fluide caloporteur correspond à la convection forcée à l'intérieur de l'absorbeur. Pour faciliter la correspondance avec les personnes travaillant sur la conception et le test des modules élémentaires de surface absorbante, il a été choisi de considérer un coefficient d'échange convectif ramené à une surface irradiée. Ainsi le coefficient d'échange local, l'augmentation de surface et le rendement d'ailettes (valeurs fortement dépendantes de la technologie employée) sont regroupés en une seule donnée, le coefficient global  $h_{glob}$ .

$$P_{ech}^i = h_{glob} \cdot S_i \cdot (T_{rec}^i - T_m^i) \quad (5.9)$$

Les températures d'air en sortie ( $T_s$ ) et moyenne ( $T_m$ ) de chaque élément s'expriment grâce aux relations suivantes :  $T_s$  au moyen d'un bilan thermique sur la puissance gagnée par l'air dans le volume de récepteur et  $T_m$  comme moyenne logarithmique des températures d'air en entrée et en sortie du volume élémentaire.

$$T_s^i = T_e^i + \frac{P_{ech}^i}{m_f \cdot C_{pf}} \quad T_m^i = \frac{T_s^i - T_e^i}{\ln\left(\frac{T_s^i}{T_e^i}\right)} \quad (5.10)$$

Une boucle temporelle permet de calculer l'énergie accumulée dans l'absorbeur à chaque intervalle de temps et d'en déduire l'augmentation de température de récepteur correspondante.

$$P_{solabs}^i - (P_{ech}^i + P_{av}^i + P_{ar}^i) = \frac{Q_{acc}^i}{\Delta t} \quad (5.11)$$

$$T_{rec}^{i,n+1} = T_{rec}^{i,n} + \frac{Q_{acc}^i}{m_{rec} \cdot C_{prec} \cdot \Delta t} \quad (5.12)$$

A l'instant  $t=0$ , le DNI passe de 0 à  $1000 \text{ W/m}^2$  puis ce niveau d'ensoleillement est maintenu jusqu'à ce que la réponse du récepteur se stabilise. Ainsi par itération sur la température de récepteur l'équilibre thermique est atteint. Le pas de temps doit être choisi suffisamment court pour que le programme converge. Un critère d'arrêt est défini pour stopper l'itération dès que l'énergie accumulée dans l'absorbeur est jugée suffisamment faible.

Finalement en régime permanent les températures et les puissances échangées de chaque élément doivent donc être solutions du système d'équations suivant :

$$P_{ech}^i = h_{glob} \cdot S_i \cdot (T_{rec}^i - T_m^i) \quad \text{Puissance thermique transmise au fluide} \quad (5.13)$$

$$P_{solabs}^i - (P_{ech}^i + P_{av}^i + P_{ar}^i) = 0 \quad \text{Bilan énergétique global} \quad (5.14)$$

L'algorithme utilisé dans ce modèle est synthétisé dans la Figure 5.2. Des macro-programmes peuvent être facilement implémentés pour étudier les performances du récepteur en fonction de paramètres qu'il est difficile d'estimer avec précision (tels que les coefficients d'échange et de pertes) ou qui dépendent de la géométrie de détail de la cavité réceptrice (telles les surface d'échange et d'ouverture). De la même manière, en introduisant un terme d'inertie (masse du récepteur), en sauvegardant les données à chaque itération et en imposant des conditions de flux solaire variables, le comportement dynamique du composant peut être étudié.

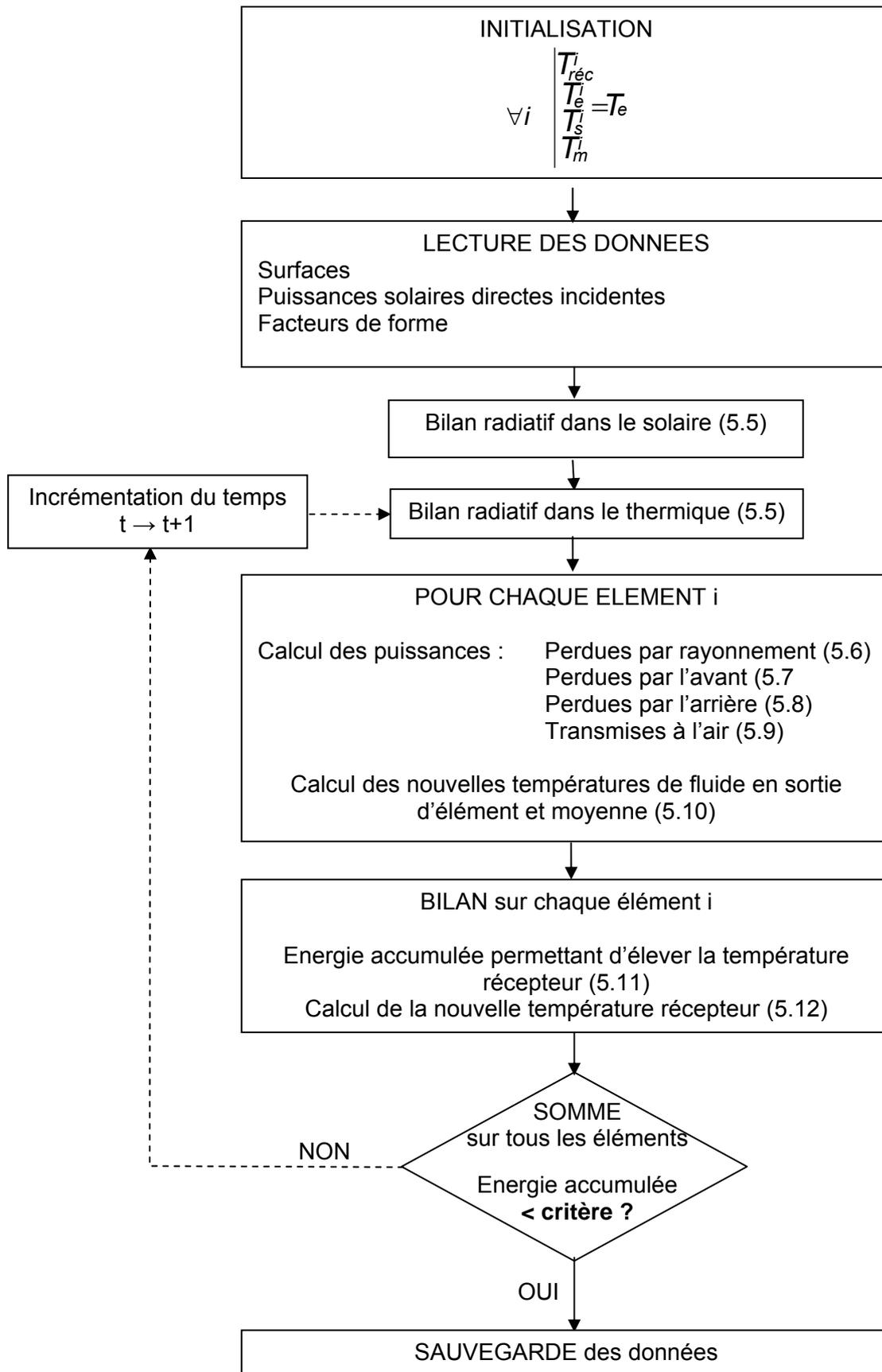


Figure 5.2. Schéma de principe de l'algorithme de RECSOL

Le rendement énergétique du récepteur est défini comme le rapport de la puissance solaire atteignant la surface d'ouverture sur la puissance gagnée par le fluide caloporteur.

$$\eta_{en} = \frac{P_{ech}}{P_{int}} \quad (5.15)$$

Le rendement exergetique est quant à lui défini par le rapport du flux exergetique fourni au fluide par le flux exergetique consommé par le récepteur, ce qui revient à l'équation suivante, où  $T_{sol}$  correspond à la température équivalent corps noir de la surface du soleil (5800 K) :

$$\eta_{ex} = \eta_{en} \cdot \frac{1 - \frac{T_{amb}}{T_m}}{1 - \frac{T_{amb}}{T_{sol}}} \quad (5.16)$$

## 5.2 Application au cas de PEGASE à THEMIS

Le récepteur solaire considéré ici est un récepteur surfacique à air pressurisé (12 bar), de caractéristiques comparables à celui envisagé pour le projet PEGASE à THEMIS. En effet la taille et le rendement du champ solaire, la dimension de l'ouverture du récepteur, le débit et la température d'entrée de l'air correspondent à ceux de l'installation PEGASE (cycle TAG2). L'objectif est de concevoir un récepteur capable de chauffer l'air jusqu'à 750 °C avec une température de paroi ne dépassant jamais 900 °C, et d'estimer ses performances à l'aide du modèle détaillé décrit au paragraphe précédent. Par ailleurs, tout au long de l'étude on gardera à l'esprit les contraintes suivantes :

- l'encombrement en sommet de tour doit être réduit (dimensions maximales de 3 m de profondeur et 6 m de largeur),
- pour des raisons de coût (celui de l'Inconel a très fortement augmenté ces dernières années), la surface absorbante doit être minimisée.

### 5.2.1 Hypothèses de référence

Pour le cas de base de l'étude, le faisceau solaire entre par une ouverture réduite au niveau du plan focal et est absorbé par le fond étendu de la cavité. Par la suite nous appellerons récepteur à *fond large* ce type de cavité où les parois latérales ne reçoivent pas directement le flux réfléchi par le champ solaire. L'entrée, située dans le plan focal, est circulaire. La paroi absorbante est située 3 mètres derrière le plan focal, elle est de forme elliptique, d'une surface efficace de 20 m<sup>2</sup> (demi-grand axe 3,6 m<sup>2</sup>, demi-petit axe 1,8 m<sup>2</sup>), et divisée en 10 éléments concentriques ce qui permet de mieux recouvrir la cartographie du flux concentré délivré par le champ d'héliostats, qui est plus large que long en s'approchant des lignes d'isoflux données par Soltrace. Une paroi réfléchissante relie ces 2 surfaces en formant un cône complexe (de grande base elliptique et de petite base circulaire), orienté de façon à ne recevoir quasiment aucun flux solaire direct, comme le montre la Figure 5.3. De cette manière, la puissance solaire est bien répartie sur la surface absorbante et les flux maximaux ne sont pas trop élevés, tandis que l'on bénéficie d'un effet cavité qui limite le re-rayonnement. Cette division a néanmoins posé quelques problèmes pour le calcul des facteurs de forme et de la surface du cône constitué par la paroi neutre : les ellipses ont alors été approchées par des cercles de surface équivalente. L'ouverture du récepteur, d'un rayon de 1,7 m dans le cas de référence, est suffisamment large pour limiter les pertes par débordement à 2,3% de la puissance réfléchi par le champ solaire.

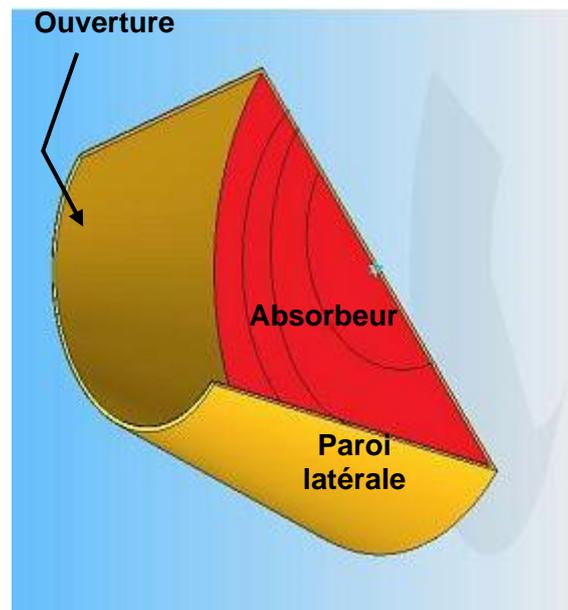


Figure 5.3. Vue en coupe de la cavité réceptrice

Les performances optiques du champ solaire sont issues de sa simulation par le logiciel Soltrace sous forme de cartes de flux de maillage 80x80. Une macro permet de les mettre en forme et d'en déduire les puissances solaires directes reçues par chaque élément.

Le matériau absorbeur est pris en Inconel, et la paroi latérale est en isolant céramique d'épaisseur 15 cm. Le débit d'air dans le récepteur et la température d'entrée d'air sont dictés par le cycle thermodynamique utilisé. La chaleur massique de l'air est ici représentée par une fonction affine de la température moyenne de l'air. Comme nous le verrons par la suite, la masse du récepteur, n'influe pas sur les performances du récepteur en régime établi.

Les valeurs « de base » des coefficients de convection et d'échange, et des surfaces d'ouverture du récepteur sont des valeurs médianes considérées réalistes pour un tel récepteur. Le coefficient d'échange global varie beaucoup d'un type d'échangeur à l'autre. D'après [5], un coefficient d'échange global moyen de  $4000 \text{ W}/(\text{m}^2.\text{K})$  serait concevable pour les technologies d'absorbeur envisagées. La circulation de l'air dans le récepteur est choisie radiale, de l'extérieur vers le centre. A l'intérieur d'une cavité, les pertes convectives sont limitées car le coefficient d'échange convectif est faible (convection naturelle en milieu confiné). Ce dernier ne devrait donc pas dépasser  $5 \text{ W}/(\text{m}^2.\text{K})$ , le modèle de Le Quéré, Penot et Mirenayat et celui de Koenig et Marvin [4] prévoient même un coefficient de  $2 \text{ W}/(\text{m}^2.\text{K})$ . Pour une appréciation plus précise de ces pertes convectives, d'autres modèles dépendant de la forme de la cavité pourront être utilisés une fois le récepteur conçu [4]. Il peut-être augmenté par un système de ventilation, afin de refroidir localement les pics de température du récepteur, comme cela était fait sur les bords de la fenêtre en quartz de l'installation expérimentale Solgate [6], ce qui abaisse la température moyenne de paroi du récepteur, mais qui présente l'inconvénient de créer une consommation parasite et donc de grever le rendement global de l'installation. Le coefficient de convection lié aux pertes à travers l'isolant est lui aussi choisi égal à  $5 \text{ W}/(\text{m}^2.\text{K})$ .

Sauf mention contraire, nous reprendrons par la suite les hypothèses du Tableau 5.1 dans notre modèle.

<b>Paramètres</b>		<b>Unités</b>
$T_{amb}=15$	température ambiante	°C
$T_e=350$	température d'entrée dans le récepteur	°C
$\lambda/e=30$	conductivité / épaisseur du matériau	W/(m <sup>2</sup> .K)
débit d'air=8,2	débit d'air dans le récepteur	kg/s
$\rho=0,1$	pas de temps	s
crit=0,1	critère d'arrêt des itérations	W
<b>Propriétés radiatives des matériaux</b>		
$\sigma=5.67 \times 10^{-8}$	constante de Stefan-Boltzmann	W/(m <sup>2</sup> .K <sup>4</sup> )
$\rho_{HT}=0,07$	réflectivité de l'inconel dans le visible	
$\rho_{BT}=0,14$	réflectivité de l'inconel dans l'IR	
$\epsilon=0,88$	émissivité moyenne de l'inconel	
<b>Variables - valeurs dans le cas de base</b>		<b>Unités</b>
$m_{rec}=1000$	masse du récepteur	kg
$h_{conv}=5$	coefficient de convection dans la cavité	W/(m <sup>2</sup> .K)
$h_{glob}=4000$	coefficient d'échange fluide-paroi*	W/(m <sup>2</sup> .K)
$S_{abs}=20,4$	surface d'absorbeur	m <sup>2</sup>
$S_{ouv}=9,1$	surface d'ouverture du récepteur	m <sup>2</sup>
$pr=3$	profondeur de la cavité	m

**Tableau 5.1. Hypothèses de référence du modèle (\*rapporté à une unité de surface irradiée)**

## 5.2.2 Etude préliminaire : limites de densités de flux incident

Pour assurer la sécurité et l'efficacité du récepteur, il faut avant tout faire en sorte qu'il travaille dans des conditions adaptées en termes de flux incident. En effet, un flux trop fort risquerait d'endommager le matériau du récepteur tandis qu'un flux trop faible serait insuffisant pour chauffer l'air déjà préchauffé dans le compresseur. Ces limites en flux peuvent être estimées en première approximation par un calcul simple sur un élément de récepteur, indépendamment des effets radiatifs dus à la cavité.

Le flux solaire minimal sur un élément de surface doit donc être tel qu'il compense tous les flux perdus dans le récepteur. Dans ce cas

$$\varphi_{inc\_min} = \varphi_{IR} + \varphi_{av} + \varphi_{ar} \quad \text{avec} \quad \varphi_{ech} = 0 \quad (5.17)$$

Ainsi, en supposant qu'aucune puissance n'est échangée par le fluide caloporteur et que ce dernier se trouve à la même température que le matériau du récepteur, le flux incident minimal sur un élément de surface peut être déterminé en fonction de la température, comme représenté sur la Figure 5.4. Les valeurs ainsi obtenues n'ont qu'un caractère purement indicatif et doivent être considérées avec précaution car les pertes (en particulier radiatives) dépendent fortement de la position de l'impact du rayon en fond de cavité.

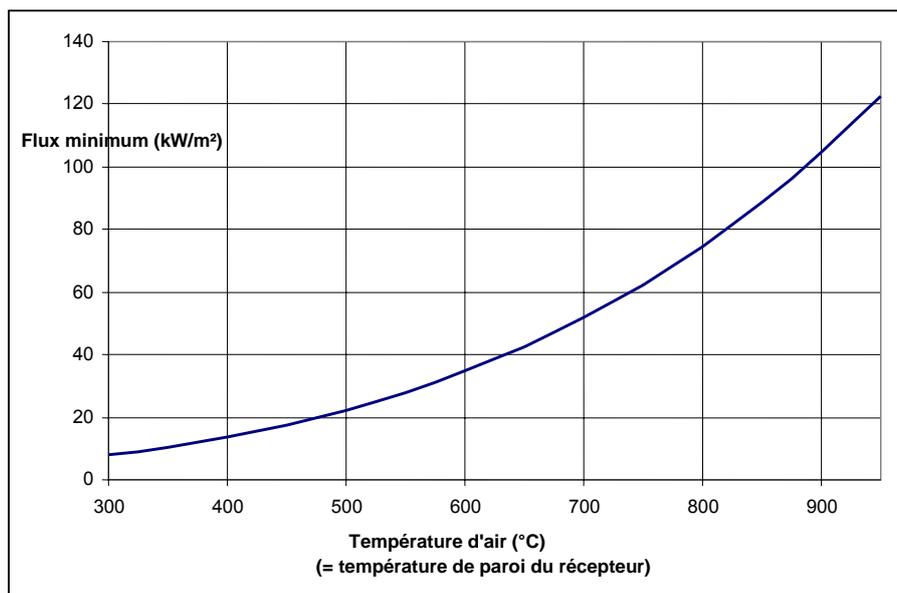


Figure 5.4. Evolution de la densité de flux minimale en fonction de la température d'air dans le récepteur

Le flux maximal admissible par le récepteur peut être estimé en considérant que la totalité du flux entrant est soit transmis au fluide, soit perdu par rayonnement et convection vers le milieu extérieur. Les pertes sont calculées comme précédemment en considérant une température maximale de paroi de 950 °C, ce qui constitue une limite maximale optimiste pour un absorbeur métallique. On obtient alors des pertes totales fixes de 125 kW<sub>th</sub>/m<sup>2</sup>, que l'on retrouve sur la Figure 5.4. Le flux échangé vaut :

$$\varphi_{ech} = h_{glob} \cdot (T_{rec} - T_{air}) \quad (5.18)$$

Ainsi pour une température de paroi fixée à 950 °C, on peut tracer l'évolution de la densité de flux incidente maximale sur l'absorbeur en fonction de la température d'air (Figure 5.5).

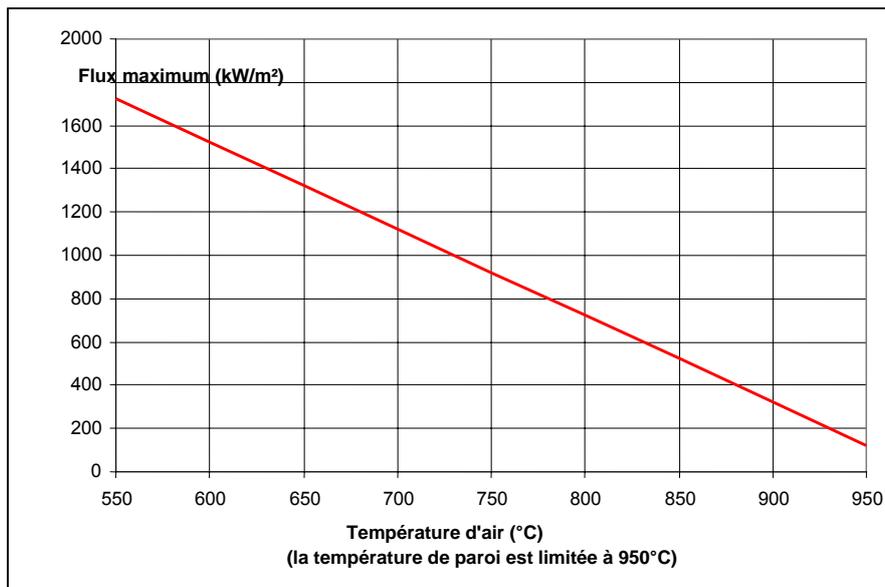


Figure 5.5. Evolution de la densité de flux maximale en fonction de la température d'air dans le récepteur

L'allure de cette courbe inciterait à faire circuler l'air d'abord dans les éléments de récepteur recevant les plus hauts flux (au centre de la paroi du fond) vers les éléments soumis à des bas flux (en périphérie), soit dans le sens inverse à celui retenu pour le cas de base. Nous reviendrons sur cette hypothèse au paragraphe 5.2.4. On retiendra néanmoins que le flux maximal admissible pour un fonctionnement du récepteur à une température de sortie d'air de 750 °C avoisine les 900 kW/m<sup>2</sup>, ce qui est très comparable à l'état de l'art des récepteurs pour centrales à tour (voir chapitre 2).

### 5.2.3 Résultats : cas de base

La durée d'exécution du programme sur un PC classique est de l'ordre de la minute. On obtient alors les températures de parois et du fluide, les puissances échangées et perdues pour chaque élément, ainsi que les rendements énergétiques et exergetiques pour le récepteur complet.

On peut voir sur la Figure 5.6 (à gauche) la carte de flux sur la paroi du fond simulée par SOLTRACE le 21 mars à midi. Au centre de la tache, du fait de l'image inversée de l'ombre de la tour sur les héliostats centraux, on constate 2 pics au lieu d'un. Ainsi, pour ne pas fausser la répartition des flux dans les éléments de récepteur, il faut que l'élément central, le plus petit, englobe ces 2 pics. Dans les fichiers Excel de prétraitement, on choisira pour cet élément des dimensions de l'ordre de  $0,6 \times 0,3 \text{ m}^2$ .

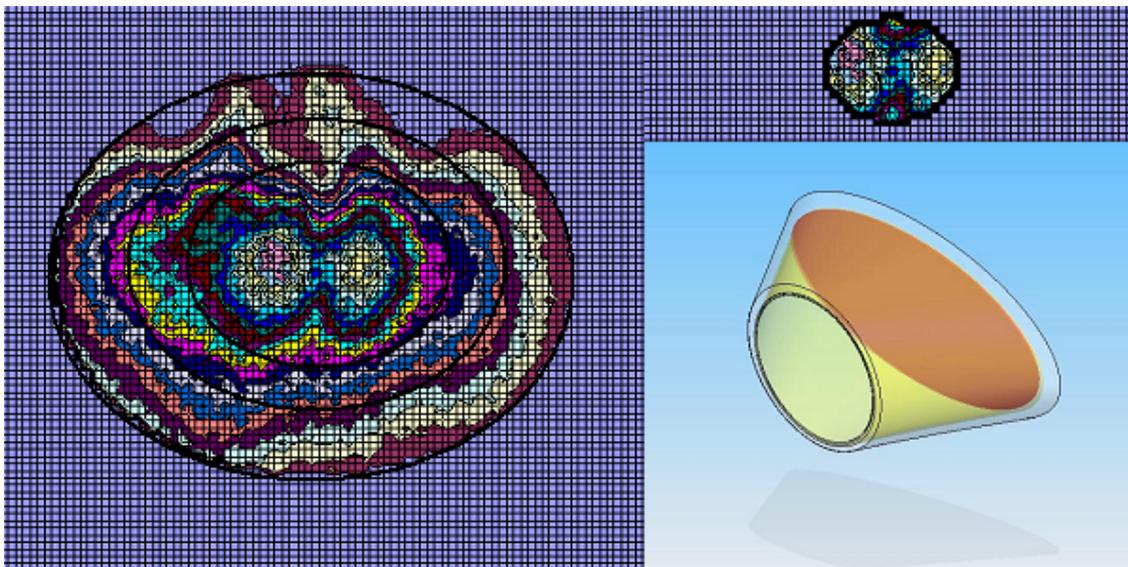


Figure 5.6. Visualisation de la forme elliptique. En bas à droite, le récepteur avec la surface absorbante (ellipse), la paroi isolante en alumine (ici translucide)

#### 5.2.3.1 Performances nominales

Au point de fonctionnement nominal de l'installation (DNI de  $1000 \text{ W/m}^2$ , 101 héliostats pointés, midi solaire à l'équinoxe, turbine fonctionnant à pleine charge), la puissance thermique transmise au fluide dépasse  $3,75 \text{ MW}_{\text{th}}$ , pour une température d'air en sortie de  $760 \text{ }^\circ\text{C}$  : le récepteur ainsi conçu remplit donc les spécifications du projet PEGASE à THEMIS. La répartition des puissances à l'intérieur de la cavité réceptrice, visible sur la Figure 5.7, montre l'importance des pertes par rayonnement ainsi que le rendement énergétique du récepteur (85%). Les pertes par conduction à travers la paroi latérale constituent une grande partie des pertes arrières. Elles sont ici élevées mais n'oublions pas que nous sommes dans le cas d'une cavité profonde présentant donc une surface d'enveloppe importante. Par ailleurs ces pertes pourraient être réduites en augmentant l'épaisseur d'isolant.

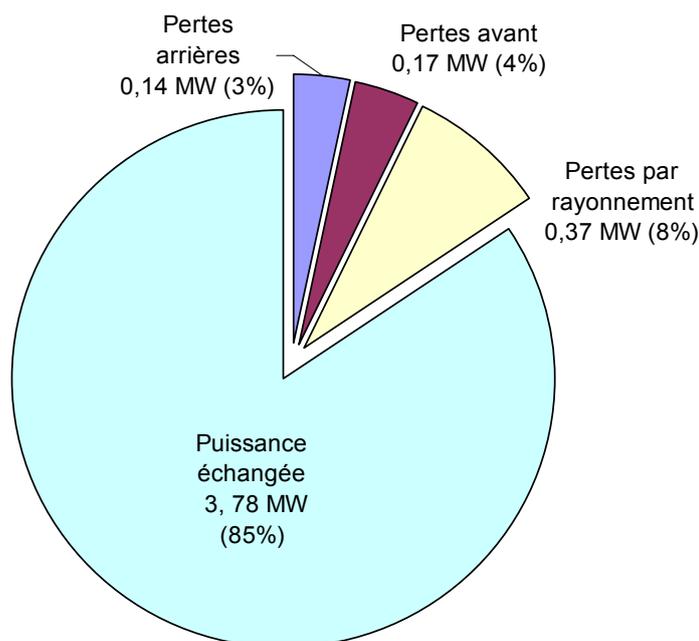


Figure 5.7. Répartition des puissances à l'intérieur de la cavité, en pourcentage de la puissance incidente sur la surface d'ouverture du récepteur

La température maximale calculée sur l'élément central du matériau absorbeur est de 830 °C, ce qui semble acceptable en l'absence de pics de flux locaux trop prononcés. Si toutefois cette valeur s'avérait problématique pour la sécurité du récepteur, elle pourrait être diminuée de 3 façons différentes :

- en augmentant le débit d'air, ce qui induirait en pratique une modification du groupe turbo-alternateur utilisé, ce qui est difficilement imaginable, ou une dérivation d'une partie du flux d'air hors du cycle du GTA. Cependant, à débit global constant, une gestion avancée du débit d'air dans chacune des zones du récepteur pourrait contribuer à homogénéiser les températures d'absorbeur (débit augmenté dans les zones chaudes, diminué dans les zones froides).
- en dépointant une partie du champ d'héliostat, ce qui semble la manière la plus simple de réguler la température de récepteur, mais elle induit une diminution du rendement du champ solaire (moins de puissance réfléchiée pour une même puissance incidente).
- en ajoutant un système de ventilation pour refroidir les points chauds, ce qui revient à augmenter artificiellement le coefficient de convection  $h_{conv}$  (voir paragraphe suivant). Cette solution permet une distribution de température plus homogène sur la surface irradiée de l'absorbeur mais a le double inconvénient de diminuer le rendement du récepteur et d'occasionner des consommations parasites.

La Figure 5.8 montre l'évolution de la température dans les 10 éléments de récepteur successivement traversés par l'air, des bas flux vers les plus hauts flux. Ces températures augmentent régulièrement, ce qui montre que chaque élément apporte sa contribution au chauffage de l'air. Par ailleurs seule la paroi du dernier élément dépasse – et de peu – la température de 800 °C, les autres parties de l'absorbeur travaillant à des températures largement acceptables pour des matériaux métalliques. La densité de flux moyenne observée sur l'élément central est proche de 500 kW/m<sup>2</sup> avec un pic local de 670 kW/m<sup>2</sup> selon SOLTRACE, ce qui reste dans les gammes de flux classiquement mesurés sur les récepteur centraux surfaciques. Cependant les gradients de température étant importants et

les cyclages forts, une étude approfondie du vieillissement des matériaux reste incontournable.

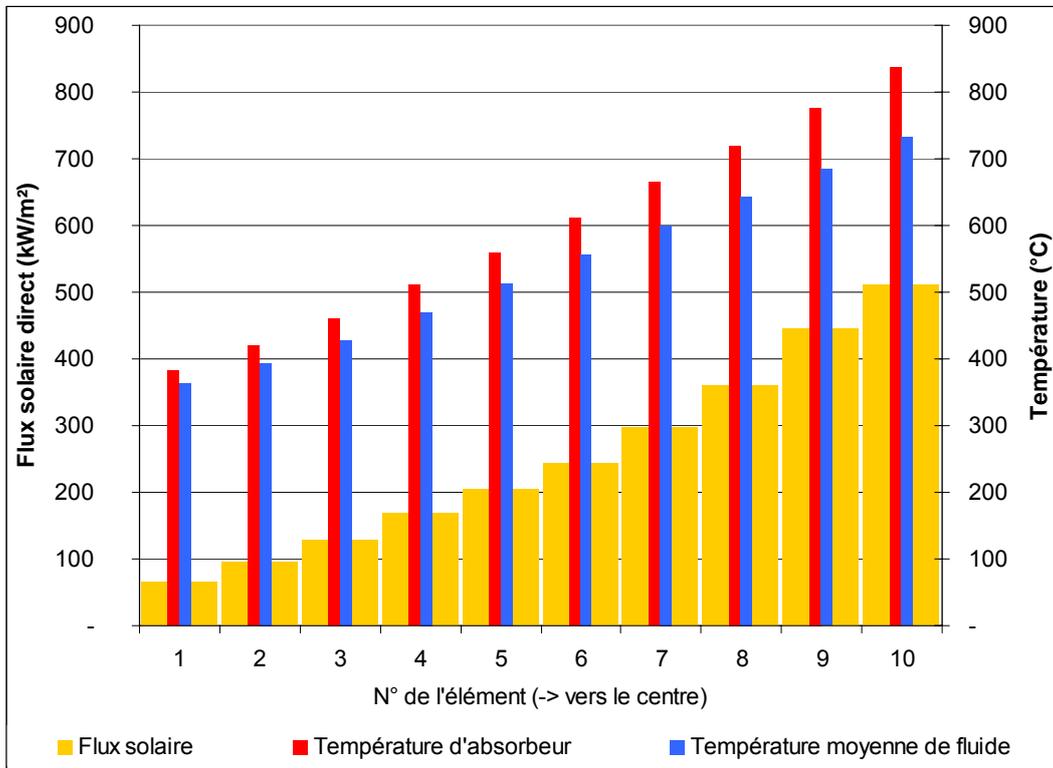


Figure 5.8. Températures et flux solaire dans chaque élément du récepteur

### 5.2.3.2 Performances en fonction de la puissance interceptée

La Figure 5.9 montre l'évolution des performances du récepteur en fonction du DNI et donc de la puissance interceptée par l'ouverture du récepteur. Les spécifications de PEGASE à THEMIS ( $T_s=750\text{ °C}$ ,  $P_{ech}=3620\text{ kW}_{th}$ ) ne sont remplies que quand le DNI est proche de  $1000\text{ W/m}^2$ , avec une efficacité de champ solaire optimale. Cependant le rendement énergétique reste bon même pour une puissance incidente moyenne, puisqu'il dépasse 80% dès que la puissance interceptée dépasse 2 MW, ce qui correspond à un ensoleillement de  $500\text{ W/m}^2$  pour un rendement de champ solaire proche du nominal.

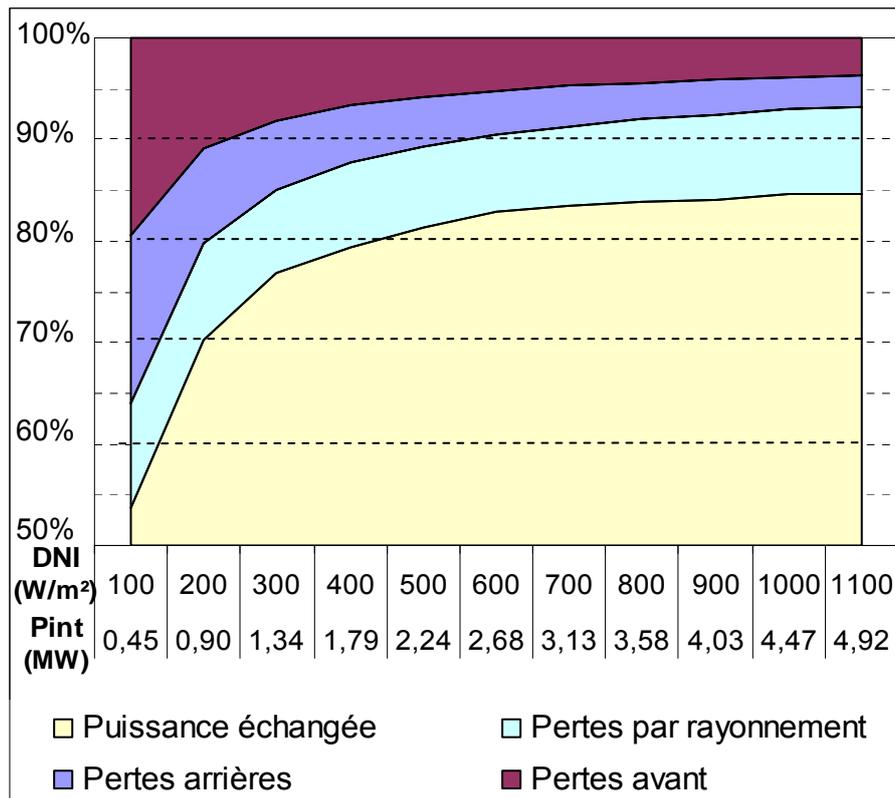


Figure 5.9. Evolution des performances du récepteur en fonction de l'ensoleillement (DNI, en et de la puissance correspondante interceptée par l'ouverture du récepteur ( $P_{int}$ ))

Il est important de remarquer que la tendance générale à la baisse du rendement de récepteur quand la température augmente ne se vérifie qu'à puissance interceptée constante. En effet comme le montrent la courbe de la Figure 5.9 ainsi que l'équation du modèle (5.1), pour une configuration donnée le rendement d'un récepteur solaire central augmente avec la puissance interceptée, et ce même si la température moyenne du récepteur augmente.

Sur la Figure 5.10 est représentée l'évolution des températures de sortie d'air et du matériau absorbeur, en fonction de l'ensoleillement et de la puissance correspondante interceptée par l'ouverture du récepteur ( $P_{int}$ ) : cette évolution est linéaire pour les deux températures. Ces courbes complètent l'estimation des performances du récepteur à charge partielle pour un ensoleillement réduit. Elles donnent aussi une indication sur les performances à champ solaire partiellement utilisé, quand une partie des héliostats est dépointée, même si la distribution des flux sur la surface absorbante est alors modifiée. Par ailleurs avec l'hypothèse conservatrice d'un récepteur travaillant à des températures inférieures à  $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ , cette courbe suggère que la puissance interceptée devrait être limitée à  $3200\text{ kW}_{th}$ , ce qui correspondrait à faire fonctionner 100 héliostats sous un ensoleillement direct de  $700\text{ W/m}^2$  ou 70 héliostats sous un ensoleillement de  $1000\text{ W/m}^2$ , l'air atteignant alors difficilement  $650\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

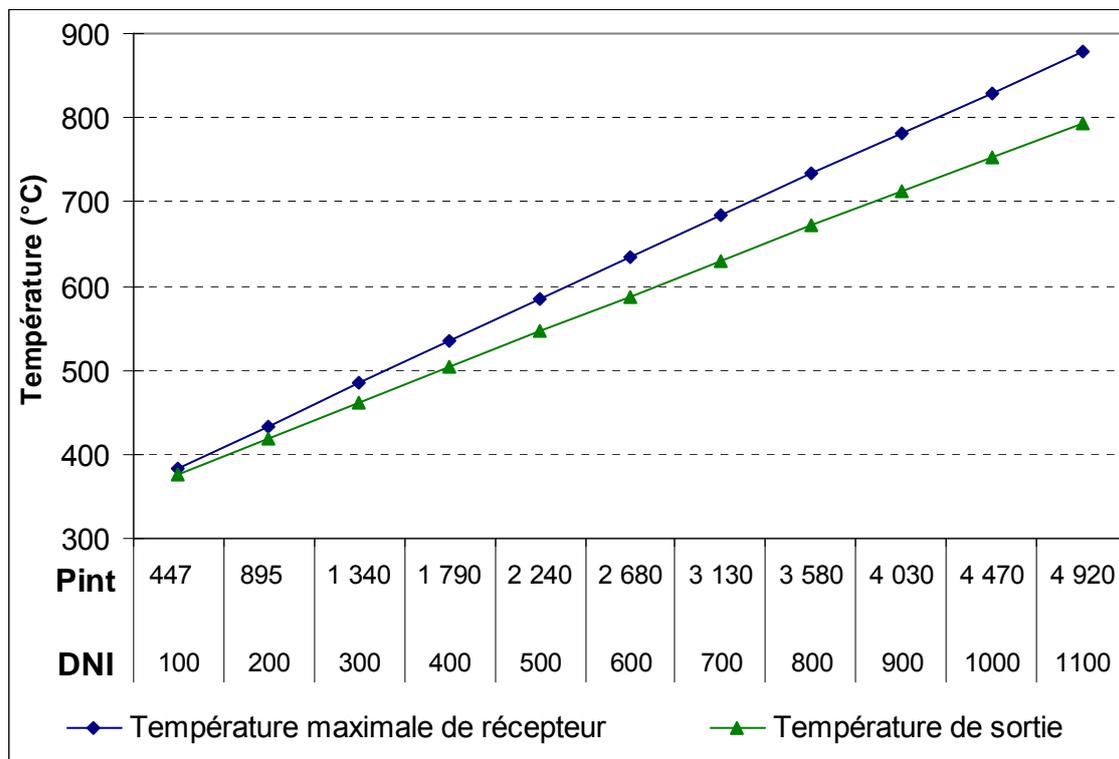


Figure 5.10. Evolution des températures du récepteur en fonction de l'ensoleillement et de la puissance correspondante interceptée par l'ouverture du récepteur ( $P_{int}$ ), tous les héliostats du champ étant en fonctionnement

### 5.2.3.3 Etude paramétrique

Maintenant que les performances nominales du récepteur à cavité sont connues, nous allons étudier leur sensibilité en fonction de paramètres critiques qu'il nous est difficile d'estimer avec précision a priori. L'influence du coefficient d'échange global ( $h_{glob}$ ) sera ici étudiée. D'autres paramètres, tels que les surfaces d'ouverture ( $S_{ouv}$ ) et la profondeur de la cavité, plus difficiles à traiter car nécessitant de recalculer les cartes de flux SOLTRACE, sont modifiés en Annexe H.

La Figure 5.11 représente les variations de puissances et températures en fonction du coefficient d'échange entre les parois internes du récepteur et le fluide caloporteur. Ces figures permettent de mettre en valeur l'importance de ce facteur. Ainsi pour  $h_{glob}$  inférieur à  $1,5 \text{ kW}/(\text{m}^2.\text{K})$ , la température d'absorbeur dépasse  $1000 \text{ °C}$  ce qui rend la sélection du matériau très problématique. Cependant dans la gamme de coefficients d'échange global considérée d'après les indications de nos partenaires du CEA, les performances du récepteur ne sont plus si sensibles à la valeur de  $h_{glob}$ . En effet, même si la valeur de référence du Tableau 5.1 était surévaluée de 25%, la puissance échangée baisserait de moins de 1% et la température maximale de paroi n'augmenterait que de  $30 \text{ °C}$ . Notons par ailleurs qu'en réalité le coefficient d'échange dépend fortement de la température de paroi et du pincement : la prise en compte de ces variations constituerait une amélioration importante du modèle.

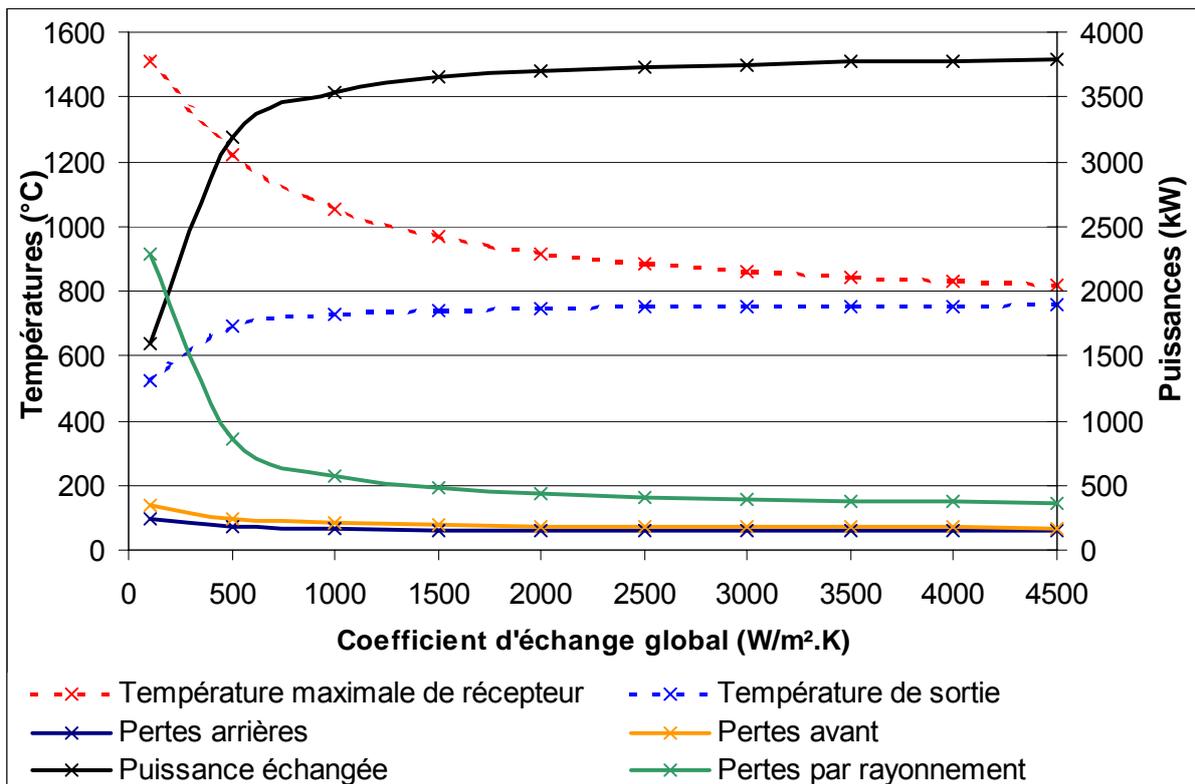


Figure 5.11. Evolution des performances du récepteur en fonction du coefficient d'échange fluide-paroi

Un autre paramètre susceptible de varier est l'absorptivité des parois réceptrices. En effet, au fil du temps, l'état de surface pourrait être altéré à cause des nombreux cyclages en conditions extrêmes. Par exemple, si l'absorptivité diminue de 10%, les pertes par

rayonnement, qui comprennent aussi la réflexion, augmentent presque de 50%. La puissance absorbée et donc celle échangée sont beaucoup plus faibles ainsi le rendement du récepteur chute à 80%, comme le montre la Figure 5.12. Les propriétés optiques des parois absorbantes sont donc un point sensible dans la construction du récepteur. A l'inverse une baisse de la réflectivité ou de l'émissivité de la paroi latérale modifie peu les performances : sa température augmente de quelques degrés.

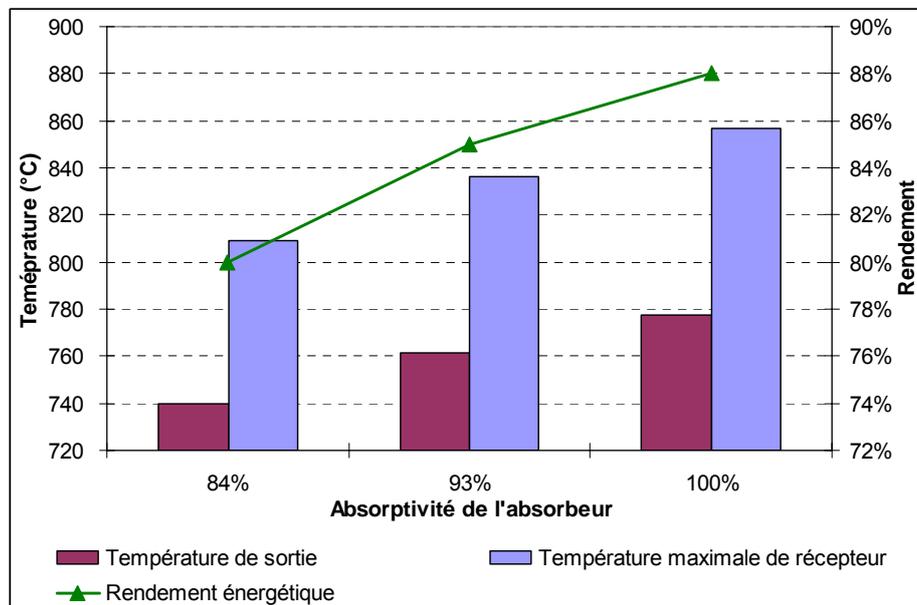


Figure 5.12. Evolution des performances du récepteur en fonction de l'absorptivité de l'Inconel

#### 5.2.3.4 Evaluation de l'inertie du récepteur

Pour évaluer le comportement du récepteur face à un brusque changement de DNI, il suffit de sauvegarder les données de températures et de puissance à chaque itération de la boucle temporelle en conservant la même architecture du modèle. Cette variation brusque de température entraîne des contraintes thermomécaniques sévères, que la conception du récepteur doit avoir intégrées. Remarquons ici que le récepteur est préchauffé à la température d'air en sortie de compresseur, ce qui implique un démarrage préalable de l'installation hors flux solaire. Si la masse de la zone active du récepteur n'influe pas sur les valeurs à l'équilibre des températures et des puissances atteintes, elle influe fortement sur l'inertie du récepteur. Cette masse dépend du matériau utilisé, de la densité du récepteur et de ses dimensions. La Figure 5.13 montre l'évolution temporelle de la température de récepteur pour différentes masses de la zone active, la masse de la paroi latérale étant constante évaluée à 1230 kg. Cette figure permet de constater que le temps de réponse est faible, la température passant de 550 °C à plus de 900 °C en moins de 5 minutes. Le temps  $t_{95\%}$  que met la température du récepteur pour atteindre 95% de sa valeur finale en fonction de la masse peut se traduire par la fonction linéaire suivante :

$$t_{95\%} = 0,0866 \times m_{rec} - 6,868 \quad (5.18)$$

On voit que ce temps de montée dépasse 5 minutes quand la masse de la partie active du récepteur dépasse 3500 kg. D'après les personnes en charge des tests de modules

absorbeurs pour le projet PEGASE, pour un récepteur multicouche (4 canaux, 14 mm d'épaisseur totale, 35% de taux de vide) en Inconel, la masse d'absorbeur s'élèverait à 1500 kg, soit largement en dessous de cette masse critique. Des modèles statiques seraient donc suffisants pour estimer les performances annuelles des récepteurs en base 5 min.

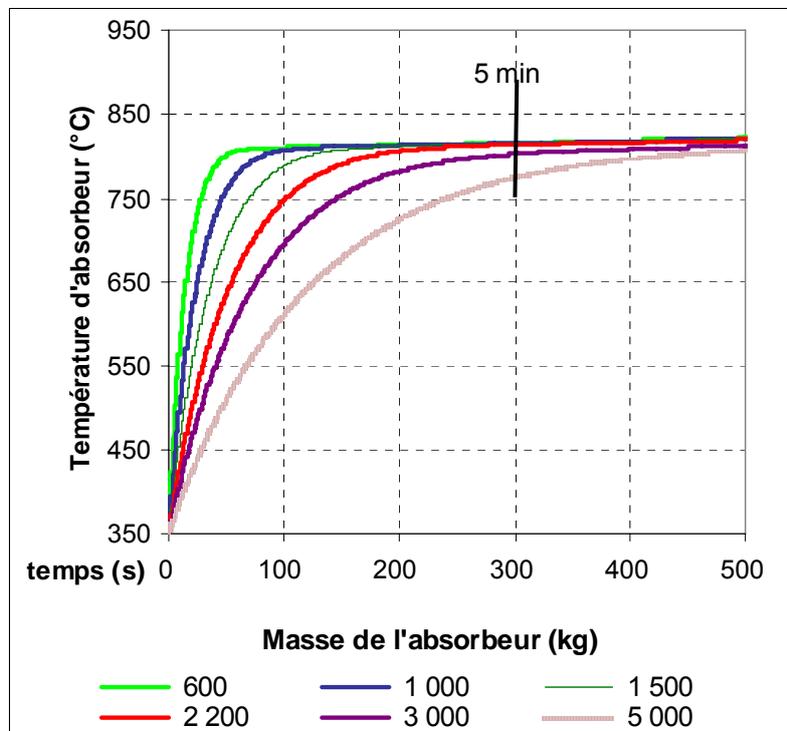


Figure 5.13. Evolution temporelle de la température du récepteur soumis à une variation de flux solaire de 0 à 1000 W/m<sup>2</sup> à t=0, pour différentes masses

#### 5.2.4 Cavité de profondeur réduite

L'hypothèse d'une cavité de deux mètres de profondeur a aussi été étudiée. Elle permettrait de limiter la surface d'absorbeur mais soumettrait l'absorbeur à des flux plus élevés. Dans un premier temps il a été choisi de ne pas réduire la surface de la paroi du fond pour éviter qu'une densité de flux trop importante atteigne la paroi latérale après réflexion sur la paroi du fond.

Les performances pures du récepteur sont alors augmentées : en effet la puissance thermique transmise au fluide atteint 3,88 MW<sub>th</sub>, pour une température d'air en sortie de 775 °C, ce qui correspond à un rendement énergétique de 87%.

La Figure 5.14 montre que les trois premiers éléments traversés, situés en périphérie du récepteur, contribuent faiblement à chauffer le fluide caloporteur, puisque leur température moyenne ne dépasse jamais 400 °C. On pourrait sans doute faire l'économie de ces trois éléments sans grever outre mesure les performances du récepteur, tout en disposant d'un récepteur plus petit, et donc moins cher. Par ailleurs, la paroi du dernier élément, soumis à un flux concentré proche de 1000 kW/m<sup>2</sup>, dépasse largement la température de 900 °C, ce qui est rédhibitoire pour un récepteur métallique. L'évolution des températures moyennes de l'air incite à reconsidérer les dimensions de l'absorbeur. En effet l'efficacité des éléments périphériques numéros 1 et 2 semble faible, le fluide gagnant moins de 30 °C à leur contact. En se contentant des 8 éléments centraux, l'air serait chauffé jusqu'à plus de 735 °C avec une surface d'absorbeur réduite à moins de 13 m<sup>2</sup> et donc un récepteur considérablement moins coûteux.

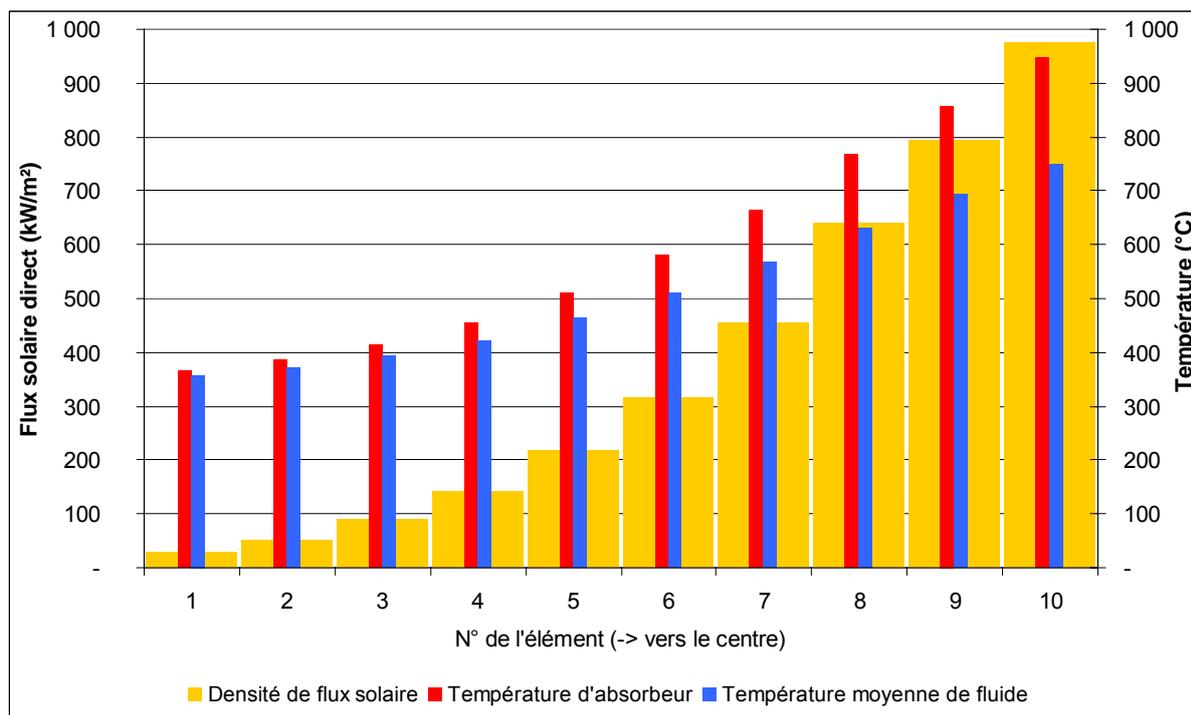


Figure 5.14. Performances du récepteur de dimensions  $R=1,7m$  et de  $Prof=2m$

Plusieurs pistes peuvent être envisagées pour remédier au problème de la température trop élevée de l'élément central, tout en gardant la même géométrie de cavité. En voici quelques unes, dont la conception de détail reste à valider et optimiser.

#### a) Élément central en céramique

Des études sont menées actuellement sur des récepteurs surfaciques en céramique qui résisteraient à des températures très élevées. Néanmoins cette technologie prometteuse sera sans doute très onéreuse. Il semble donc envisageable de concevoir un récepteur métallique dont seul le ou les éléments centraux à haute température seraient en céramique pour limiter les coûts et le risque technologique. S'il résout les problèmes de tenue en température, ce concept présente cependant une difficulté de mise en œuvre liée à la juxtaposition de deux matériaux présentant des caractéristiques thermomécaniques très dissimilaires à l'intérieur d'une même cavité.

#### b) Cône réfléchissant

Le centre de l'absorbeur pourrait être remplacé par une paroi réfléchissante de forme conique, conçue de manière à réfléchir le centre de la tache sur les éléments périphériques tout en évitant que le flux soit réfléchi à l'extérieur de la cavité. Par ailleurs, les rayons n'interceptant ce cône qu'avec un angle d'incidence très élevé, la densité de flux y serait moindre que sur une surface frontale. La Figure 5.15 révèle un aperçu de l'aspect que pourrait prendre un tel récepteur. Pour abaisser la température du cône, il pourrait être refroidi activement par l'air entrant dans le récepteur à  $350\text{ °C}$  : le cône servirait alors de premier élément d'absorbeur. Notons cependant que SOLTRACE ne permet pas actuellement de construire un cône à base elliptique et que la fixation du cône risque de

s'avérer difficile. Ce type de réflecteur conique a par exemple déjà été expérimenté avec succès au laboratoire WIS avec le récepteur DIAPR [7].

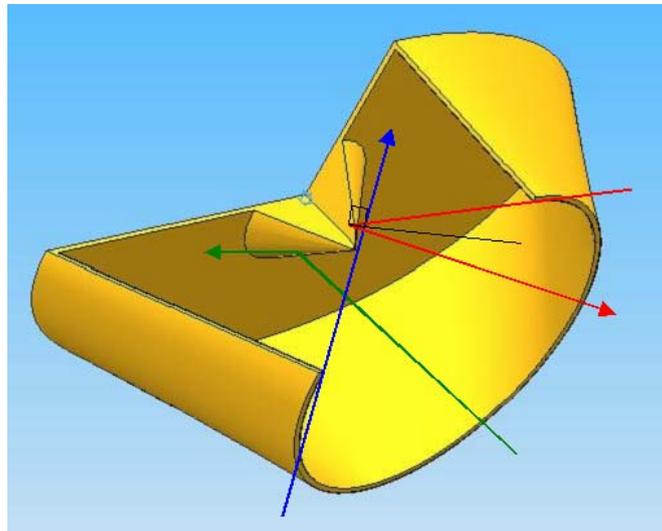


Figure 5.15. Récepteur muni d'un cône réfléchissant et quelques rayons incidents

### c) Modules triangulaires

Un troisième moyen d'adapter la géométrie de la cavité pour limiter les flux sur l'élément central serait d'utiliser une cavité à fond large avec plusieurs plans récepteurs triangulaires inclinés pour que le centre de la tache impacte l'absorbeur en un point plus profond de la cavité, comme sur la Figure 5.16.

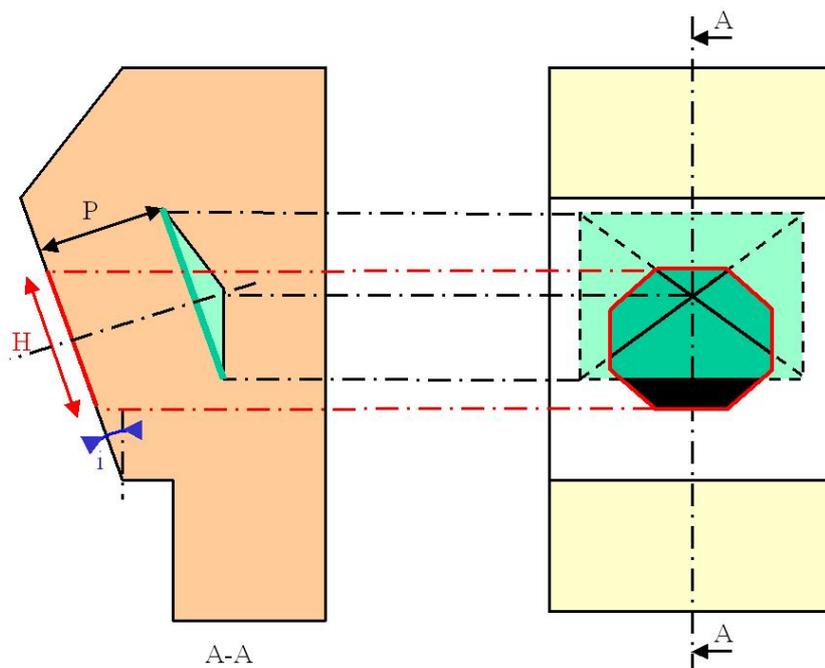


Figure 5.16. Exemple de récepteur en fond de cavité composé de 4 modules triangulaires

#### d) Gestion avancée du flux d'air

Une autre option pour faire baisser les pics de température du matériau absorbant consiste à organiser différemment le passage de l'air dans le récepteur. L'idée la plus basique est d'inverser le sens du flux d'air, des éléments centraux du récepteur soumis aux hautes densités de flux vers les éléments périphériques soumis aux bas flux. Ainsi au centre de la tache le pincement est grand mais comme l'air n'est pas très chaud, la température de paroi reste raisonnable, comme le montre la Figure 5.17. La température de paroi est alors remarquablement homogène, entre 600 °C pour l'élément central et 740 °C pour l'élément extérieur. Ici aussi l'évolution des températures moyennes de l'air pousse à redimensionner la géométrie du récepteur en supprimant les éléments périphériques 1 et 2 dont le rendement est faible.

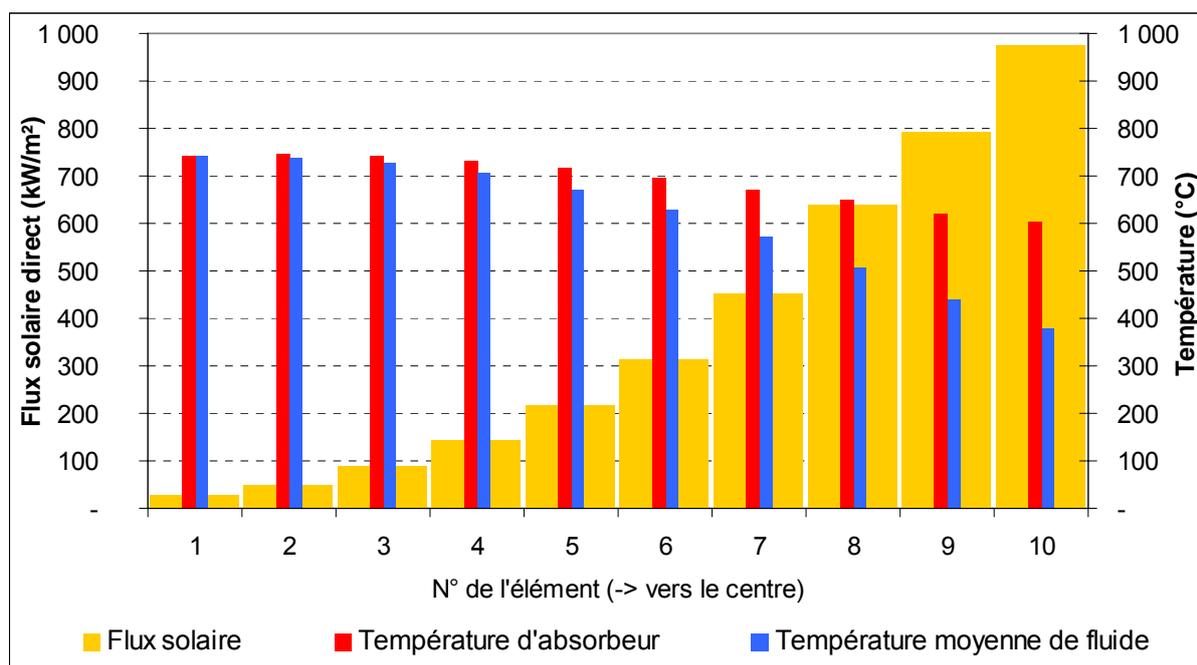


Figure 5.17. Evolution des températures et du flux solaire sur les éléments du récepteur avec flux d'air en sens inverse

Le refroidissement par impact de jets d'air sur la paroi absorbante est aussi concevable : il permettrait d'augmenter considérablement le coefficient d'échange local, certainement au prix de pertes de charge plus élevées. Une multitude d'autres parcours peuvent être envisagés sur le papier, mais assurément beaucoup d'entre eux seront difficiles à mettre en oeuvre.

#### e) Stratégies de pointage

Enfin l'idée la plus intéressante est peut-être d'utiliser une stratégie de pointage avancée pour homogénéiser les flux incidents sur l'absorbant. Cette solution a le double avantage de limiter les gradients de températures préjudiciables à la durée de vie des matériaux et d'être facilement et rapidement adaptable en fonction de la carte de flux impactant le fond de la cavité, tout ceci sans changement ni de géométrie, ni de matériaux, et sans coûts supplémentaires. L'inconvénient principal est l'augmentation des pertes par débordement, qui devraient cependant rester limitées.

Enfin ces stratégies de pointage peuvent servir à viser non plus une seule grande cavité mais plusieurs petites, éventuellement avec plusieurs niveaux de température comme ce fut le cas pour l'expérience SOLGATE [6].

En sus de ces cinq propositions qui pourraient être choisies ou combinées afin d'éviter un échauffement trop important du centre du récepteur sans pour autant diminuer la puissance échangée, d'autres solutions plus simples sont envisageables, pour lesquelles une perte de puissance est inévitable :

- dépointage d'une partie du champ solaire,
- refroidissement par ventilation.

### 5.2.5 Bilan et perspectives sur la modélisation du récepteur

Outre les options évoquées pour abaisser la température de paroi du récepteur de profondeur 2 mètres, les perspectives de travail à court terme sur la géométrie de la cavité pourraient porter sur l'utilisation de parois latérales réfléchissantes. En effet les pertes par conducto-convection sont importantes par les parois de la cavité, il serait donc intéressant de réduire leurs surfaces. Par ailleurs une forte disparité de flux est observée sur la paroi absorbante. Ces deux observations incitent à réduire la surface du fond du récepteur tout en homogénéisant la carte de flux. Pour cela, il est possible de construire une cavité cylindrique à base circulaire ou hexagonale dont les parois latérales sont fortement réfléchissantes. Un aperçu des géométries SOLTRACE est donné dans la Figure 5.18. Il reste maintenant à adapter le modèle MATLAB pour estimer les performances de tels concepts.

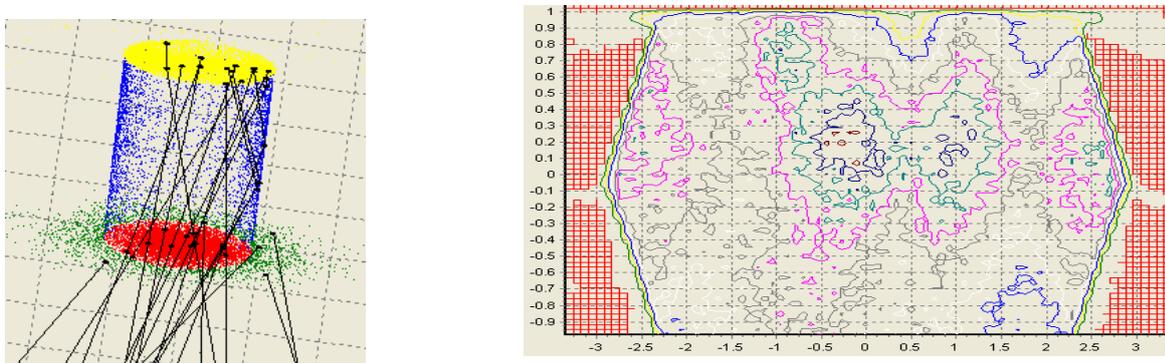


Figure 5.18. Cavité à parois latérales réfléchissantes, cylindrique (à gauche, vue de la cavité en perspective) ou hexagonale (à droite, vue des isoflux sur la paroi du fond)

Le cas de base de récepteur solaire pour PEGASE à THEMIS étudié ici est d'une conception robuste et sûre qui risque peu d'offrir de mauvaises surprises lors de l'étape suivante : une étude détaillée en vue de la conception de la maquette de récepteur. La solution à profondeur réduite est déjà plus risquée et présente un rendement légèrement meilleur. Dans les deux cas les objectifs principaux sont atteints, c'est à dire que les récepteurs permettent de chauffer suffisamment l'air (jusqu'à 750 °C) avec un rendement global proche de 85%. Cette étude soulève toutefois de nombreuses observations :

- Avec les hypothèses de base envisagées ici, la température de l'élément central du récepteur à profondeur réduite, supérieure à 900 °C, représente un véritable défi en termes de tenue en température des matériaux, surtout pour des alliages métalliques. Plusieurs solutions peuvent être envisagées pour résoudre ce problème en conservant le même type de récepteur et sont discutées dans ce document. Un élément primordial de

la conception du récepteur, ici occulté, est son coût. En effet si le LEC d'une centrale à tour n'avait pas été jugé très sensible à ce paramètre lors du programme ECOSTAR, la récente flambée du prix du nickel (et donc de l'inconel) replace la question du coût au centre de la conception d'un récepteur à haute température.

- Comme attendu la plus grande cause de perte de puissance est le rayonnement infrarouge du matériau chauffé, fonction du facteur de vue de la surface d'ouverture par la surface irradiée. La faiblesse de ce modèle réside certainement dans la prise en compte grossière de la paroi latérale, qu'il faudrait diviser en plusieurs éléments pour en évaluer la température et les pertes avec plus de précision. Pour limiter les pertes arrière, une augmentation de l'épaisseur d'isolant devrait aussi être envisagée.

- Une autre limite de RECSOL est la représentation du coefficient d'échange  $h_{glob}$ , considéré constant dans tous les cas. En réalité celui-ci varie en fonction de la température de l'air et de celle de la paroi. Ces variations influent sur les performances du récepteur et sur le choix du parcours optimal de l'air dans l'absorbeur.

- Le rendement énergétique reste proche de sa valeur maximale pour des faibles niveaux d'ensoleillement : il dépasse 90% de sa valeur finale dès 300 W/m<sup>2</sup>. Les performances du sous-système de captage sont donc bonnes à charge partielle, ce qui permettra d'envisager pour PEGASE à THEMIS des contraintes de production sous un ensoleillement faible.

- L'inertie du récepteur est faible, ce qui signifie que les variations de température d'air en sortie seront rapides. Il faudra donc prévoir une régulation fine du débit de combustible entrant dans la chambre de combustion afin de garder constante la température en entrée de turbine. Cependant pour une étude des performances globales du système (par exemple avec TRNSYS), cette faible inertie nous dispense de l'intégration d'un modèle dynamique de récepteur, puisque celui-ci répond rapidement à la valeur de flux incident quel que soit son état antérieur. Par exemple cette étude montre que si la masse de la partie active du récepteur est inférieure à 3500 kg, le temps de réponse à 95% du récepteur soumis à un échelon de DNI sera inférieur à 5 minutes. Autrement dit si le récepteur pèse moins de 3500 kg, un modèle de type statique comme ceux déjà implémentés dans la bibliothèque TRNSYS-STEAC est suffisant pour apprécier la réponse du système à des données d'ensoleillement espacées de 5 minutes. Inversement si la masse du récepteur dépasse 3500 kg, l'intégration d'un modèle dynamique (tel que RECSOL) pourrait s'avérer pertinente.

- Les calculs effectués ici ne concernent que le point nominal de conception du récepteur, au midi solaire le jour de l'équinoxe. Ils ne tiennent donc pas compte des variations de la distribution de flux dans la cavité en fonction de la position du soleil dans le ciel. Il faudrait donc a minima vérifier que ces variations ne perturbent pas trop les performances du récepteur, ou bien créer une carte de flux représentant une distribution moyenne de l'éclairement annuel de la cavité. Par ailleurs des stratégies de pointage peuvent être adoptées pour compenser ces variations de la cartographie des flux.

- Les pertes de charge occasionnées par le récepteur ne sont pas calculées par ce modèle, car trop dépendantes de la technologie de récepteur employée (plaques corruguées, plaques à ailettes, tubes à ailettes...). Cependant des pertes de charge trop importantes sont susceptibles de dégrader le rendement du cycle thermodynamique. Les pertes thermiques dans les conduites avant l'entrée et après la sortie du récepteur proprement dit ne sont pas non plus considérées, mais, tout le GTA étant placé en sommet de tour, elles devraient être faibles.

Ainsi quand le choix de la technologie du récepteur et de la forme de la cavité sera fait, ce modèle pourra être réutilisé avec une valeur arrêtée pour la surface d'ouverture, des incertitudes plus petites sur les performances du récepteur (surface d'absorbeur, coefficient d'échange, masse), et en utilisant des modèles plus précis de calcul des pertes thermiques [4]. Il conviendra alors d'intégrer au modèle le calcul des pertes de charge et de comparer

les résultats des simulations aux performances mesurées de l'installation PEGASE à THEMIS.

Concluons cette étude des performances du récepteur de PEGASE à THEMIS par les deux réflexions suivantes. Premièrement, des études antérieures pour le cycle TAG1 semblent suggérer que le champ solaire est légèrement surdimensionné pour cette turbine, ce qui implique un risque de surchauffe excessive du récepteur dans les conditions nominales d'ensoleillement. Il faudrait donc se résoudre à dépointer une partie des héliostats pour assurer l'intégrité du récepteur. Inversement, ce chapitre montre que le même champ solaire semble légèrement sous-dimensionné pour le cycle thermodynamique TAG2 ! C'est-à-dire que le récepteur n'atteint sa température nominale (750 °C) que sous d'excellentes conditions d'ensoleillement. En bref si la TAG1, peu gourmande en puissance thermique, laisse une (trop ?) grande marge de progression sur la température de travail admissible par le récepteur (jusqu'à 950 °C en sortie d'air), le champ solaire de PEGASE à THEMIS semble incapable de chauffer de l'air à plus de 750 °C pour le cycle TAG2.

La conception d'un récepteur solaire pour un système hybride doit pouvoir concilier deux impératifs : d'une part, conserver des températures de fonctionnement compatibles avec la tenue physique des matériaux dans le temps et d'autre part, viser une température de sortie d'air la plus élevée possible pour approcher l'optimum de fonctionnement de la turbine à gaz. Le modèle discuté dans ce chapitre permet d'estimer les performances du récepteur de l'installation PEGASE à THEMIS, et sa facilité d'utilisation permet de faire varier de nombreux paramètres critiques sur lesquels de nombreuses options de conception restent ouvertes. En effet ce programme MATLAB a été conçu dans un souci de clarté avec de nombreuses lignes de commentaires permettant son adaptation ou sa modification ultérieure par n'importe quel utilisateur.

Enfin le modèle RECSOL pourra être adapté à d'autres types de récepteurs surfaciques pour centrales à tour de toutes tailles et servir de base à l'élaboration d'un modèle Fortran dynamique à intégrer dans la bibliothèque STEC. Remarquons cependant que la démarche ici utilisée pour le prédimensionnement du futur récepteur de PEGASE n'est applicable que dans le cas particulier où le champ d'héliostats est conçu préalablement au récepteur. En général dans un projet industriel le concentrateur et le récepteur seraient dimensionnés en même temps pour satisfaire aux spécifications du GTA, ce qui laisserait plus de liberté sur les caractéristiques de la cavité.

Une fois fixée la géométrie du récepteur, une modélisation par CFD et des tests de maquettes à échelle réduite permettront de vérifier les résultats de RECSOL. Le projet RS-PEGASE suit cette démarche, dans l'optique de proposer un dimensionnement définitif pour le récepteur de PEGASE à THEMIS d'ici fin 2009.

### Références bibliographiques

- [1] P. Schwarzbözl, U. Eiden, R. Pitz-Paal, A TRNSYS model library for Solar Thermal Electric Components (STEC), A reference manual Release 2.2, (2002).
- [2] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow, A. Ferriere, M. Romero, F. Tellez, A. Steinfeld, U. Langnickel, E. Shpilrain, O. Popel, M. Epstein, J. Karni, ECOSTAR RoadMap Document, SES-CT-2003-502578, (2005). Disponible sur : <http://www.promes.cnrs.fr>.
- [3] R. Siegel, J.R. Howell, Thermal radiation heat transfer, 3<sup>ème</sup> édition, publié par Taylor & Francis, (1992).
- [4] C.G. McDonald, Heat Loss from an Open Cavity, Sandia Report SAND95-2939, (1995).

[5] M. Vrinat, laboratoire CEA-GRETh, communication personnelle, (2007).

[6] Final Technical Report Solgate, ENK5-CT-2000-00333, Project Co-Ordinator: Ormat, Partners: Ciemat, DLR, Solucar, Tuma, (2005). Disponible sur : [http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate_en.pdf).

[7] J. Karni, A. Kribus, P. Doron, R. Rubin, A. Fiterman, D. Sagie, The DIAPR: A high-pressure, high temperature solar receiver, J. Sol. Energy Eng., 119, (1997) 74-78.

## **Chapitre 6 : Evaluation des performances techniques et économiques des centrales solaires**

Afin de prévoir correctement les performances techniques et économiques d'un système CSP, il est essentiel de disposer d'outils de simulation adaptés. Une bonne estimation des performances permet de réduire le risque industriel et d'optimiser la conception et la conduite d'une installation. Après avoir passé en revue divers logiciels utilisés pour la modélisation des centrales solaires thermodynamiques, nous traiterons de la représentation des performances techniques du système à l'aide de modèles PROSOL et TRNSYS. Enfin nous traiterons de l'opportunité d'envisager des systèmes mixtes et proposerons une analyse exergetique des récepteurs et des centrales solaires

### **6.1 Etude comparative des logiciels existants d'analyse des performances technico-économiques**

La Figure 6.1 représente de manière simplifiée comment une centrale solaire thermodynamique peut être modélisée. En premier lieu une évaluation détaillée de la ressource solaire est nécessaire à partir de plusieurs années de collecte de données météorologiques issues d'images satellites ou de stations de mesure au sol (chapitre 3). L'approche généralement employée consiste à utiliser des données météorologiques mesurées de périodicité de 1 minute à 1 heure pour obtenir la puissance solaire incidente sur le concentrateur. Puis les performances des principaux composants de la centrale doivent être représentés à l'aide d'outils spécifiques par des modèles physiques ou hérités d'expériences antérieures :

- Les performances des concentrateurs CRS doivent être évaluées pour plusieurs points représentatifs de l'année (pour au moins une vingtaine de positions du soleil dans le ciel), puis rassemblées dans une matrice d'efficacité du champ solaire issue d'un code de calcul de transfert radiatif (chapitre 4) ou de mesures de flux pour une installation existante. Les performances des concentrateurs PT sont quant à elles la plus part du temps modélisées à l'aide de courbes expérimentales en fonction de la position du soleil.
- La transformation du flux intercepté en puissance thermique transmise au fluide caloporteur dans le récepteur fait l'objet de modèles physiques (chapitre 5) ou bien est approchée par des courbes de performances issues d'expériences.
- De même les performances du stockage éventuel et du GTA sont estimées d'après des modèles ou des expériences. Etant donné les bons rendements énergétiques des stockages thermiques, leurs performances sont souvent caractérisées par une légère baisse de température du fluide caloporteur et surtout par un délai dans l'utilisation de l'énergie captée qui dépend de la stratégie de gestion du stockage adoptée. Le rendement du GTA est en principe issu de courbes fournies par les constructeurs en fonction de la charge et de la température ambiante.

Néanmoins les différents modèles de ces sous-systèmes, qui nécessitent souvent l'emploi de logiciels spécifiques, sont fortement interconnectés. Ils doivent donc être intégrés dans un modèle global pour prédire les performances énergétiques instantanées et annuelles du système entier et analyser ses performances économiques. Dans la suite de ce document, nous nommerons ces logiciels ATE (pour Analyse Technico-Economique). Remarquons dès à présent que la justesse de l'estimation des indicateurs économiques dépend fortement de la qualité des données de coûts utilisées. Celles-ci doivent être comparables et corrigées en fonction de la taille des équipements et du contexte économique et politique.

Dans le cas particulier des centrales à tour, les performances technico-économiques annuelles peuvent aussi être prédites par des codes de type OPT plus orientés vers la

conception et l'optimisation de systèmes, comme UHC, DELSOL, ou HFLCAL décrits au Chapitre 4. Le fait qu'ils incluent le calcul du flux solaire concentré garantit à l'utilisateur une certaine cohérence et une bonne précision de leurs prédictions, à condition de bien reproduire l'ensoleillement annuel. Quoique très spécialisés sur des technologies bien précises, ce sont des outils polyvalents en termes d'objectifs (ils permettent souvent aussi bien l'optimisation que l'analyse des performances), ce qui évite l'utilisation de plusieurs logiciels sur un même projet. Malheureusement leur manque de souplesse les rend difficiles à utiliser pour simuler une installation existante qui n'aurait pas été conçue grâce à eux. C'est pourquoi dans ce chapitre nous restreindrons notre étude aux logiciels plus généralistes, qui ne calculent pas le flux solaire concentré mais qui la plupart du temps sont capables de lire des matrices d'efficacité de champ solaire fournies par les codes exposés au Chapitre 4. De la même manière, seuls des outils capables de traiter au moins deux des grandes filières CSP seront détaillés.

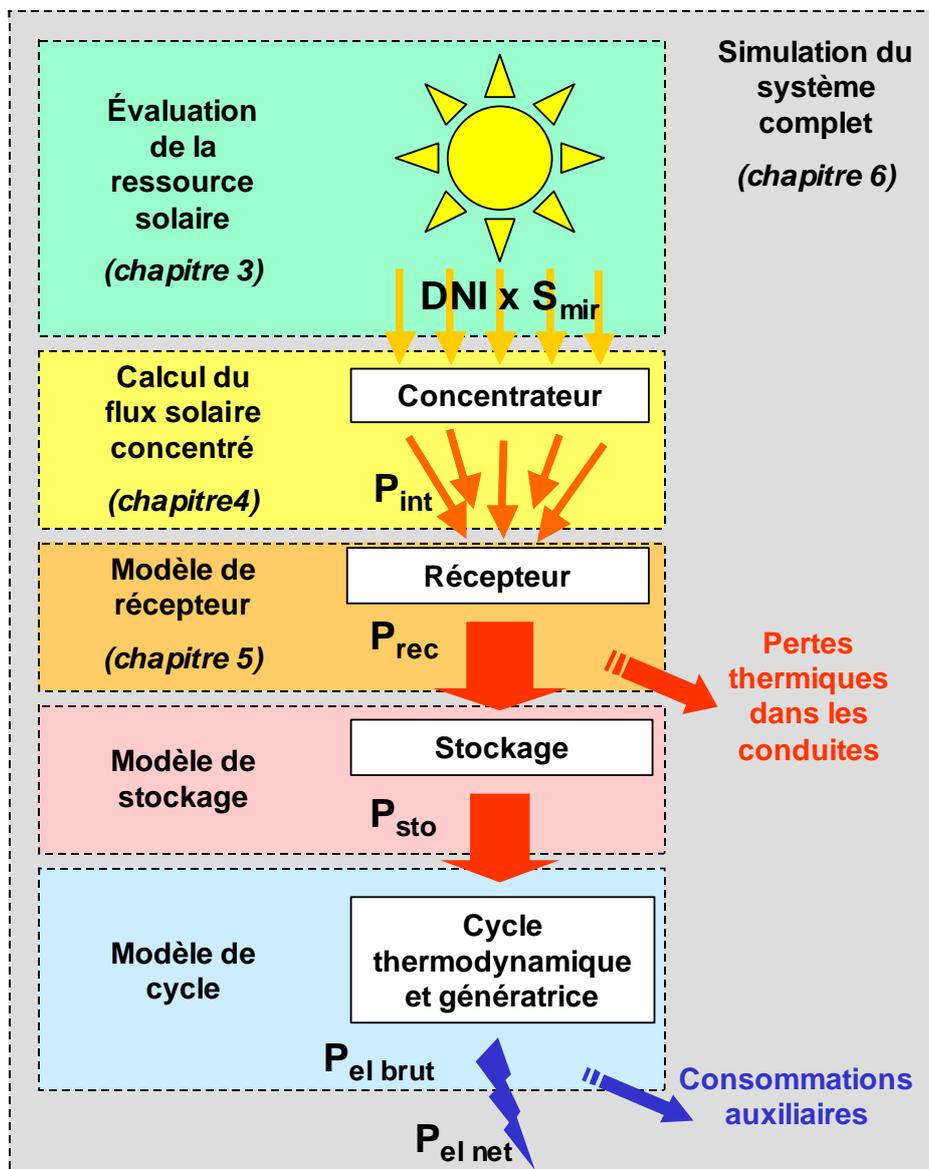


Figure 6.1. Principe de la modélisation d'une centrale solaire thermodynamique

### 6.1.1 Caractéristiques des outils de simulation des performances

Comme pour les logiciels de calcul du flux solaire concentré dans les centrales à tour au Chapitre 4, une étude comparative des outils de simulation des systèmes CSP (logiciels ATE) a été menée afin de dégager les caractéristiques principales de chaque logiciel et de faciliter les choix des utilisateurs potentiels. Six outils sont ici étudiés : SOLERGY, TRNSYS-STEEL, GREENIUS, SOLELE, ECOSTAR et SAM. Le Tableau 6.1 résume leurs principales caractéristiques. Cette liste n'a pas la prétention d'être exhaustive, mais donne un bon aperçu des différentes méthodes employées pour aborder le problème de la prévision des performances de systèmes complexes tels que les CSP.

Logiciel	SOLELE	SOLERGY	ECOSTAR	TRNSYS-STEEL	GREENIUS	SAM
Références	[1]	[2-4]	[5]	[6-8]	[9-11]	[12]
Développeurs	DLR	SANDIA	Programme ECOSTAR	SEL, DLR, CIEMAT, IVTAN	DLR, FTWH Berlin	NREL, SANDIA
Filières CSP considérées	PT, CRS, DS	CRS, PT	PT, CRS, HSGT, DS	CRS, PT, DS	PT, DS	PT, CRS***, DS***
Année	1997	1987	2005	2000	2001	2007
Disponibilité	Source et exécutable	Exécutable	Source et exécutable	Source* et exécutable	Exécutable	Exécutable
Programmation	Lotus	Fortran	Excel	Fortran	?	Excel, exécutables TRNSYS
Données météo	Moyenne annuelle	Intervalle 7,5 min minimum	Données horaires	Intervalle quelconque	Données horaires au format TMY	Données horaires au format TMY
Méthode de calcul des performances du concentrateur	Rendement moyen scalaire	Matrice d'efficacité (CRS), modèle physique (PT)	Matrice d'efficacité **	Matrice d'efficacité (CRS), modèle physique (PT)	Modèle physique	Modèle physique
Méthode de calcul des performances du récepteur	Rendement moyen scalaire	Matrice d'efficacité	Matrice d'efficacité	Modèle physique	Modèle physique	Modèle physique
Indicateurs économiques	LEC	Aucun	LEC	Aucun	Analyse complète****	Analyse complète****
Indicateurs environnementaux	Emissions de CO <sub>2</sub> , NOx, SOx, poussières évitées et coûts associés au CO <sub>2</sub>	Aucun	Emissions de CO <sub>2</sub> évitées et coûts associés	Aucun	Emissions de CO <sub>2</sub> évitées et coûts associés	Aucun

**Tableau 6.1. Tableau comparatif des logiciels d'analyse des performances des centrales CSP (\*source Fortran des composants uniquement, \*\*modèle physique dans la version PROMES, \*\*\*en cours de développement, \*\*\*\*comprend LEC, VAN, TRI, DR, TCD, et flux annuels de trésorerie)**

Ces outils ont des caractéristiques communes. Premièrement de nombreux indicateurs techniques peuvent être calculés directement ou indirectement par tous les modèles mentionnés ici. L'exécution des calculs ne prend jamais plus que quelques secondes. Les

flux énergétiques, rendements des composants et pertes sont évalués tout au long du système, et les performances globales telles que le rendement net moyen, la production annuelle et le facteur de capacité sont les principaux résultats techniques de ces outils. Les matrices d'efficacité des champs d'héliostats sont en général issues de codes de calcul de flux (dans SOLERGY, ECOSTAR, et TRNSYS). Les performances des capteurs linéaires sont plus volontiers calculées à partir de modèles physiques dont les coefficients sont ajustés à des mesures expérimentales. Mis à part SOLERGY et TRNSYS qui ne proposent aucune analyse économique, tous utilisent le LEC comme principal indicateur des performances économiques. Dans ce panorama homogène, SOLELE détonne. En effet sa pertinence est limitée à des technologies bien précises, telles que les centrales SEGS pour la filière PT ou les installations de type Phoebus pour la filière CRS. Par ailleurs SOLELE est le seul outil à considérer uniquement une valeur moyenne annuelle pour la ressource solaire, tous les autres intégrant des données météorologiques à pas de temps horaire ou inférieur. Trois logiciels (GREENIUS, ECOSTAR, SOLELE) analysent les performances environnementales des centrales solaires, en utilisant notamment le coût des émissions de CO<sub>2</sub> évitées comme indicateur principal. La plupart de ces outils sont disponibles sur simple demande pour les centres de recherche, et leur interface simple permet une prise en main rapide, mis à part SOLERGY pour lequel la saisie des données dans des fichiers texte nécessite un apprentissage.

### **6.1.2 Détail des logiciels**

#### **a. SOLELE**

C'est un outil d'évaluation comparative basique de technologies de production d'électricité solaire, destiné à faciliter la décision de porteurs de projet envisageant l'installation de systèmes CRS, PT, DS, PV,... en donnant une première estimation de leurs performances techniques, économiques, et environnementales. Ses principales caractéristiques sont donc la vitesse et la simplicité, qui en font un outil très pédagogique. Cependant SOLELE n'effectue pas de simulation horaire, comme le font classiquement les autres logiciels, mais une mise à l'échelle des performances de centrales de références bien étudiées dans la littérature : les centrales SEGS 80 MW<sub>el</sub>, Phoebus 30 MW<sub>el</sub>, EuroDish 11 kW<sub>el</sub>, une cheminée solaire de 30 MW<sub>el</sub>, un bassin solaire de 5 MW<sub>el</sub>, et une centrale photovoltaïque de 375 kW<sub>el</sub>. S'il paraît possible d'extrapoler les performances de ces systèmes à d'autres environnements économiques (taxes sur le carbone, taux d'intérêts), il semble difficile de prévoir l'influence de la production de masse et des effets d'échelle sur les coûts des composants et leurs performances. C'est pourquoi cette approche semble pertinente uniquement dans le cas où les configurations des centrales envisagées sont proches des configurations de référence. Remarquons pour finir que les coûts manipulés dans SOLELE sont exprimés en Deutsche Mark...

#### **b. SOLERGY**

A notre connaissance, il s'agit du premier outil conçu pour estimer les performances techniques annuelles des centrales solaires, sur la base d'un code de simulation des CRS appelé STEAEC (Sandia, 1978) précédemment écrit pour comparer les projets de conception d'une installation pilote, et modifié pour prévoir de manière plus réaliste les consommations parasites d'après les retours d'expériences des premières installations testées.

SOLERGY, développé en FORTRAN par le laboratoire Sandia de 1987 à 1993, prévoit la production d'un système CSP défini par l'utilisateur (PT ou CRS) sur une période pouvant s'étendre jusqu'à un an. Ce modèle quasi-statique à intervalle constant (supérieur ou égal à 7,5 minutes) évalue à chaque pas de temps les flux d'énergie traversant chaque sous-système ou composant, au moyen de bilans de puissances simples, sans calcul des

grandeurs thermodynamiques comme les températures ou pressions. Finalement les performances annuelles sont déduites en sommant ces calculs de puissances instantanées. Les particularités de SOLERGY résident dans sa gestion avancée de l'état opérationnel de la centrale (arrêts, démarrages, et régimes partiels) au niveau des principaux composants de l'installation, notamment le stockage et la turbine dont les performances sont très dépendantes de l'inertie du système et des stratégies de conduite. Il est jugé par [13] plus réaliste que DELSOL3 pour l'évaluation de la production annuelle d'une centrale à tour commerciale.

Notons que parallèlement à SOLERGY, SANDIA a développé un logiciel spécifique à l'analyse économique des centrales à tour hybrides, nommé SUNBURN. Il semblerait que ce code n'ait pas été utilisé depuis de nombreuses années.

### **c. ECOSTAR**

Pour chacune des 7 technologies de référence du programme Européen ECOSTAR, un modèle de centrale extrapolé à l'échelle 50 MW<sub>el</sub> (sous forme de modules ajoutés) a été bâti. Une feuille de calcul a été élaborée sous Microsoft Excel afin d'évaluer étape par étape et heure par heure les puissances rayonnées, thermiques et électriques échangées dans le système, en prenant en compte l'ensoleillement, la courbe de charge, les performances à charge partielle de chaque composant, l'influence du stockage thermique ainsi que des consommations auxiliaires. Le climat de référence est celui d'une année-type de Séville, considéré comme représentative des climats sud-européens propices à l'implantation de centrales solaires. Trois types de contraintes (demande en électricité) ont été sélectionnées : l'un correspondant à une production nominale dès que le DNI dépasse 100 W/m<sup>2</sup> (facteur de capacité maximal sous climat sévillan de 37%), le deuxième pour une production au nominal de 9 heures à 23 heures d'après une courbe de charge typique en Espagne (facteur de capacité maximal de 58%), et le troisième où la production nominale est demandée du lever au coucher du soleil (facteur de capacité maximal de 50%).

Les performances des champs solaires sont issues de modèles empiriques pour les capteurs PT. Les capteurs CRS sont représentés par des matrices d'efficacité de référence calculées par HFLCAL et des courbes expérimentales de performances des récepteurs. La conversion thermique-électrique est réalisée différemment selon le type de centrale envisagé. Pour les centrales exclusivement solaires par conception (références ECOSTAR 1 à 5) une production brute est d'abord calculée, à laquelle on enlève toutes les consommations parasites (du champ, du bloc électrique, de pompage...) pour arriver à la production nette. Dans le cas des installations HSGT, l'hybridation est directement intégrée dans le fonctionnement du système afin de pouvoir prédire la consommation horaire de combustible fossile nécessaire au fonctionnement à pleine charge du système.

Ayant participé au programme, le CNRS dispose des feuilles de calcul établies à cette occasion. Une adaptation de ces feuilles de calcul, appelée PROSOL, a été effectuée au cours de cette thèse et sera présentée au paragraphe 6.2.2.

### **d. TRNSYS**

TRNSYS est un environnement de simulation complet et extensible, dédié au calcul des performances thermiques des bâtiments et de leurs équipements, qui peut être appliqué à la simulation dynamique des systèmes thermiques en général. Développé dans le cadre de collaborations internationales et diffusé en France par le CSTB, TRNSYS est aujourd'hui une référence mondiale dans le domaine de la simulation de bâtiments et de systèmes. Ce type d'outil permet d'une part de valider le concept énergétique, d'autre part de développer et d'expérimenter des composants et des stratégies de gestion innovantes.

Il permet de simuler les performances d'une centrale solaire en régime quasi-permanent de manière modulaire, grâce à la bibliothèque STEC où chaque composant d'un CSP est représenté par un modèle détaillé en quantités thermodynamiques (température, pressions, enthalpies) sous forme d'une fonction Fortran-77. Les modèles sont basés sur une description physique des phénomènes, avec des paramètres pouvant varier suivant les spécifications des différents composants. Ils permettent d'évaluer les performances annuelles de la centrale CSP complète avec des pas de temps faibles. TRNSYS-STEAC a été utilisé pour prévoir ou reproduire les performances des installations SEGS6 [7], SOLGATE [14], et Saguaro Trough (Arizona).

#### **e. GREENIUS**

Cet environnement de simulation permet une analyse technico-économique détaillée de différentes technologies de production d'électricité renouvelable (centrales PT, unité DS, systèmes PV connectés au réseau, et ferme éolienne, mais pas de CRS). Son but est de minimiser les risques des projets de producteurs autonomes d'électricité renouvelable en calculant leurs performances techniques, financières et environnementales à partir de données météorologiques horaires au format TMY2. Il utilise une interface conviviale : les données ne sont pas saisies dans des fichiers textes ni dans des feuilles Excel, mais dans des fenêtres classées en onglets.

#### **f. SAM**

Le logiciel Solar Advisor Model, paru en 2007, analyse et compare les coûts et les performances d'une grande variété de systèmes solaires (installations solaires de chauffage et éclairage, PV plan et concentré, installations à capteurs PT) pour différentes applications (du résidentiel aux grandes centrales de production). Il couple un modèle horaire de performances techniques (issu d'un module exécutable intégré de TRNSYS) à un modèle économique et financier détaillé, capable de prendre en compte l'effet des politiques publiques de l'énergie sur les flux de trésorerie annuels de l'installation. Il bénéficie d'une interface utilisateur conviviale permettant d'échanger des données avec des modèles externes sous forme de tableurs Excel et d'effectuer des études paramétriques sur la plupart des paramètres d'entrée. SAM étant encore en cours de développement, certaines filières (comme les CRS) et certains composants (comme le stockage d'électricité pour les installations PV) ne sont pas encore implémentées. Cependant cet outil dispose d'ores et déjà d'une bibliothèque très complète de modèles de composants de centrales PT validés expérimentalement, qui peut être enrichie par l'utilisateur.

#### **g. Autres codes spécifiques aux PT**

Les centrales à capteurs PT et caloporteur huile, dont la maturité est établie grâce à l'exploitation des centrales SEGS au long des 20 dernières années, ont suscité le développement de logiciels spécifiques tournés vers les attentes des industriels, surtout aux Etats-Unis. Le logiciel développé par FLAGSOL [15] est capable de simuler les performances techniques de systèmes à capteurs linéaires en considérant des modèles statiques de composants et des démarrages et arrêts journaliers. L'intervalle entre les calculs est défini par l'utilisateur avec une durée maximale d'une heure. Même si les démarrages, arrêts et charges partielles sont moins bien pris en compte que dans SOLERGY, la comparaison de simulations effectuées par FLAGSOL avec les performances mesurées de l'installation SEGS VI montre un écart de 5% sur la production annuelle [15]. Sur un canevas similaire, le laboratoire NREL [16] a conçu un modèle destiné aux scientifiques et développeurs pour déterminer un compromis entre les performances techniques et économiques des centrales PT. Il inclut quatre modules pour les performances horaires, les coûts d'investissement, les coûts d'O&M, et le mode de financement de projet.

Le module de calcul des performances horaires, écrit en langage Visual Basic dans un environnement Excel, utilise des modèles détaillés des composants solaires partiellement issus de FLAGSOL. Il a été lui aussi validé sur SEGS VI avec des paramètres réels de météo et de conduite de la centrale : l'écart sur la production électrique brute annuelle ne dépassait pas 1,5% [16]. Il semble que ce modèle ait été modifié et décliné en plusieurs versions au gré des études réalisées par les laboratoires NREL et Sandia, dont la version Excelergy utilisée par [17], jusqu'à servir de base à l'élaboration de SAM [12].

### 6.1.3 Analyse économique et environnementale

Dans l'Annexe I nous essayons de proposer des formules pertinentes pour une analyse économique à la fois simple et complète. Un travail en cours au laboratoire PROMES consiste à développer un logiciel d'analyse technico-économique des centrales solaires en y intégrant des indicateurs économiques et environnementaux sur la base du modèle PROSOL. Le Tableau 6.2 récapitule les principaux paramètres économiques et financiers utilisés dans les quatre logiciels étudiés proposant une analyse économique.

Paramètres		SOLELE	ECOSTAR	GREENIUS	SAM
Taux d'actualisation	$k_d$	7%	8%	6%	8%
Durée de vie	$n$	20 ans	30 ans	15 ans (prêt) 25 ans (exploitation)	20 ans (prêt) 30 ans (exploitation)
Taux d'assurance	$k_{\text{assur}}$	0,2%	1%	1% pendant la construction	0,5%
Coûts indirects	$k_{\text{indirect}}$	10% de $CT_{\text{invest}}$	20% de $CT_{\text{invest}}$	$\approx 15\%$ de $CT_{\text{invest}}$	$\approx 27\%$ de $CT_{\text{invest}}$
Coûts O&M	$CA_{\text{O\&M}}$	Valeur calculée sur la 1 <sup>ère</sup> année		Valeur actualisée	Valeur actualisée
Coûts combustible	$CA_{\text{fuel}}$				Pas d'appoint fossile
Amortissements	$\text{depr}$	ND		Méthode linéaire ou dégressive	3 méthodes
Primes publiques	$\text{itc}, \dots$			ND	Crédits d'impôts et autres primes
Inflation	$g$			Détaillée par poste	Générale, O&M
Impôts	$t$			30% (bénéfices)	35% (détail)

Tableau 6.2. Paramètres économiques et financiers utilisés pour l'estimation des performances des centrales solaires (se référer à l'Annexe I pour les notations)

Les valeurs des paramètres économiques et financiers mentionnées dans ce tableau ne sont que des valeurs proposées par défaut par les logiciels. Elles dépendent de l'environnement légal et financier de l'installation et peuvent toutes être modifiées à loisir par l'utilisateur.

La formule du LEC proposée par l'IEA [18] (voir Annexe I) est très complète mais assez complexe car elle inclut beaucoup de paramètres financiers délicats à manier pour un non-spécialiste. On distingue très clairement deux types d'outils :

- a) Outils simplifiés orientés *secteur public* (SOLELE, ECOSTAR) : ils n'incluent pas certains paramètres financiers tels que les impôts, l'amortissement, les primes, ni l'inflation. Par ailleurs les coûts annuels sont calculés sur la base de la première année d'exploitation de l'installation.
- b) Outils détaillés orientés *secteur privé* (GREENIUS, SAM) : ils intègrent davantage de paramètres financiers et plus de détails dans le calcul des coûts (notamment indirects). SAM est même capable de prendre en compte l'effet des

primes locales ou nationales telles que les crédits d'impôts. Au vu notamment de l'augmentation rapide des coûts des combustibles fossiles, l'emploi de taux d'inflations spécifiques au type de dépenses (O&M, combustible) pourrait s'avérer judicieux. Sur ce point, la version actuelle de SAM ne semble pas capable d'intégrer les coûts d'un appoint fossile. Enfin il convient de remarquer que ces deux outils ne sont disponibles qu'en version exécutable, il est donc difficile de retrouver les formules utilisées derrière leur interface graphique sophistiquée.

Concernant les indicateurs environnementaux, seul SOLELE propose une approche quelque peu complète en considérant les émissions de plusieurs gaz (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>) et poussières là où ECOSTAR et GREENIUS se contentent de la production de CO<sub>2</sub> évitée. Aucun des logiciels étudiés ici n'intègre le coût du CO<sub>2</sub> au calcul du LEC.

#### **6.1.4 Conclusion**

A la lumière de ce comparatif, il est plus facile de choisir un logiciel adapté à ses besoins. Par exemple, pour comparer d'un rapide coup d'œil les performances technico-économiques et environnementales de plusieurs filières de production d'électricité solaire, SOLELE semble tout à fait indiqué, et même recommandé pour des étudiants. GREENIUS peut aussi être utilisé pour ce genre d'études avec une analyse plus détaillée, pour peu que les centrales CRS ne soient pas envisagées. SOLERGY et ECOSTAR laissent à l'utilisateur plus de paramètres à définir, ce qui permet d'envisager d'autres possibilités. SOLERGY par exemple représente avec précision les questions de conduite de la centrale (gestion du stockage et des arrêts / démarrage notamment), et permet donc d'en évaluer fidèlement les pertes associées. ECOSTAR, plus simple d'utilisation mais moins détaillé, donne une grande liberté dans l'analyse économique : les coûts de chaque composant peuvent être ajustés individuellement. Enfin TRNSYS est le seul logiciel capable de détailler les propriétés thermodynamiques et les rendements de composants tels que le récepteur et le GTA : cette approche plus physique facilite l'identification à des composants existants et permet de prendre en considération des contraintes importantes, telles que la température en sortie de récepteur, non calculées avec un modèle par simple bilan de puissance comme tous ceux cités précédemment. On remarquera qu'aucun des logiciels présentés ici n'est suffisant pour une analyse complète de centrales à tour : tous nécessitent une matrice d'efficacité du champ solaire calculée au préalable par un code adapté. Des outils tels que GREENIUS et SAM possèdent de grandes bibliothèques de composants et un large choix de paramètres concernant l'environnement météorologique, économique et politique qui en font des outils performants d'aide à la conception et d'analyse des performances des centrales PT. Par ailleurs ces deux derniers outils, qui possèdent les interfaces les plus soignées, semblent destinés aux industriels, tandis que des logiciels tels que SOLERGY et TRNSYS-STEAC, ne fournissant pas d'indicateurs économiques, intéresseront plus facilement les centres de recherche en quête d'outils plus souples, plus adaptés à l'étude de nouveaux concepts, composants, ou stratégies d'exploitation. ECOSTAR, outil intermédiaire permettant une analyse simplifiée des questions techniques et économiques des centrales solaires, présente l'avantage de la simplicité d'utilisation et d'adaptation.

Remarquons néanmoins que toutes ces appréciations demeurent qualitatives. Pour compléter cette étude il conviendrait d'appliquer tous ces logiciels ATE à un cas de référence commun et de comparer les indicateurs (production annuelle, LEC, ...) obtenus.

## **6.2 Application à la simulation de l'installation PEGASE à THEMIS**

En raison de la petite taille de l'installation PEGASE à THEMIS et de sa vocation expérimentale et non commerciale, une étude du coût de production de l'électricité de la filière à partir des données issue de la simulation de PEGASE ne paraît pas pertinente pour le moment. En effet il convient de procéder à la validation expérimentale des performances énergétiques simulées et d'en déduire des projections de coûts (des équipements, du combustible, d'exploitation et de maintenance) avant d'estimer le LEC et d'autres indicateurs économiques du système.

### **6.2.1 Hypothèses pour le projet PEGASE**

Le champ solaire de PEGASE à THEMIS est composé de 101 héliostats de 53,9 m<sup>2</sup>, dont la réflectivité est prise égale à 90%. Deux TAG, de puissance nominale proche de 1,5 MW<sub>el</sub>, sont envisagées pour convertir l'énergie thermique issue du récepteur solaire en électricité. La première, nommée TAG1, est une turbine à récupération de performances correspondant au groupe TM1800 conçu par Turbomeca et dont le développement est aujourd'hui encore inachevé. La deuxième, TAG2, est une turbine sans récupérateur mise au point par Kawasaki. Les performances des composants de ces deux GTA au régime nominal à 15 °C ont été retrouvées à l'aide du logiciel de calcul thermodynamique THERMOPTIM ([19], voir Figure 6.2). Pour ce faire nous avons utilisé les caractéristiques de fonctionnement fournies par le constructeur (consommation en gaz, rendement électrique, température des gaz d'échappement...) dans les conditions nominales à Targasonne (15 °C, 1650 m d'altitude). Des données supplémentaires, telles que par exemple l'évolution du taux de compression et de la température en sortie de chambre de combustion en fonction du débit de gaz du système, ou encore les rendements des différents composants (compresseur, turbine, échangeur de récupération), seraient nécessaires pour simuler le fonctionnement en mode dégradé. De même la connaissance des conditions minimales requises pour le fonctionnement de la TAG en mode solaire seul (température ou puissance minimale en entrée de détente) permettraient l'étude des performances du système sans apport de combustible fossile.

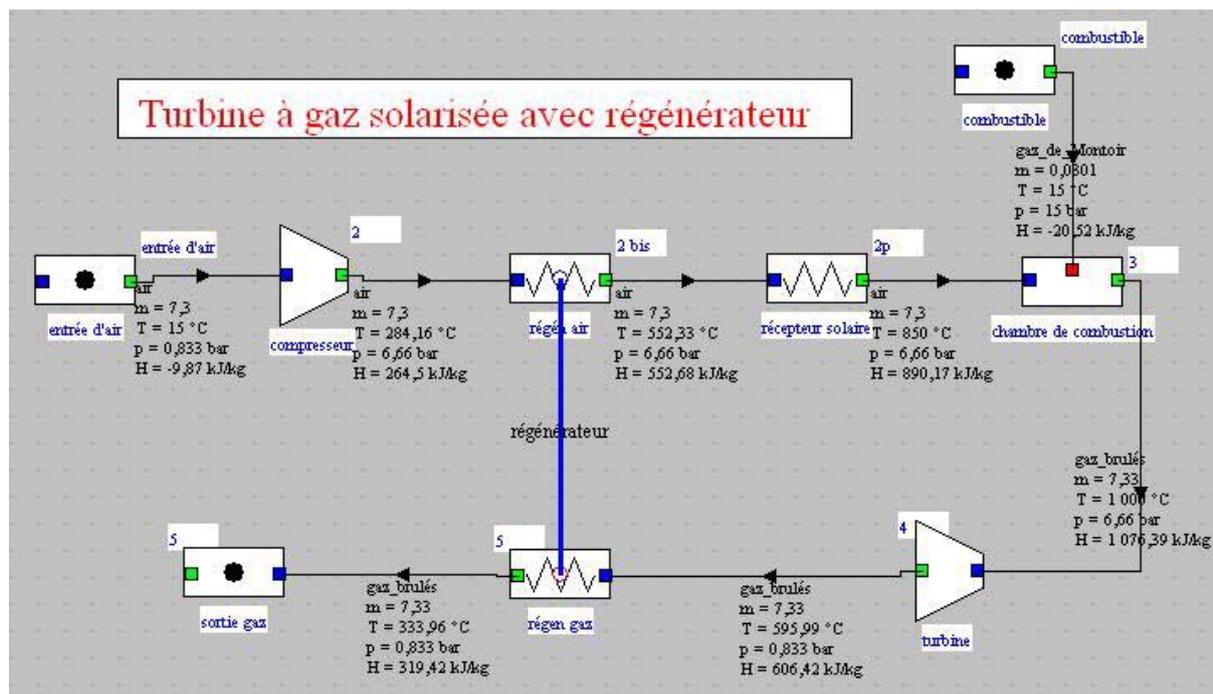


Figure 6.2. Représentation du fonctionnement de la turbine à gaz solarisée TAG1 avec le logiciel THERMOPTIM.

Les données techniques des deux cycles envisagés sont rassemblées dans le Tableau 6.3.

Données techniques nominales	TAG1	TAG2
Débit d'air	7,3 kg/s	8,2 kg/s
Taux de compression	8	14
Température de l'air en entrée récepteur	550 °C	350 °C
Température de l'air en entrée de détente	1000 °C	990 °C
Puissance thermique totale consommée*	4028 kW PCI	6076 kW PCI
Puissance électrique nette	1414 kW <sub>el</sub>	1434 kW <sub>el</sub>
Rendement du bloc électrique*	35,1%	23,6%

Tableau 6.3. Caractéristiques des cycles thermodynamiques retenus pour la simulation de PEGASE (\* en mode fossile seul)

Au point nominal de fonctionnement hybride, la puissance thermique solaire du système, et par conséquent sa fraction solaire, sont déterminées par la température atteinte en sortie du récepteur. Comme nous l'avons vu au chapitre 2, les températures d'absorbeur et de caloporteur des récepteurs solaires dépendent de la technologie choisie. La Figure 6.3 montre l'évolution de la puissance thermique solaire nominale ( $P_{\text{rec0}}$ ) en fonction de la température d'air admissible en sortie de récepteur, en considérant que le débit de gaz naturel dans la chambre de combustion est régulé de manière à maintenir les conditions nominales en entrée de détente de la turbine. La chaleur spécifique moyenne de l'air (dont les valeurs sont ici déduites de THERMOPTIM) variant très peu entre les deux cas extrêmes de température récepteur considérés ici, la puissance thermique solaire et la fraction solaire évoluent quasiment linéairement en fonction de la température. On remarquera qu'une

fraction solaire de 100% est atteinte respectivement pour une puissance thermique en sortie de récepteur de 3,77 MW<sub>th</sub> (TAG1) et 5,91 MW<sub>th</sub> (TAG2). Ces valeurs sont légèrement inférieures aux puissances thermiques nominales consommées par le cycle (Tableau 6.3) car ces dernières incluent un rendement de chambre de combustion qui n'intervient pas dans un récepteur solaire.

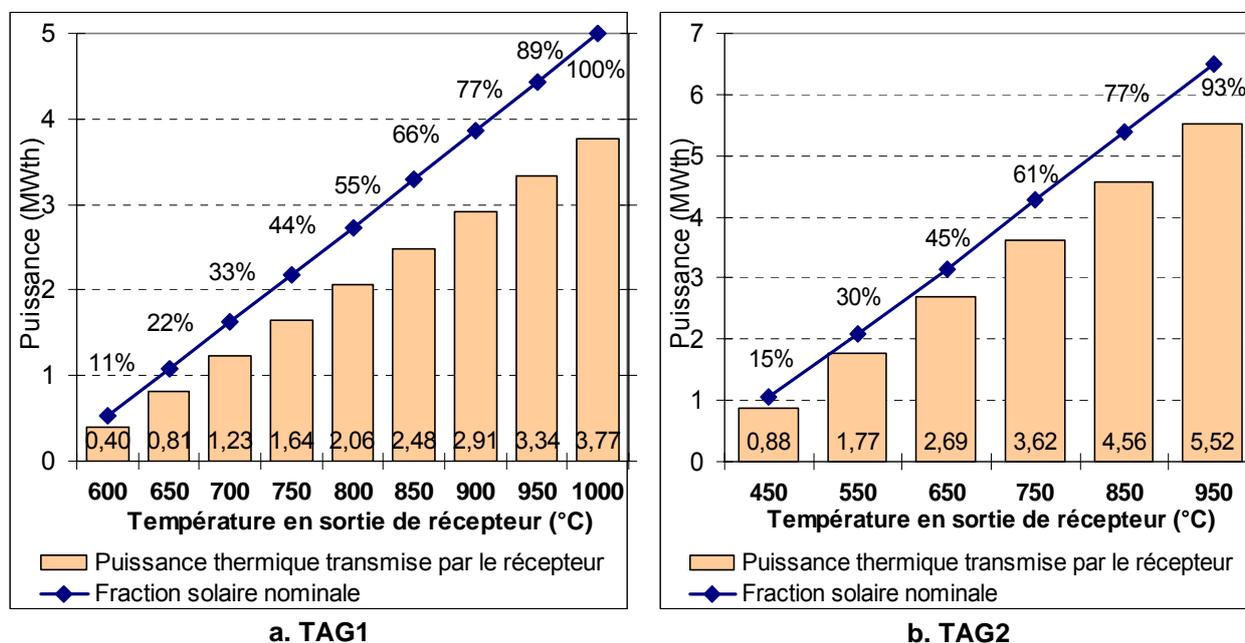


Figure 6.3. Evolution de la puissance du récepteur et de la fraction solaire nominale du système en fonction de la température maximale admissible en sortie de récepteur

Supposons que la température d'air atteinte en sortie du récepteur de PEGASE à THEMIS soit de 850 °C dans les conditions nominales. Alors dans le cas de la TAG1 la puissance thermique solaire nominale serait de l'ordre de 2500 kW et la fraction solaire ne dépasserait pas 66%. Comparativement dans le cas de la TAG2 la fraction solaire atteindrait 77% pour une puissance thermique solaire de 4500 kW. Cette valeur est impossible à obtenir à partir de la puissance réfléchiée par le champ solaire de PEGASE à THEMIS. Nous pourrions donc remarquer que si la présence d'un récupérateur permet d'augmenter le rendement du GTA, elle diminue sensiblement la fraction solaire nominale en augmentant la température d'entrée de l'air dans le récepteur.

Dans une optique plus générale de conception de centrales HSGT, ces considérations sont très importantes pour le dimensionnement du champ solaire (ici fixé), puisqu'à débit d'air imposé par la TAG les températures d'entrée et sortie du récepteur conditionnent directement la puissance solaire nécessaire. Ainsi, si l'on avait dû dimensionner un champ d'héliostats adapté au cycle TAG1 (respectivement TAG2) avec un récepteur délivrant au régime nominal une température d'air de 850 °C, on l'aurait choisi légèrement plus petit (respectivement plus grand). Par ailleurs pour les deux TAG si le récepteur utilisé supportait 1000°C, une exploitation exclusivement solaire serait envisageable, ce qui est l'objectif à moyen terme de la technologie HSGT, si toutefois la sécurité de la turbine peut être garantie

### 6.2.2 Mise en œuvre du modèle PROSOL

Nous avons simulé l'exploitation de cette installation grâce à un modèle d'analyse des performances technico-économiques des centrales solaires thermodynamiques appelé

PROSOL. Il s'agit d'une évolution des modèles élaborés pour le programme européen ECOSTAR [5]. Ici seule la partie technique du modèle PROSOL est prise en compte, puisque les projections économiques doivent être précédées de la validation expérimentale des simulations énergétiques.

### 6.2.2.1 Caractéristiques du modèle

Toutes les heures, la puissance solaire (égale au DNI issu du fichier météo multiplié par la surface des miroirs du champ) est convertie en puissance électrique par une cascade de conversions successives à travers les composants du système (Figure 6.4).

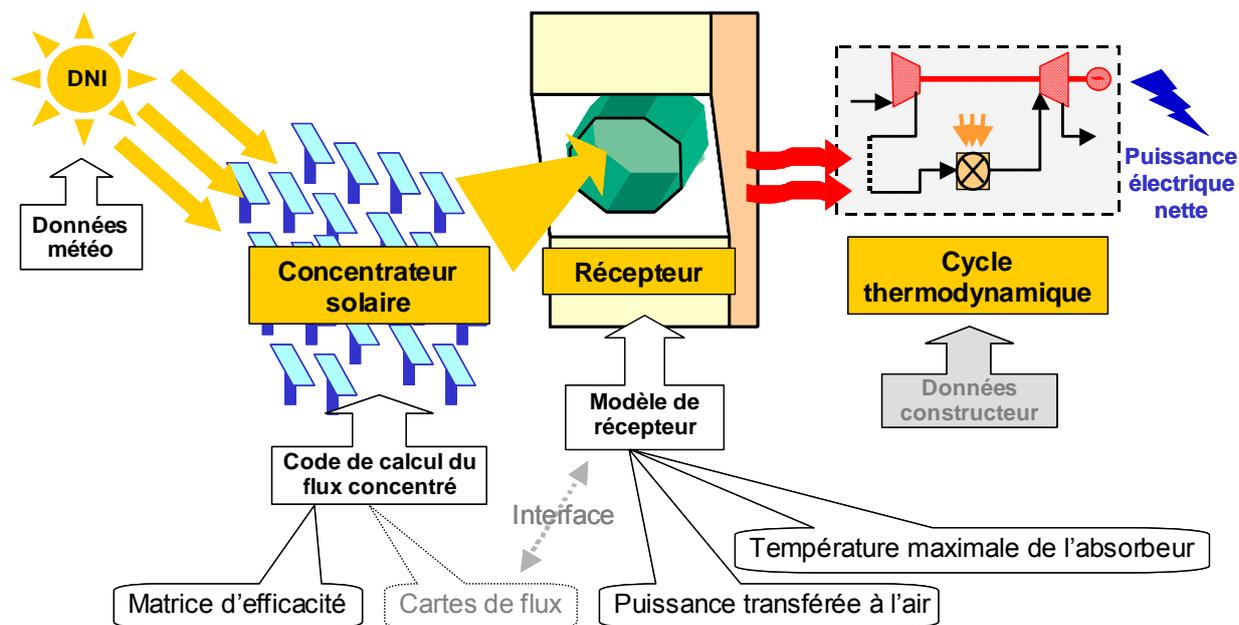


Figure 6.4. Modèle adapté à la simulation d'une installation hybride solaire-gaz

La ressource solaire est évaluée heure par heure à partir de données issues de la station météorologique d'Odeillo. L'année 2003 est considérée comme une année représentative (voir chapitre 3). Le champ solaire de PEGASE à THEMIS est modélisé par une matrice d'efficacité calculée grâce au logiciel SOLTRACE (voir chapitre 4). Le modèle de récepteur utilisé dans ECOSTAR a été remplacé par une courbe de rendement en fonction de la puissance incidente issue du modèle RECSOL décrit au chapitre 5. Tout se passe comme si la carte de flux à puissance interceptée donnée était toujours la même quelle que soit la période de l'année, puisque ici les cartes de flux SOLTRACE ne sont pas recalculées en fonction de la position du soleil dans le ciel. On estime que ces variations de distribution de flux ont une influence négligeable sur les performances du récepteur, d'autant plus qu'elles pourront être lissées par exemple par des stratégies de pointage avancées.

Afin de garantir la tenue des matériaux composant le récepteur, une limitation en puissance thermique solaire a été ajoutée au modèle pour traduire la limitation en température de l'absorbeur. Ainsi le système fonctionnera toujours dans des gammes de température acceptables. Dans la feuille de calcul ECOSTAR originale cette limitation se traduisait par un facteur correctif déduit de l'expérience SOLGATE. Lorsque le système reçoit de forts ensoleillements, une partie de la puissance captée, qui ne peut pas être convertie en chaleur utilisable à cause de cette restriction, est perdue. Dans le modèle PROSOL, la puissance en sortie de récepteur est plafonnée par la puissance thermique solaire nominale ( $P_{rec0}$ ). Ceci revient donc à considérer une régulation optimale de la température du récepteur. Les

valeurs  $T_e$ ,  $T_s$ , le débit d'air et la chaleur spécifique de l'air sont donnés en entrée du modèle et déterminent la fraction solaire nominale du système et la puissance  $P_{rec0}$ .

Le rendement du cycle thermodynamique est simulé grâce à son rendement nominal et des courbes de performances en fonction de la température ambiante, données par le constructeur. Comme dans tout système hybride HSGT, la puissance thermique délivrée par le récepteur solaire est complétée par un apport de puissance par combustion de manière à conserver le fonctionnement de la turbine à gaz au régime nominal en maintenant une puissance et une température constante en début de détente. Bien que les TAG puissent s'adapter aux variations de régime, en pratique elles sont généralement utilisées à pleine charge pour éviter les variations du rendement hors régime nominal [20]. Il est important de remarquer que ce modèle ne considère qu'une exploitation tout ou rien de l'installation : en effet il suppose que le débit de combustible s'ajuste instantanément en fonction de la température de sortie du récepteur. Cependant l'expérience SOLGATE [14] a montré que cette régulation n'était pas facile à mettre en œuvre. Il est certain que la prise en compte de la dynamique de cet asservissement, et donc de fonctionnement en régime transitoire ou dégradé de la turbine, apporterait une amélioration de la précision du modèle. Les consommations parasites se traduisent par une augmentation de la demande en énergie thermique.

La disponibilité moyenne de la centrale est prise à 96%, objectif d'exploitation jugé accessible par ECOSTAR à des coûts d'O&M raisonnable.

### **6.2.2.2 Résultats obtenus en fonction de la contrainte de production**

Les résultats présentés dans cette partie portent sur l'estimation des performances de PEGASE à THEMIS pour le cycle thermodynamique TAG2 avec un récepteur limité à 750 °C dans les conditions nominales, ce qui correspond à une fraction solaire nominale de 61%.

PROSOL est capable de considérer de nombreuses contraintes de production, reflétant autant de stratégies de conduite d'une installation CSP commerciale. Dans le cadre de cette étude, cinq contraintes de production ont été sélectionnées. Avec une contrainte de type « courbe de charge », l'installation est exploitée à plein régime tous les jours de 8 heures à 22 heures, ce qui correspond à une courbe de charge typique identifiée comme intéressante par les producteurs d'électricité espagnols. Une deuxième possibilité est d'exploiter le système tous les jours du lever au coucher du soleil. Enfin pour optimiser les fractions solaires annuelles, des contraintes de production de type « seuil de DNI » peuvent être envisagées, pour lesquelles la centrale produit à pleine charge dès que l'ensoleillement dépasse un certain niveau d'ensoleillement direct (ici 100, 500 ou 700 W/m<sup>2</sup>). Remarquons qu'aucune de ces contraintes de production ne prévoit de fonctionnement à charge partielle. Quand le système fonctionne, c'est toujours à pleine charge : d'une part c'est une condition de fonctionnement moins contraignante pour la TAG, et d'autre part nous ne disposons pas de données sur ses performances à charge partielle.

Quelle que soit la contrainte de production choisie, les rendements moyens annuels du concentrateur, du récepteur et du cycle thermodynamique se situent respectivement toujours autour de 71-75%, 80-83%, et 24%, soient proches de leurs valeurs nominales. Par ailleurs les pertes dues à la restriction en température à 750 °C s'élèvent seulement à environ 1% de la puissance captée. La faiblesse de ces pertes montre que le cycle thermodynamique TAG2 est bien dimensionné pour le champ solaire de PEGASE à THEMIS. Néanmoins elle nous mène à penser que ce champ solaire deviendrait trop petit pour des récepteurs solaires travaillant à plus haute température sur ce même cycle TAG2. Réciproquement, dans le cadre plus général de la conception de centrales à tour, la valeur de ce surplus d'énergie captée est un bon indicateur pour dimensionner le champ solaire et annoncer les performances nominales du système à partir des caractéristiques du récepteur et du cycle. La nuance qui pourrait être apportée à cette analyse est que ce surplus de puissance arrivant sur le récepteur peut être évité en dépointant certains héliostats afin de ne pas

endommager les composants du système tout en continuant l'exploitation. Le fait de réduire la surface réfléchissante est ici considéré comme une perte, mais dans une optique d'exploitant cela peut aussi être vu comme une stratégie de conduite permettant de travailler plus longtemps aux conditions nominales de puissance pour le récepteur. Dans ce cas un rapport énergie non utilisée sur énergie en entrée de chambre plus élevé peut être considéré pour la conception et le dimensionnement de l'installation. Le surcoût à l'investissement est alors compensé par une augmentation de la durée de vie de l'installation, ou par une baisse des coûts de maintenance.

Le Tableau 6.4 permet d'apprécier les performances de PEGASE à THEMIS en fonction de la contrainte de production imposée.

Contrainte de production	Courbe de charge 8h-22h	Du lever au coucher	Seuil de DNI		
			100	500	700
Production électrique totale (MWh <sub>el</sub> )	7282	5207	4135	2721	2033
Consommation de gaz (MWh <sub>th</sub> )	25232	16230	11609	6326	4276
Nombre d'heures de fonctionnement	5110	3658	2906	1913	1429
Energie solaire thermique non captée	9,2%	2,3%	0,0%	11,2%	25,8%

**Tableau 6.4. Analyse des performances de l'installation PEGASE (TAG2) en fonction de la contrainte de production**

L'installation fonctionnant toujours à pleine charge, la production électrique annuelle est directement proportionnelle au nombre d'heures d'exploitation et au facteur de capacité du système. La ligne « Energie solaire thermique non captée » correspond au rapport de la production d'énergie solaire thermique quand l'installation fonctionne suivant la contrainte de production sur la production d'énergie solaire thermique si l'installation captait la totalité de l'ensoleillement annuel disponible. Les 2,3% d'énergie solaire non captée pour un fonctionnement du lever au coucher du soleil correspondent au rayonnement direct non capté quand l'élévation du soleil est inférieure à 10°. Un enseignement majeur de ce tableau est que les expérimentateurs en charge de PEGASE à THEMIS pourront accumuler un grand nombre d'heures d'exploitation dans de très bonnes conditions d'ensoleillement, puisque le système pourra fonctionner plus de 1400 heures au dessus de 700 W/m<sup>2</sup>, ce qui représente près de 75% de l'énergie solaire disponible sur une année moyenne.

En plus des données rassemblées dans le Tableau 6.4, le modèle calcule de nombreux autres indicateurs de performance, parmi lesquels la fraction solaire annuelle, le facteur de capacité, le rendement moyen solaire à électrique et le rendement moyen hybride. La Figure 6.5 montre une grande amplitude de variation des facteurs de capacité (entre 16 et 58%) et des fractions solaires (entre 17 et 50%) selon la contrainte imposée. Plus le facteur de capacité est élevé, plus la fraction solaire est faible, ce qui est somme toute attendu. Les rendements hybride et solaire à électrique atteignent des valeurs élevées compte tenu du faible rendement du cycle TAG2 et varient dans des proportions plus faibles. Le rendement moyen solaire à électrique est insensible au mode d'exploitation, sa valeur reste égale à 14%, tandis que le rendement hybride du système diminue quand la fraction solaire augmente à cause du meilleur rendement de conversion de l'énergie fossile en électricité.

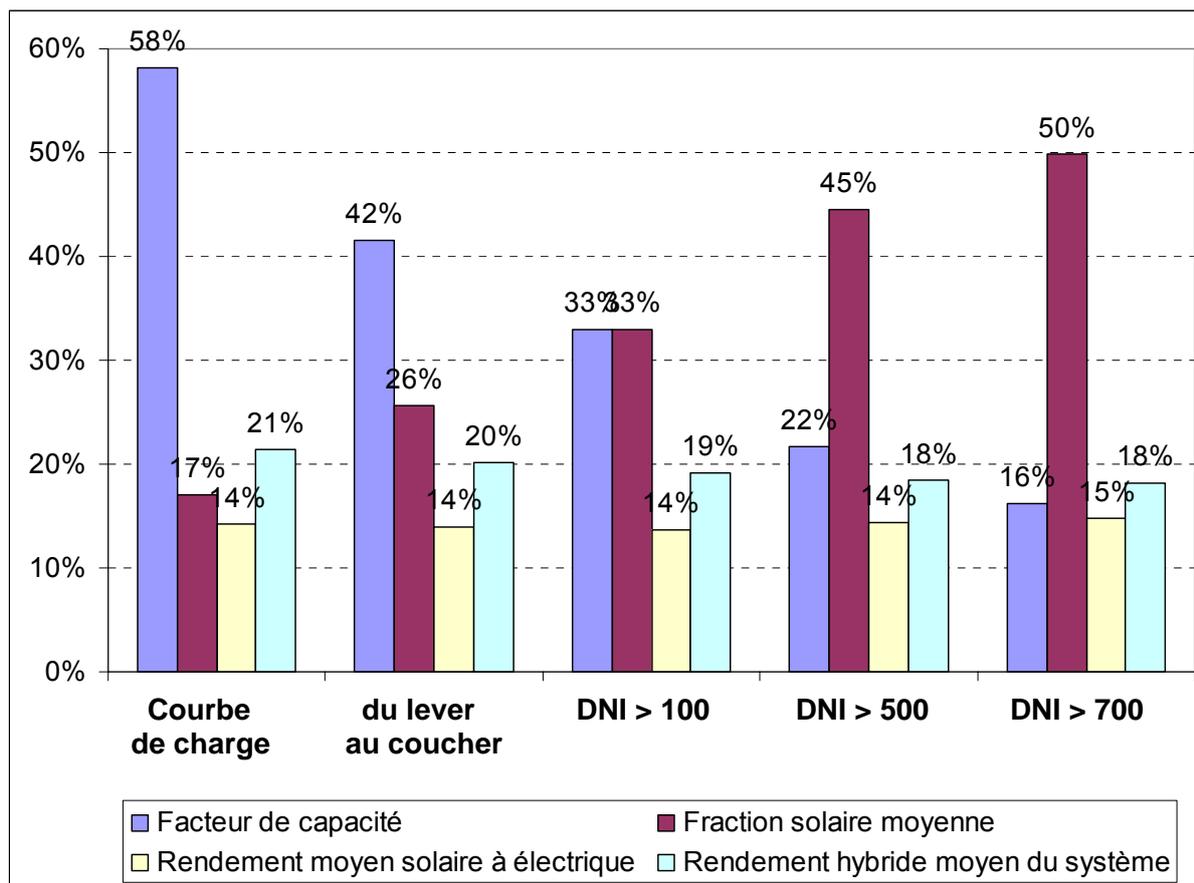


Figure 6.5. Performances annuelles de PEGASE (TAG2) en fonction de la contrainte de production (température d'air nominale en sortie de récepteur de 750 °C)

### 6.2.2.3 Influence du lieu d'implantation

Le même modèle horaire a été appliqué pour la même installation placée dans le sud de l'Algérie, à Tamanrasset, pour une analyse comparative des performances simulées du système hybride solaire-gaz. Pour cette étude les données climatologiques proviennent de METEONORM (Tableau 6.5) et le système PEGASE considéré utilise le cycle à gaz récupéré de la TAG1. (Par manque de temps cette comparaison n'a pas pu être effectuée pour le cycle TAG2.) La contrainte de production choisie correspond à une consigne d'exploitation à pleine charge dès que le DNI dépasse 100 W/m<sup>2</sup>. La température maximale considérée acceptable pour le récepteur est ici 850 °C.

Site d'implantation	Odeillo	Tamanrasset
Longitude	2,1 ° E	5,3 ° E
Latitude	42,3 ° N	22,6 ° N
DNI moyen METEONORM	1814 kWh/m <sup>2</sup> /an	2684 kWh/m <sup>2</sup> /an
Température moyenne	6,1 °C	21,7 °C

Tableau 6.5. Lieux d'implantation choisis (données METEONORM)

L'exploitation de l'installation en climat désertique montre tout le potentiel du concept HSGT. La fraction solaire et le facteur de capacité sont respectivement augmentés de 7 et 5 points de rendement (Figure 6.6). De même la production d'électricité d'origine solaire augmente de 36% (de 1,57 GWh<sub>el</sub> à 2,14 GWh<sub>el</sub>), ce qui entraînerait une forte diminution du coût de l'électricité produite. Cependant la Figure 6.6 permet de constater que le rendement moyen solaire à électrique est plus faible à Tamanrasset qu'à Odeillo. Ceci est dû à la température ambiante en moyenne beaucoup plus élevée à Tamanrasset, ce qui dégrade le rendement de la turbine à gaz et donc sur le rendement global du système. De plus comme dans ce modèle de simulation cette baisse de rendement n'est pas répercutée sur la puissance thermique régulée en entrée de turbine, la courbe de charge calculée sur le rendement nominal de la turbine à 15 °C sera moins bien suivie (hausse de la demande en électricité non satisfaite).

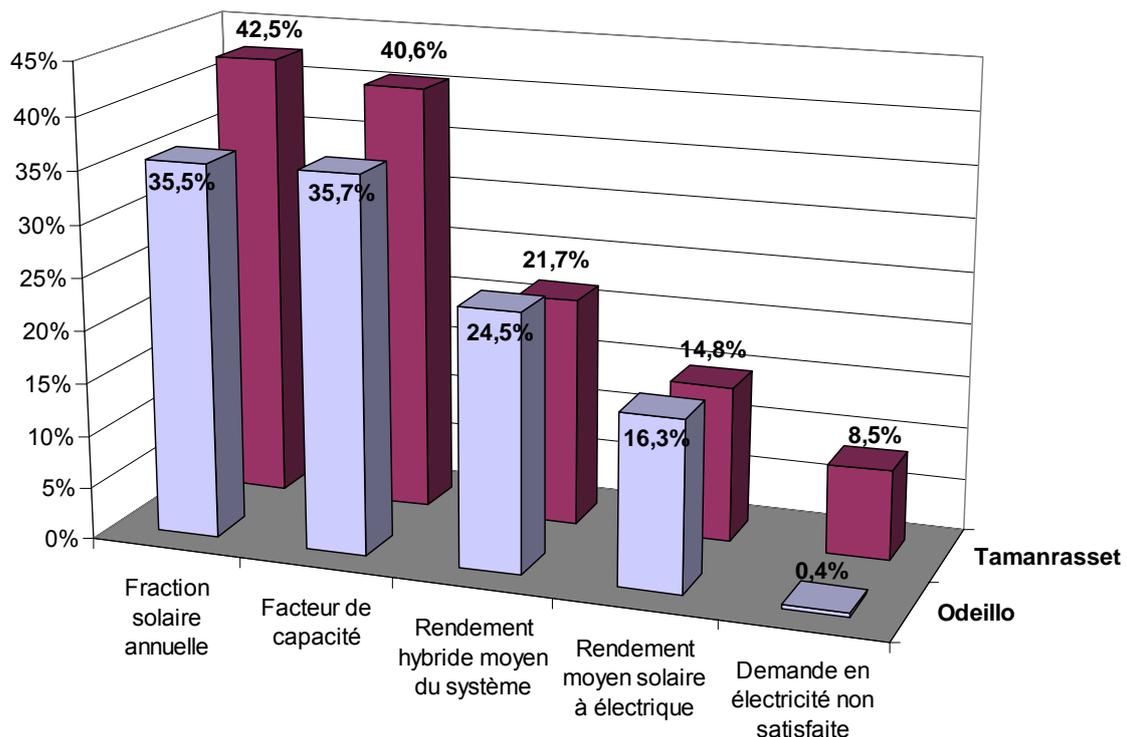


Figure 6.6. Performances annuelles de PEGASE en fonction du lieu d'implantation (production au régime nominal dès que le DNI dépasse 100 W/m<sup>2</sup>)

Même si les données solaires sont différentes, cette simulation donne quelques indications sur les performances relatives des systèmes PEGASE à THEMIS couplés aux cycles TAG1 (Figure 6.6) et TAG2 (Figure 6.5). On constatera que la turbine récupérée, largement plus efficace, donne de meilleurs rendements hybride (+5,5 points de rendement) et solaire-à-électrique (+2,3 points de rendement), mais aussi une fraction solaire plus élevée (+2,5 points de rendement) à cause d'une puissance thermique totale nominale plus faible et d'une température maximale acceptable par le récepteur augmentée de 100 °C par rapport au cas de base du paragraphe précédent. L'augmentation du facteur de capacité, quant à elle, est purement due à des distributions de DNI par seuils de flux différentes entre METEONORM et la station actinométrique d'Odeillo.

### **6.2.3 Mise en œuvre du logiciel TRNSYS**

Le système PEGASE-TAG1 a été modélisé à l'aide de la bibliothèque STEC de TRNSYS [8] et les résultats de la simulation ont été confrontés à ceux issu d'une simulation par PROSOL.

#### **6.2.3.1 Caractéristiques du modèle**

Des modules STEC, dont les paramètres sont fixés en fonction des spécifications de l'installation, représentent les composants du système de captage (champ d'héliostats, récepteur central) et de conversion de l'énergie (compresseur, récupérateur, turbine, chambre de combustion). Le traitement de l'ensoleillement, de la position du soleil dans le ciel, les contraintes de production et l'enregistrement des données sont modélisés par des éléments classiques de TRNSYS. La simulation est effectuée sur deux jours (l'un très ensoleillé, l'autre perturbé par des passages nuageux), avec une contrainte de production à pleine charge de 8 heures à 22 heures. Les données météorologiques horaires sont issues de la station actinométrique du Four Solaire d'Odeillo pour les 1 et 2 juillet 2003, mises en forme de manière à pouvoir être lues par le module TMY2 Data Reader (Type 89b) de TRNSYS. Le champ d'héliostats est représenté par sa matrice d'efficacité calculée par SOLTRACE. Le modèle de récepteur prend en compte les pertes par réflexion et rayonnement infrarouge du récepteur, comme exposé au Chapitre 5 (modèle simplifié de récepteur). Pour conserver la température d'absorbeur dans des valeurs acceptables, il est possible d'implémenter dans TRNSYS une limite maximale de puissance solaire interceptée au moyen d'une équation simple, sans modifier le code source du module de récepteur. Cette restriction a été ajoutée au modèle TRNSYS après la rédaction de ce paragraphe, elle n'est donc pas considérée ici, ni dans TRNSYS ni dans PROSOL.

Comme dans PROSOL, le cycle à gaz fonctionne toujours à pleine charge, avec une injection de combustible dans la chambre de combustion régulée de manière à conserver la température nominale en entrée de turbine (1000 °C). Les rendements des composants du cycle thermodynamique sont ajustés pour correspondre aux performances de la turbine envisagée pour PEGASE. Par ailleurs, la contrainte de production peut être prise en compte soit en fonction d'un seuil d'ensoleillement, soit par l'intermédiaire d'une courbe de charge horaire (charge de production en fonction de l'heure) imposée. Les principaux paramètres d'entrée de cette simulation sont donnés en Annexe J.

La Figure 6.7 présente le modèle de PEGASE à THEMIS tel qu'il est représenté par l'interface graphique de TRNSYS. Les modules correspondant aux composants (champ d'héliostats, récepteur solaire, compresseur, récupérateur, chambre de combustion, turbine, génératrice électrique), aux consignes d'entrées (courbes de charges, fichier météo, calculateur de position du soleil), et aux sorties (traceur, enregistrements) sont reliés entre eux par des flèches matérialisant les flux de données qui sont leurs entrées-sorties.

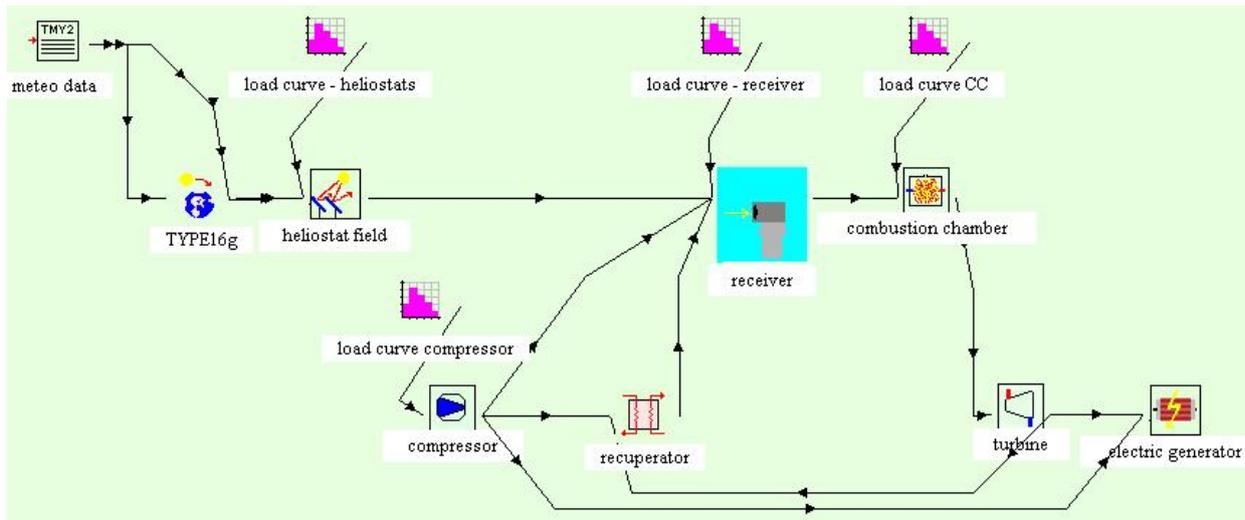


Figure 6.7. Interface graphique de TRNSYS pour la modélisation de PEGASE (par soucis de clarté les modules correspondant aux sorties (traceur, enregistrement) ne sont pas représentés)

### 6.2.3.2 Résultats de la simulation du système

Le Tableau 6.6 montre que les simulations du fonctionnement du système PEGASE par les modèles PROSOL et TRNSYS donnent des résultats similaires, sur deux journées-types d'exploitation (l'une ensoleillée, l'autre perturbée). Sur une belle journée, la production électrique avoisine 20 MWh<sub>el</sub>, pour une fraction solaire (rapport de l'énergie thermique d'origine solaire sur l'énergie thermique totale fournie à la turbine) journalière supérieure à 50%. La principale incertitude réside dans le calcul de la quantité de l'appoint en chambre de combustion, qui se répercute sur les fractions solaires.

Nominal	PROSOL	TRNSYS	Journalier	PROSOL	TRNSYS
$P_{int}$	4,47 MW	4,51 MW	$E_{int}$	40,2 MWh	41,1 MWh
$P_{rec}$	3,43 MW <sub>th</sub>	3,50 MW <sub>th</sub>	$E_{rec}$	30,2 MWh <sub>th</sub>	31,5 MWh <sub>th</sub>
$P_{gaz}$	0,59 MW <sub>th</sub>	0,37 MW <sub>th</sub>	$E_{gaz}$	26,1 MWh <sub>th</sub>	23,7 MWh <sub>th</sub>
$P_{el}$	1,41 MW <sub>el</sub>	1,34 MW <sub>el</sub>	$E_{el}$	19,8 MWh <sub>el</sub>	19,1 MWh <sub>el</sub>
$\eta_{hyb}$	23,5%	23,1%	$\eta_{hyb}$	23,6%	23,4%
$\eta_{sol-el}$	22,2%	22,3%	$\eta_{sol-el}$	18,3%	18,9%
FS	85,3%	90,4%	FS	53,6%	57,1%

Tableau 6.6. Performances nominales (ensoleillement normal direct de 1000 W/m<sup>2</sup>) et journalières (journée d'été ensoleillée, turbine à pleine charge de 8 h à 22 h) de l'installation PEGASE selon les modèles PROSOL et TRNSYS

La Figure 6.8 permet de suivre l'évolution des puissances solaire interceptée par l'ouverture du récepteur ( $P_{int}$ ), gagnée par l'air au travers du récepteur ( $P_{rec}$ ), électrique ( $P_{elec}$ ), et d'appoint par combustion ( $P_{fuel}$ ) au cours des deux journées simulées. Elle confirme le très bon accord entre les deux modèles, quelle que soit la ressource. L'écart le plus visible se situe au niveau de la puissance fossile/biogaz à ajouter dans la chambre de combustion. Pour cette valeur PROSOL se contente de soustraire  $P_{rec}$  à la puissance thermique totale

requis par la turbine, alors que TRNSYS prend aussi en compte un rendement de chambre de combustion.

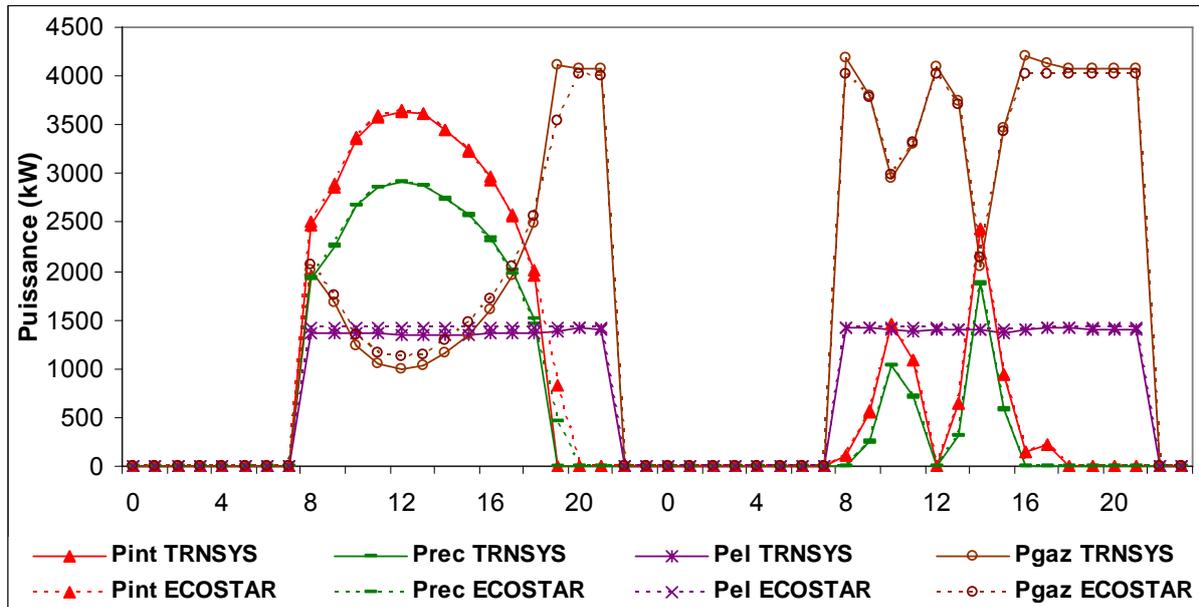


Figure 6.8. Evolution des puissances traversant le système PEGASE en fonction du temps (modèles TRNSYS et PROSOL), sur 48 heures

Ainsi si PROSOL présente l'avantage de la simplicité, TRNSYS permet de travailler au plus près des composants et n'en possède pas moins de nombreux atouts :

- une analyse thermodynamique plus fine mettant à disposition de l'utilisateur les températures, pressions, débits et enthalpies en tout point du cycle, ce qui permet d'appréhender de manière plus « physique » les composants,
- davantage de paramètres définis par l'utilisateur, qui n'est plus tributaire de courbes de rendement mais peut faire évoluer le système selon ses choix de conception et les performances des composants (matériaux utilisés, géométries,...),
- la possibilité d'une analyse dynamique, conditionnée à l'écriture de modèles de composants prenant en compte leur inertie. TRNSYS pourrait donc estimer le comportement de l'installation à des pas de temps plus faibles à partir de nouveaux modèles dynamiques de composants. Cela implique cependant d'éditer et de lier à nouveau les codes des différents modules de TRNSYS (appelés Types), au moyen de compilateurs FORTRAN conseillés par les développeurs de TRNSYS.

#### 6.2.4 Bilan de la simulation

Les modèles TRNSYS-STEAC et PROSOL permettent de prévoir de manière simple les performances d'une installation hybride solaire-turbine à gaz en fonction du climat, des caractéristiques du champ d'héliostats, du récepteur et de la turbine. Les résultats obtenus sont concordants et proches des modélisations effectuées par d'autres centres de recherche. Ils correspondent aux résultats expérimentaux obtenus sur les ensembles champ solaire – tour et sur les récepteurs. Une comparaison TRNSYS-STEAC / PROSOL à pas de temps plus faible (ex 5 minutes) mènerait aussi à un bon accord des deux modèles, puisque aucun de ceux-ci n'intègre la dynamique du système. En plus d'un outil d'analyse des

performances énergétiques des centrales solaires, TRNSYS peut être utilisé comme un outil d'aide à l'élaboration de stratégies de pilotage de l'installation.

Ces résultats permettent de confirmer l'intérêt du concept HSGT et la pertinence de l'installation PEGASE à THEMIS, dont les performances annuelles simulées s'avèrent prometteuses. Remarquons que les conclusions du chapitre 5 sur l'adaptation d'un récepteur central aux caractéristiques couplées du champ solaire de PEGASE à THEMIS et aux cycles thermodynamiques TAG1 et TAG2 sont ici confirmées par l'intermédiaire d'un indicateur des performances techniques de l'installation globale, les pertes dues à la restriction en température du récepteur. En effet celles-ci sont élevées pour la turbine TAG1 et très faibles pour la TAG2 alors que la température admissible par le récepteur de cette dernière est 100 °C inférieure. Ceci montre bien que, dans les gammes de puissance électrique étudiée (1,5 MW<sub>el</sub>) et pour les températures de récepteurs envisagées (autour de 800 °C), le champ d'héliostats de PEGASE à THEMIS est surdimensionné pour une turbine à récupération telle que la TAG1 et légèrement sous-dimensionné pour une turbine non récupérée telle que la TAG2.

D'un point de vue général, cette approche horaire simple semble suffisante pour estimer la production annuelle de systèmes CSP. Néanmoins elle ne permet pas de reproduire l'exploitation du système sur une période plus courte (sur une heure, un jour). Par ailleurs, il faut rappeler que ce modèle ne simule qu'une conduite optimale de la centrale (au régime nominal, sans transitoires) et suppose notamment une régulation idéale de la température en sortie de récepteur solaire et en sortie de chambre de combustion. En pratique, l'expérience SOLGATE a montré que la conduite d'installations utilisant le rayonnement solaire direct, fortement variable et imprévisible, n'est pas évidente à maîtriser et nécessite des travaux de recherche et développement, auxquels l'exploitation de l'installation PEGASE à THEMIS apportera sa contribution. Une amélioration du modèle peut d'ores et déjà être identifiée : la prise en compte du fonctionnement à charge partielle et des régimes transitoires (passages nuageux, arrêts, démarrages). Pour ce faire il est nécessaire de connaître les performances réalistes de la TAG à charge partielle, mais aussi du système de régulation de débit de combustible.

### ***6.3 Détermination du pas de temps pertinent pour l'estimation des performances annuelles***

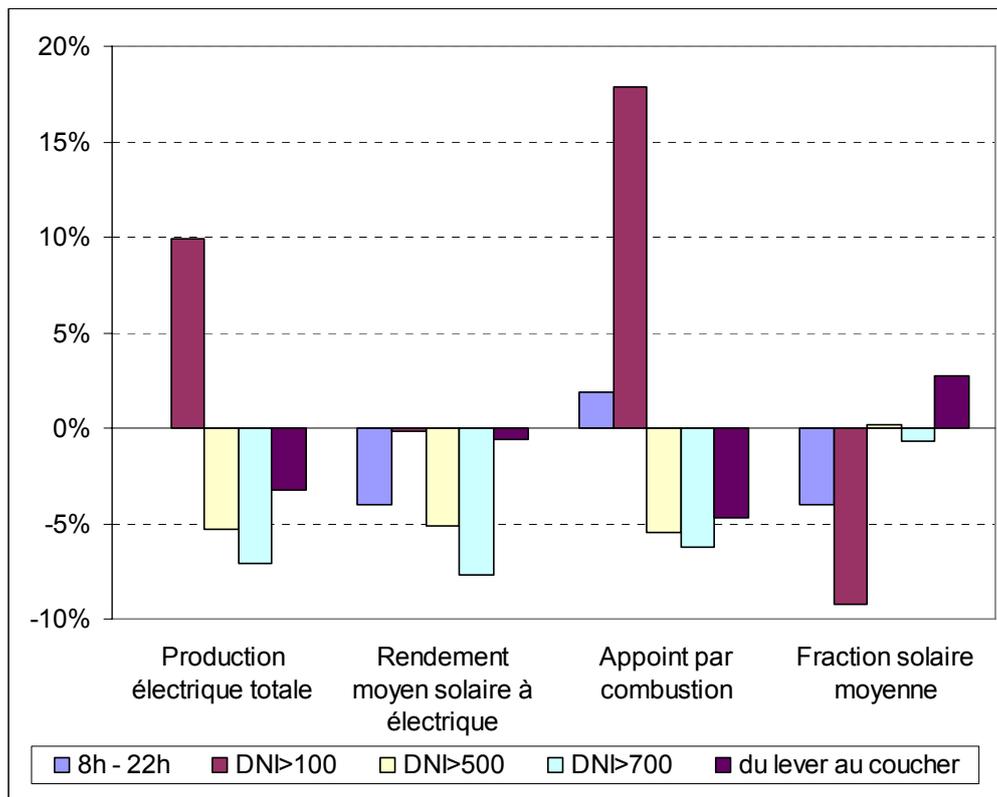
Dans le but d'évaluer la pertinence d'un choix de pas de temps pour l'étude des performances énergétiques et économiques d'une centrale solaire, nous avons comparé la simulation d'une centrale hybride de type PEGASE à THEMIS sur la période de juillet 2003 avec des pas de temps d'une heure et cinq minutes, à partir de données d'ensoleillement de la station actinométrique d'Odeillo et du modèle PROSOL-TAG1. En effet les rendements du récepteur et du GTA varient en fonction de la puissance en entrée, et comme la distribution des heures d'ensoleillement par niveau de flux dépend du pas de temps choisi (cf chapitre 2), cette analyse à deux pas de temps pourrait mener à des variations du rendement mensuel du récepteur et du cycle.

Enfin se pose le problème de l'inertie du système. En effet le pas de temps pertinent pour l'étude d'une centrale solaire, pour l'évaluation de ses performances annuelles ou pour l'analyse du comportement en régime transitoire, dépend de cette inertie. Pour un système HSGT, elle est très faible (pas de stockage, réponse rapide de la chambre de combustion) et essentiellement dictée par le récepteur solaire. Or d'après le modèle détaillé décrit au chapitre 5, si la masse d'absorbeur ne dépasse pas 3,5 tonnes, le temps de réponse du récepteur devrait être inférieur à 5 minutes. Le système peut donc être simulé à pas de temps 5 minutes à l'aide de modèles de composants statiques (indépendants du temps comme ceux développés pour la bibliothèque STEC de TRNSYS). Si cette hypothèse était

infirmée, il faudrait alors développer un modèle dynamique de récepteur dans TRNSYS ou PROSOL. L'inertie du cycle thermodynamique, quant à elle, ne devrait pas poser problème : pour une TAG de moins de 10 MW<sub>el</sub> un démarrage à froid ne prend que 40 secondes jusqu'à la pleine charge [20].

Les résultats de cette étude sur les composants solaires de l'installation montrent que l'influence du pas de temps est très faible pour ces derniers. En effet une simulation horaire ne réduit que de 0,7% le rendement moyen du champ d'héliostat, et de 1,4% le rendement moyen du récepteur, alors que la distribution des heures d'ensoleillement par niveau de flux est très différente d'un cas sur l'autre (voir Chapitre 3). Ces écarts de performances sont indépendants de la contrainte de production du système, puisque ici le sous-système de captage de l'énergie solaire est censé fonctionner de la même façon quelle que soit la contrainte de production. La Figure 6.9 montre l'écart entre les valeurs obtenues par la simulation à pas de temps horaire par rapport à la simulation à pas de temps de cinq minutes pour quelques indicateurs de performances de ces centrales, en fonction des cinq contraintes de production définies au paragraphe 6.2.2 et rappelées ci-après :

- (a) courbe de charge 8h-22h,
- (b) fonctionnement quand le DNI dépasse le seuil de 100 W/m<sup>2</sup>,
- (c) fonctionnement quand le DNI dépasse le seuil de 500 W/m<sup>2</sup>,
- (d) fonctionnement quand le DNI dépasse le seuil de 700 W/m<sup>2</sup>,
- (e) fonctionnement du lever au coucher du soleil,



**Figure 6.9. Simulation de PEGASE à THEMIS par PROSOL sur un mois - Ecart de quatre indicateurs de performances pour une simulation à pas de temps horaire par rapport à une simulation de référence à intervalles de cinq minutes pour plusieurs contraintes de production.**

On observe que le pas de temps choisi influe peu sur la *production électrique* de l'installation pour des contraintes de fonctionnement dépendant d'une heure de la journée (a et e) contrairement à des modes de production dépendant d'un niveau de flux (b, c, et d). En effet la simulation horaire conduit à une surestimation du nombre d'heures de fonctionnement et de la production électrique de l'installation pour une contrainte de type b et à une sous-estimation de ces indicateurs pour une contrainte de type c ou d. Ceci peut s'expliquer par le fait qu'une moyenne horaire conduit à une sur-représentation du nombre d'heures où l'ensoleillement est compris entre 100 et 500 W/m<sup>2</sup>, pour lesquelles la centrale est exploitée dans le cas d'une contrainte b, et à l'arrêt dans le cas d'une contrainte c ou d. Le système étant hybridé, la centrale fonctionne toujours à pleine charge donc la production électrique et le facteur de capacité sont proportionnels au nombre d'heures de fonctionnement.

Les écarts sur la *consommation de combustible d'appoint* reflètent globalement ceux sur la production électrique totale : à ressource solaire constante, plus on produit, plus le besoin d'hybridation sera élevé. Ainsi pour la contrainte b, où la simulation horaire surestime la production avec une durée importante de fonctionnement sous faible ensoleillement, l'énergie d'appoint par combustion est surestimée de 18%.

Le rendement thermique à électrique ne variant pas, on remarquera seulement que la puissance électrique augmente et que l'appoint par combustion diminue quand la *fraction solaire* augmente.

Enfin, par définition du *rendement solaire à électrique*, à ressource constante, l'écart entre les deux simulations sur cet indicateur peut se retrouver en additionnant les écarts sur la fraction solaire et sur la production électrique.

De manière générale, les deux simulations donnent des résultats très proches, sauf pour une contrainte d'exploitation de type b, et dans une moindre mesure pour une contrainte de type c ou d. Pour les contraintes de type a et e, l'écart entre les simulations ne dépasse pas 5% pour tous les indicateurs. Il semble peu pertinent d'imposer une contrainte de type c ou d à une centrale de type commercial, pour laquelle le facteur de capacité sera faible (respectivement 21 et 16%). Par ailleurs, il semble difficile d'exploiter l'installation avec une stratégie de type b, c ou d en réitérant l'ordre de marche ou d'arrêt du système toutes les cinq minutes. En effet ceci causerait un grand nombre de démarrages et d'arrêt de la turbine : l'hybridation perd alors beaucoup de son intérêt. Une simulation à pas de temps plus faible peut se révéler judicieuse pour l'étude du comportement transitoire du système (d'autant plus si l'inertie du récepteur et du système de régulation de la température en sortie de chambre de combustion sont importantes), mais trop lourde pour être appliquée sur toute une année.

Ajoutons que ces résultats ne sauraient être dissociés du climat choisi pour la simulation. Cependant le climat d'Odeillo est proche du pire des cas (ciel pur donc flux maximaux très élevés, climat montagnard avec des passages nuageux fréquents et brefs) : on peut s'attendre à ce que la distribution des heures d'ensoleillement par niveaux de flux soit ici plus sensible au pas de temps (voir Chapitre 3) que dans un climat désertique où les flux maximaux sont plus faibles et les passages nuageux bien plus rares.

Ainsi nous pouvons conclure qu'une simulation à pas de temps horaire est suffisante pour estimer les performances annuelles d'une centrale HSGT commerciale.

## 6.4 Estimation des performances de centrales mixtes PT-CRS

Un tel concept mixte peut se justifier par des considérations exergetiques. En effet le bilan thermique simplifié d'un récepteur de surface (S) soumis à un flux solaire (I) à la concentration géométrique moyenne (C) peut s'exprimer comme suit, à l'équilibre :

$$ICS = \sigma S(T_{rec}^4 - T_{amb}^4) + hS(T_{rec} - T_{amb}) + \eta_{rec} ICS \quad (6.1)$$

$\nearrow$   $\nearrow$   $\uparrow$   $\nwarrow$   
*puissance incidente*    *pertes radiatives*    *pertes convectives*    *puissance extraite*

Le rendement énergétique du récepteur s'obtient donc par la formule suivante :

$$\eta_{rec} = 1 - \frac{\sigma(T_{rec}^4 - T_{amb}^4) + h(T_{rec} - T_{amb})}{I \cdot C} \quad (6.2)$$

En supposant que la différence de température entre le fluide caloporteur et la paroi absorbante est négligeable ( $T_{rec} \sim T_m$ ), on en déduit le rendement exergetique :

$$\eta_{ex} = \frac{1 - \frac{T_{amb}}{T_{rec}}}{1 - \frac{T_{amb}}{T_{sol}}} \cdot \eta_{rec} \quad (6.3)$$

Prenons l'exemple d'un flux solaire incident de 1000W/m<sup>2</sup>, avec 10 W/m<sup>2</sup> pour le coefficient de convection h et une température ambiante de 20°C. Pour une concentration géométrique moyenne de 80 pour un collecteur PT et d'environ 800 pour un système concentrateur champ d'héliostats-tour, la courbe du rendement exergetique présente un maximum pour une température d'absorbeur de 400 °C et 780 °C respectivement (Figure 6.10). D'un point de vue exergetique, il s'avère ainsi judicieux de travailler dans ces gammes de températures suivant le facteur de concentration. On peut donc être tenté d'utiliser une installation dite « mixte » dans laquelle un fluide serait chauffé jusqu'autour de 400 °C dans un champ de capteurs linéaires (cylindro-paraboliques ou de Fresnel) robuste, mature et peu coûteux avant de traverser un récepteur central en haut d'une tour de manière à faire fonctionner un cycle haute température de meilleur rendement. D'un point de vue énergétique, les récepteurs à basse température sont plus performants puisque les pertes (notamment par rayonnement) augmentent avec la température.

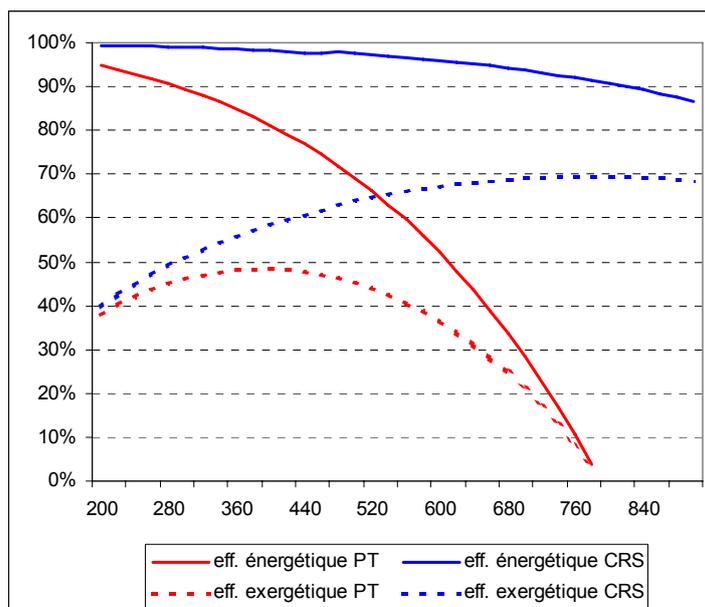


Figure 6.10. Evolution des rendements énergétiques et exergétiques de capteurs solaires à concentration en fonction de la température moyenne d'absorbeur.

Notons cependant que l'intérêt d'une telle filière se limite à un marché dans lequel les technologies PT et CRS sont au même niveau de compétitivité. Par exemple, on remarquera que les performances optiques de capteurs cylindro-paraboliques orientés nord-sud diminuent avec la latitude (Figure 6.11) : ainsi nous choisirons de situer l'installation à Séville plutôt qu'à Odeillo, où les collecteurs cylindro-paraboliques du modèle PROSOL se montrent peu performants. Pour des latitudes élevées, des champs orientés est-ouest pourraient être préférés. Les performances des systèmes de type champ-tour sont moins dépendantes de la latitude : pour un champ plat, plus la latitude est élevée, plus les héliostats sont espacés et moins la tour est haute.

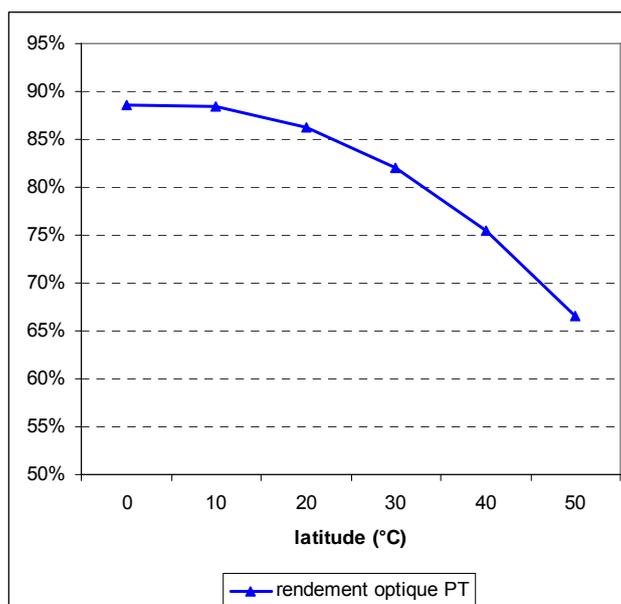


Figure 6.11. Evolution du rendement optique de capteurs PT orientés Nord-Sud en fonction de la latitude de l'installation (modèle empirique de pertes thermiques des capteurs EUROTROUGH implémenté dans PROSOL).

Afin de simuler de tels systèmes ; le modèle PROSOL a été adapté : il peut désormais intégrer les deux types de concentrateurs dans un même cycle thermodynamique. Les principales hypothèses retenues pour la simulation d'une telle installation sont regroupées dans le Tableau 6.7. Principales options technologiques retenues pour l'étude d'une installation mixte.

Sous-systèmes solaires			
Gamme de température	20-311 °C		311-560 °C
Technologie	Concentrateurs linéaires (PT/CLFR)		Champ d'héliostats-tour
Coût du concentrateur	190 €/m <sup>2</sup> (PT) / 140 €/m <sup>2</sup> (CLFR)		150 €/m <sup>2</sup> (héliostats) 125 €/kW <sub>th</sub> (récepteur)
Fluide caloporteur	Eau-vapeur		Sels fondus
Stockage	PCM, 5h, 20 €/kWh		sels, 5h, 20 €/kWh <sub>th</sub>
Cycle thermodynamique		Mode d'exploitation	
Capacité installée	50 MW <sub>el</sub>	Climat	Séville
Type	Hirn (sans resurchauffe)	Courbe de charge	8h-22h
Pression	100 bar	Chaudière d'appoint	Non

Tableau 6.7. Principales options technologiques retenues pour l'étude d'une installation mixte

L'eau sortant du champ de capteurs cylindro-paraboliques à la température d'évaporation, deux systèmes différents peuvent être envisagés :

- l'un où l'évaporation a lieu au contact de la boucle de sels fondus (Type A, Figure 6.12),
- l'autre où l'évaporation a lieu dans les tubes des capteurs cylindro-paraboliques (Type B, Figure 6.13), un séparateur étant placé à la sortie de celle-ci pour la recirculation de la fraction d'eau liquide.

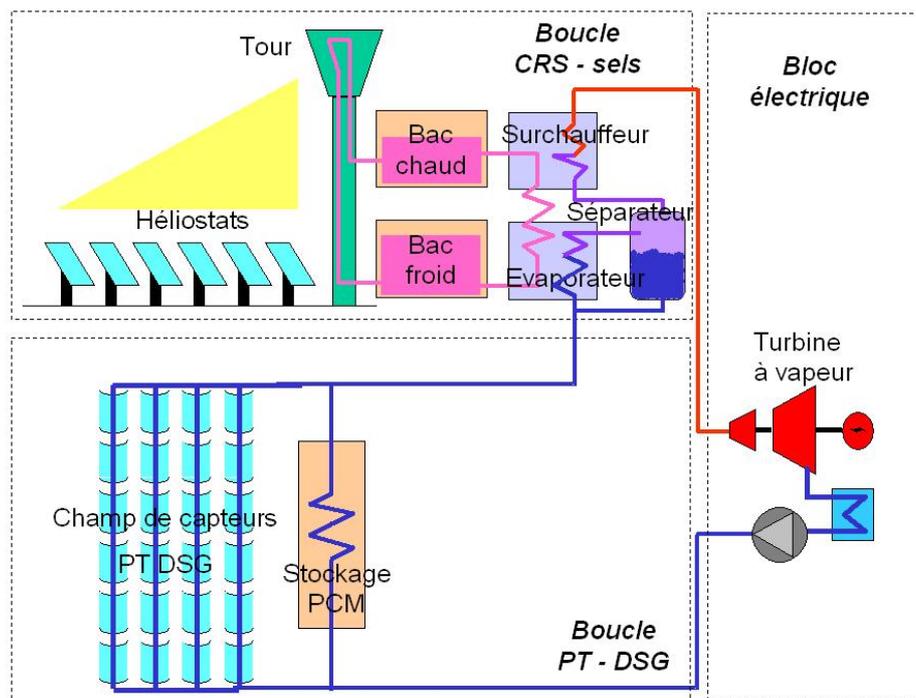


Figure 6.12. Installation mixte avec évaporation au contact de la boucle de sels fondus (Type A)

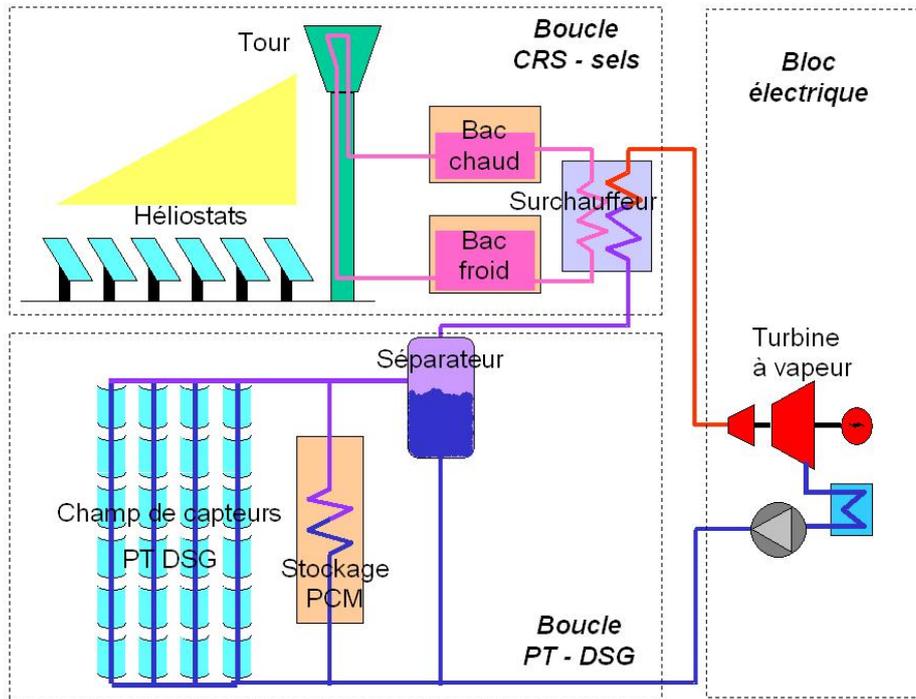


Figure 6.13. Installation mixte avec évaporation dans les capteurs cylindro-paraboliques (Type B)

Suivant le type de centrale mixte choisi, l'apport d'énergie solaire par chaque sous-système concentrateur-récepteur se répartit comme indiqué dans le Tableau 6.8, pour un cycle thermodynamique tel que celui détaillé dans le Tableau 6.7.

		Type A	Type B
Préchauffe	38,3%	38,3% PT	76,8% PT
Evaporation	38,5%	61,7% CRS	
Surchauffe	23,2%		23,2% CRS

Tableau 6.8. Répartition des puissances thermiques consommées dans un cycle de Hirn (100 bar, 560 °C) modélisé avec THERMOPTIM

La Figure 6.14 montre la variation du LEC, de l'investissement spécifique et du rendement net annuel de l'installation simulée par le modèle PROSOL pour plusieurs balancements de puissance solaire entre les deux sous-systèmes concentrateurs-récepteurs, avec à gauche une installation purement « récepteur central » et à droite une installation purement « capteurs cylindro-paraboliques ». Cette étude confirme que l'on peut améliorer les performances de centrales solaires en alliant les deux technologies : non seulement le LEC et l'investissement spécifique sont légèrement plus faibles (de 0,2 à 0,7 c€/kWh<sub>el</sub>, soit une réduction de 1,2 à 4,5%), mais aussi le rendement net annuel du système est augmenté (gain de 0,6 à 0,8 points de rendement). Notons par ailleurs que les technologies de capteurs linéaires ne permettant pas d'atteindre une température de fluide caloporteur de 560 °C, les installations à 100% de capteurs linéaires modélisées ici actionnent un cycle

vapeur à 400 °C d'un rendement thermique à électrique de 36% au lieu des 38% des cycles vapeurs à 560 °C.

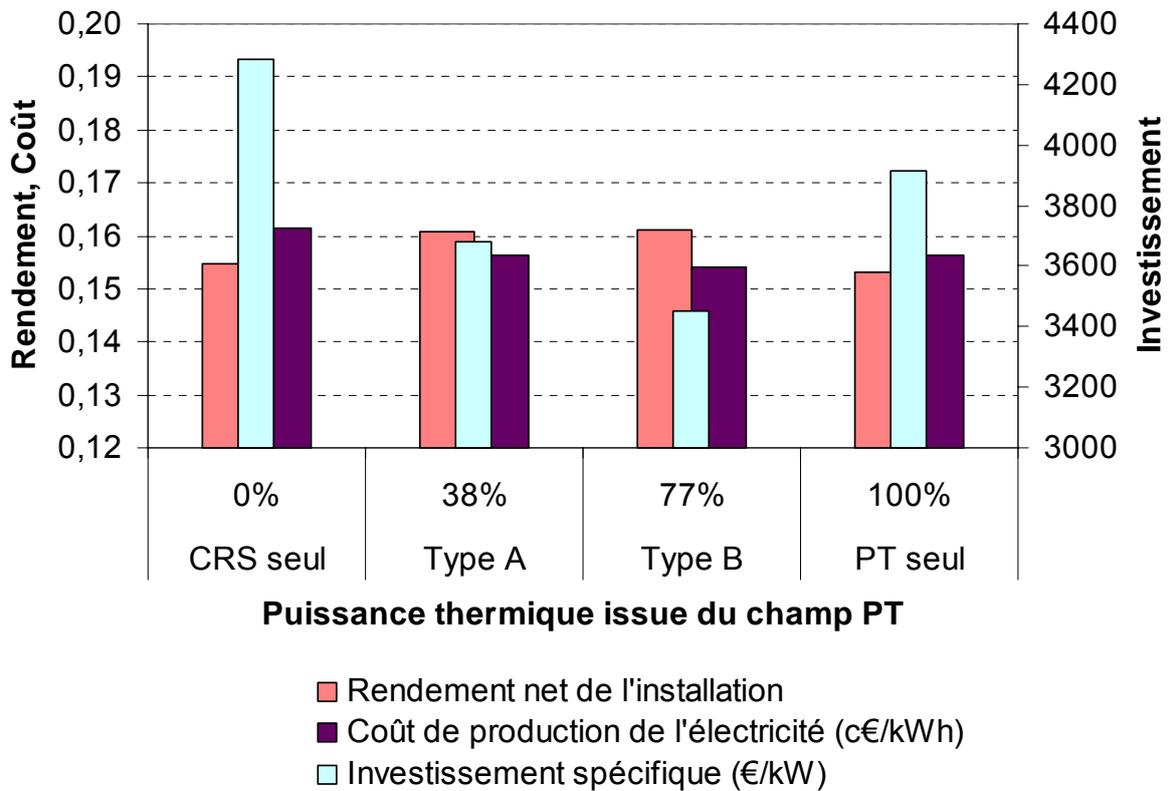


Figure 6.14. Performances comparées d'installations classiques et mixtes PT-CRS

Pour produire de l'eau/vapeur saturée à 311 °C et 100 bar, la technologie des réflecteurs compacts linéaires de Fresnel (CLFR) se révèle très bien adaptée. La Figure 6.15 présente les performances d'une centrale mixte utilisant cette technologie à la place de capteurs cylindro-paraboliques, plus efficaces mais aussi plus chers. L'optimum sur le LEC est trouvé ici aussi pour une installation de type B, mais l'écart avec une centrale totalement CLFR est très faible.

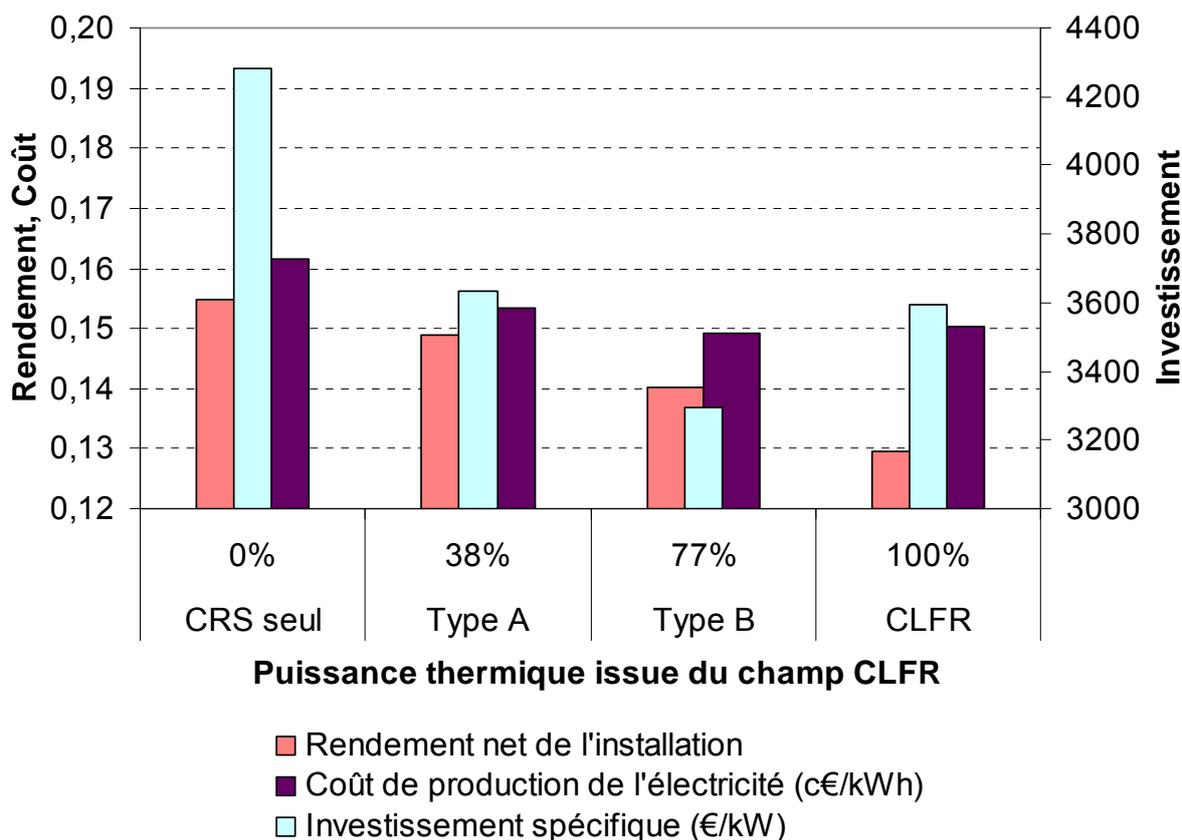


Figure 6.15. Performances comparées d'installations classiques et mixtes CLFR-CRS

Ainsi ces quelques études paramétriques montrent l'intérêt de centrales solaires mixtes, produisant une électricité légèrement moins chère que les centrales solaires à concentrateurs plus conventionnels sous certaines conditions. Néanmoins ce type d'installations complexes n'a pas encore été validé par l'expérience et présente un risque technologique élevé : celui de comporter deux systèmes concentrateurs différents, éventuellement deux technologies de stockage et d'impliquer une gestion avancée des débits et des températures. Par ailleurs le couplage de plusieurs types de concentrateurs (PT, CRS, CLFR) et de stockages (sels fondus, PCM, ...) semble offrir une infinité de concepts différents. De nombreux efforts de recherche semblent donc indispensables, d'abord pour faire le tri entre les différentes configurations possibles, puis valider ce type d'installation, et (éventuellement) amener cette filière vers la maturité.

## 6.5 Analyse exergetique de composants et systèmes pour la production d'électricité par voie solaire concentrée

Dans ce chapitre nous nous proposons d'effectuer l'analyse exergetique de composants et d'installations solaires thermodynamiques, dans le but de distinguer les processus qui sont principalement responsables de la dégradation du rendement exergetique. Le concept d'exergie a été développé dans le but de proposer une méthode d'analyse reposant sur les deux premiers principes de la thermodynamique. D'après [21], l'exergie d'une certaine quantité de matière contenue dans un système est « une mesure du potentiel de production (ou de réception) d'un travail maximal (ou minimal) par le supersystème (constitué du système et de son milieu ambiant) qui permettra à cette quantité de matière d'être ramenée de son état initial à un état d'équilibre inerte avec le milieu ambiant ». On montre que ce travail théorique maximal est obtenu lors d'une évolution complètement réversible vers l'état d'équilibre de référence. Dans un premier temps, l'analyse exergetique présente l'intérêt d'identifier les composants ou sous-systèmes responsables des plus grandes destructions d'exergie dans un système. Ce sont ces éléments qu'il faudra chercher à perfectionner en priorité. Pour chaque composant d'un système thermodynamique un deuxième niveau d'analyse est possible, permettant de connaître quels phénomènes physiques (échange ou conversion d'énergie) occasionnent le plus de pertes exergetiques. La conception d'un élément ou d'un système thermodynamique peut ainsi être améliorée.

### 6.5.1 Etude du capteur solaire (concentrateur et récepteur)

#### 6.5.1.1 Principe de l'étude

L'analyse exergetique de ce composant va nous permettre de distinguer à quels niveaux interviennent les dégradations et d'observer les répartitions de celles-ci. La Figure 6.16 schématise les flux exergetiques traversant le capteur solaire

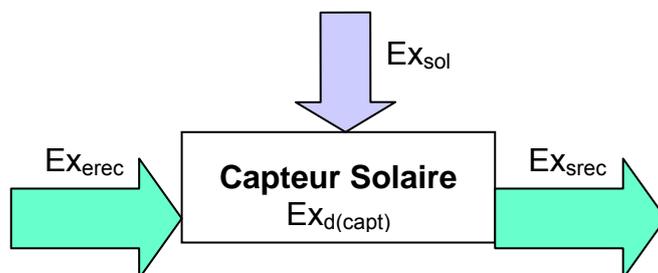


Figure 6.16. Schématisation des flux exergetiques à travers le récepteur solaire

L'étude exergetique permet d'estimer la « qualité » d'un flux énergétique en liant sa puissance à un niveau de température. L'exergie thermique, associée à un transfert de chaleur depuis une source  $i$  à température fixe ( $T_i$ ), peut être calculée à l'aide du facteur de Carnot  $\theta_i$  par la formule suivante :

$$Ex_i = P_i \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_i}\right) = P_i \cdot \theta_i \quad (6.4)$$

Certains auteurs se conforment à cette définition pour le calcul du flux exergetique du rayonnement [22], d'autres ont proposé d'autres expressions [23,24] donnant des résultats proches, qui ont été discutés dans [25]. Dans ce document nous adopterons le rendement de Carnot  $\theta_i$  pour les flux thermiques rayonnés, conduits et convectés. Pour l'étude du

capteur solaire, il nous paraît intéressant de distinguer les 5 niveaux de températures suivants et leurs facteurs de Carnot associés.

$T_{sol} = 5800 \text{ K}$	Température de surface du soleil
$T_{recth}$	Température d'absorbeur du capteur idéal
$T_{rec}$	Température d'absorbeur du capteur réel
$T_m$	Température moyenne du fluide caloporteur
$T_0 = T_{amb} = 293 \text{ K}$	Température ambiante

Nous définissons ici une température d'absorbeur idéal égale à la température d'équilibre d'un corps noir et donc fonction uniquement de la concentration géométrique moyenne ( $C_g$ ) sur l'absorbeur. Elle est obtenue à partir de la relation suivante, avec l'ensoleillement normal direct :

$$I \cdot C_g \cdot S_{rec} = \sigma \cdot S_{rec} \cdot T_{recth}^4 \quad \text{d'où} \quad T_{recth} = \left[ \frac{I \cdot C_g}{\sigma} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (6.5)$$

Comme le rayonnement direct incident est limité par la constante solaire ( $I_0=1368 \text{ W/m}^2$ ) et la concentration par la concentration géométrique maximale théorique ( $C_{gmax}=46200$  soleils), la température d'absorbeur idéal  $T_{recth}$  ne dépassera jamais 5800 K, soit la température équivalente de surface du soleil.

La température réelle de l'absorbeur sera diminuée à cause des pertes optiques causées par les imperfections du collecteur, de la convection (vers le fluide caloporteur et vers le milieu ambiant), et des pertes conductives (souvent faibles). Le capteur idéal re-rayonnant toute l'énergie incidente, il transmet nécessairement une puissance nulle au fluide caloporteur.

Contrairement à l'énergie conservative, l'exergie est une grandeur thermodynamique non conservative. Par définition (cf figure 1), l'exergie détruite dans le récepteur solaire s'exprime comme suit :

$$Exd(capt) = Ex_{sol} + Ex_{rec} - Ex_{srec} = P_{sol} \cdot \theta_{sol} - \Delta Ex \quad (6.6)$$

Le terme  $\Delta Ex$  correspond donc à l'exergie gagnée par le fluide caloporteur en traversant le récepteur.

L'équation est réécrite de manière à faire apparaître les températures des récepteurs (matériau absorbeur) idéal et réel, au moyen des facteurs de Carnot  $\theta_{rec}$  et  $\theta_{recth}$  :

$$Exd(capt) = P_{sol} \cdot (\theta_{sol} - \theta_{recth}) + P_{sol} \cdot (\theta_{recth} - \theta_{rec}) + P_{sol} \cdot \theta_{rec} - \Delta Ex \quad (6.7)$$

En décomposant la puissance solaire en puissance transmise au fluide ( $P_{ech}$ ) et en pertes ( $P_{pertes} = P_{ref} + P_{ray} + P_{cond-conv}$ ) et en faisant intervenir les facteurs de Carnot  $\theta_m$  et  $\theta_0=0$ , on obtient l'expression suivante :

$$P_{sol} \cdot \theta_{rec} = P_{pertes} \cdot (\theta_{rec} - \theta_0) + P_{ech} \cdot (\theta_{rec} - \theta_m) + P_{ech} \cdot \theta_m \quad (6.8)$$

D'où

$$Exd(capt) = P_{sol} \cdot (\theta_{sol} - \theta_{recth}) + P_{sol} \cdot (\theta_{recth} - \theta_{rec}) + P_{pertes} \cdot (\theta_{rec} - \theta_0) + P_{ech} \cdot (\theta_{rec} - \theta_m) + \underbrace{P_{ech} \cdot \theta_m}_{\text{Exergie fournie et consommée (=0)}} - \Delta Ex \quad (6.9)$$

Exergie fournie et consommée (=0)

Soit enfin :

$$Ex_d(\text{capt}) = \underbrace{P_{sol} \cdot (\theta_{sol} - \theta_{recth})}_{\text{Pertes Ex Capteur idéal}} + \underbrace{P_{sol} \cdot (\theta_{recth} - \theta_{rec})}_{\text{Pertes Ex Capteur Réel}} + \underbrace{P_{pertes} \cdot (\theta_{rec} - \theta_0)}_{\text{Pertes Ex IR+conv+cond}} + \underbrace{P_{ech} \cdot (\theta_{rec} - \theta_m)}_{\text{Pertes Ex Pincement}} \quad (6.10)$$

On remarquera que le premier terme de cette décomposition ne dépend pas des performances du capteur : en effet il est exclusivement fonction du degré de concentration géométrique qui définit  $\theta_{recth}$ . Le deuxième terme correspond aux pertes imputables au concentrateur, le troisième aux pertes thermiques classiques à la surface du récepteur, et le quatrième aux pertes dues au pincement entre la température de paroi du récepteur et celle du fluide caloporteur.

Par définition, le rendement exergetique de l'ensemble « capteur solaire » est le suivant :

$$\eta_{ex} = \frac{Ex_{srec} - Ex_{erec}}{Ex_{sol}} = \frac{\Delta Ex}{\theta_{sol} \cdot P_{sol}} \quad (6.11)$$

Cependant comme nous le verrons par la suite, cette définition du rendement ne permet de mesurer les performances du sous-système concentrateur-récepteur réel que par rapport à une référence technologiquement inatteignable (la température de la surface du soleil) et indépendamment du degré de concentration choisi. Pour comparer les capteurs réels à un capteur idéal tel que défini précédemment, nous proposons la définition suivante :

$$\eta_{ex}' = \frac{\Delta Ex}{\theta_{recth} \cdot P_{sol}} \quad (6.12)$$

Cette relation permet d'exprimer le rendement exergetique du capteur idéal :

$$\eta_{\text{capteur idéal}} = \frac{\eta_{ex}'}{\eta_{ex}} = \frac{\theta_{recth}}{\theta_{sol}} \quad (6.13)$$

A concentration géométrique constante, le rendement exergetique du capteur idéal reste constant quel que soit le type de capteur étudié. De même que précédemment nous proposons une autre définition pour l'exergie détruite, en référence au capteur idéal :

$$Ex_d(\text{capt})' = \underbrace{P_{sol} \cdot (\theta_{recth} - \theta_{rec})}_{\text{Pertes Ex Capteur Réel}} + \underbrace{P_{pertes} \cdot (\theta_{rec} - \theta_0)}_{\text{Pertes Ex ray+conv+cond}} + \underbrace{P_{ech} \cdot (\theta_{rec} - \theta_m)}_{\text{Pertes Ex Pincement}} \quad (6.14)$$

### 6.5.1.2 Application au capteur de PEGASE à THEMIS

Dans ce paragraphe nous allons estimer la répartition des pertes exergetiques du capteur dans le cas d'un récepteur surfacique placé au fond d'une cavité, à partir du modèle RECSOL. Pour simplifier, la puissance d'entrée de l'élément considéré sera ici la puissance interceptée par l'ouverture du récepteur ( $P_{int}$ ). Les pertes optiques causées par le champ solaire ne sont donc pas prises en compte dans cette étude.

Rappelons tout d'abord les principales grandeurs caractéristiques du récepteur de PEGASE à THEMIS :

$T_{recth}^*$	$T_{rec}^{**}$	$T_m^{**}$	$P_{int}$	$P_{ray}$	$P_{av}$	$P_{ar}$	$P_{ech}$
1450 °C	585 °C	535 °C	4460 kW	370 kW	170 kW	110 kW	3780 kW

Tableau 6.9. Grandeurs caractéristiques du récepteur de PEGASE à THEMIS (\*calculée pour une densité de flux de 500 kW/m<sup>2</sup>, \*\*moyenne logarithmique)

A partir des définitions du paragraphe précédent, on obtient la répartition des pertes exergetiques de la Figure 6.17. On remarque que les deux principaux postes de pertes sont issus de la différence de température entre la source (soleil) et l'absorbeur. Ces dernières se divisent entre les pertes techniquement incompressibles que subirait un concentrateur idéal (29%) et les pertes causées par les défauts du concentrateur réel (41%). Ainsi si la température de la source solaire est prise égale à la température de surface du soleil, le rendement exergetique global est de 57%, alors que si la température de la source est celle du capteur idéal, ce rendement s'élève à 66%. En faisant le rapport de ces rendements, on retrouve le rendement d'un capteur idéal travaillant à la concentration de 500 soleils, soit 88% (6.13).

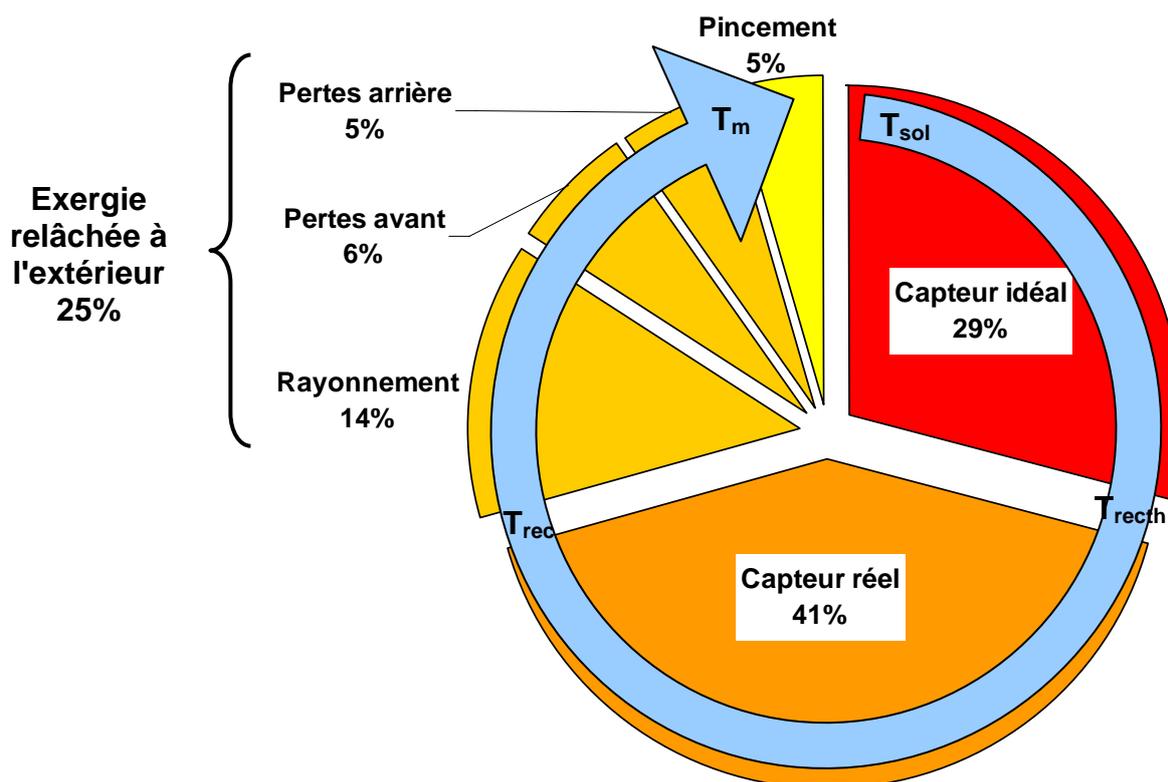


Figure 6.17. Distribution des pertes exergetiques du capteur solaire de PEGASE à THEMIS

## 6.5.2 Analyse de systèmes solaires thermodynamiques

### 6.5.2.1 Principes généraux de l'analyse de systèmes

Essayons maintenant de quantifier les flux d'exergie transitant dans un système complet de production d'électricité par voie solaire thermodynamique. Ce bilan exergetique global sera

effectué à l'aide du logiciel de thermodynamique THERMOPTIM, qui permet de représenter tout cycle thermodynamique et de calculer les fonctions d'état (notamment enthalpie, entropie et exergie) en tout point du cycle. Définissons tout d'abord les flux entrants dans le système. Il s'agit des flux exergétiques fournis par les sources d'exergie « payantes », soient les différents étages d'apport solaire et éventuellement l'apport complémentaire par combustion. Dans cette analyse macroscopique, les performances des composants solaires sont représentées par des rendements scalaires (un pour le concentrateur, un pour le récepteur). Ainsi à partir des enthalpies du cycle données par THERMOPTIM, on peut remonter à la puissance solaire incidente et au flux exergétique correspondant :

$$EX_{sol} = P_{sol} \cdot \theta_{sol} = \frac{(h_{srec} - h_{erec}) \cdot \dot{m}_f}{\eta_{SF} \cdot \eta_{rec}} \cdot \theta_{sol} \quad (6.15)$$

Cette formule est valable pour chaque niveau de récepteur, correspondant à la combinaison d'un type de collecteur (linéaire, héliostats-tour,...) et d'un étage thermodynamique (préchauffe, évaporation, surchauffe,...). Comme précédemment nous distinguerons deux types de flux exergétiques solaires, suivant que la référence est la température du soleil ( $EX_{sol}$ ) ou la température d'un absorbeur idéal ( $EX_{sol}'$ ).

Dans le cas d'un apport par combustion, on calcule l'exergie fournie par la source fossile ( $EX_{comb}$ ) à partir des enthalpies libres dans les conditions standard  $G^\circ$  des réactifs et des produits  $i$ . L'enthalpie libre de mélange des composants est supposée négligeable.

$$EX_{comb} = \dot{m}_{comb} \cdot \sum_i \nu_i \cdot M_i \cdot G_i^0 \quad (6.16)$$

Avec  $\nu_i$  coefficient stœchiométrique de la réaction de combustion  
 $M_i$  masse molaire des réactifs et des produits en g/mol  
 $G_i^0$  enthalpie libre dans les conditions standard en kJ/mol

Passons maintenant au flux exergétique fourni par le système, et donc par l'étage de détente de la turbine. Dans le cas d'une turbine à gaz comme dans celui d'une turbine à vapeur, nous considérerons que le travail consommé par le compresseur ou la pompe ( $W_c$ ) est déduit du travail total fourni par l'étage de détente ( $W_t$ ). En faisant l'hypothèse d'une détente isentropique, on pourra assimiler les flux de travail à des flux exergétiques.

Nous distinguerons trois grandeurs importantes dans une analyse exergétique :

- L'exergie détruite ( $EX_d$ ) ou anergie ( $An$ ) qui correspond à la différence des exergies « consommée » et « fournie » par le composant  $i$ , ce qui revient, en d'autres termes, à la différence des flux d'exergie « entrants » et « sortants » du composant.

$$EX_d(i) = EX_{consommée}(i) - EX_{fournie}(i) = EX_e(i) - EX_s(i) \quad (6.17)$$

- Le nombre de destruction d'exergie ( $N_d(i)$ ) qui est le rapport de l'exergie détruite dans le composant  $i$  sur l'exergie payante consommée par le système,

$$N_d(i) = \frac{EX_d(i)}{EX_{consommée}(syst)} \quad (6.18)$$

- Le rendement exergétique qui peut être défini comme étant le rapport de l'exergie « fournie » sur l'exergie « consommée » dans le composant.

$$\eta_{ex(i)} = \frac{EX_{fournie(i)}}{EX_{consommée(i)}} \quad (6.19)$$

Ces définitions peuvent aussi bien être utilisées pour l'analyse d'un composant que pour un bilan du système complet.

Le rendement exergetique global du système ne prend pas en compte la variation d'exergie de l'environnement (gaz d'échappement de la TAG et source de refroidissement de la TAV) qui est considérée comme perdue. On remarquera que cette perte correspond à une destruction d'exergie  $Ex_d(0)$  et à un nombre de destruction d'exergie  $N_d(0)$ . Le rendement global est donc défini par :

$$\eta_{ex}(syst) = \frac{W_t}{EX_{sol} + EX_{comb}} \quad (6.20)$$

Ainsi par définition

$$\eta_{ex}(syst) + \sum_i N_d(i) + N_d(0) = 1 \quad (6.21)$$

Contrairement à certains auteurs [26, 27] qui proposent d'optimiser le cycle thermodynamique complet en minimisant les pertes exergetiques, nous nous contenterons d'intégrer un capteur solaire à un cycle thermodynamique existant, supposé optimisé.

### 6.5.2.2 Application à l'installation PEGASE

La Figure 6.18 représente les flux d'exergie traversant le système. Les flèches mauves correspondent aux apports extérieurs (ou exergie payante) issus du rayonnement solaire et du combustible fossile, les rouges symbolisent les flux exergetiques internes contenus dans le fluide de travail, et les flèches oranges représentent les puissances mécaniques récupérable par la génératrice et transmise au compresseur. On remarquera que le cycle thermodynamique étudié ici est le cycle TAG1, par conséquent le récepteur solaire considéré n'est pas celui modélisé au chapitre 5, ni dans le paragraphe 6.5.1.2. Celui-ci fonctionnant à plus haute température, son rendement énergétique attendu est plus faible. Dans la suite il sera supposé égal à 75%.

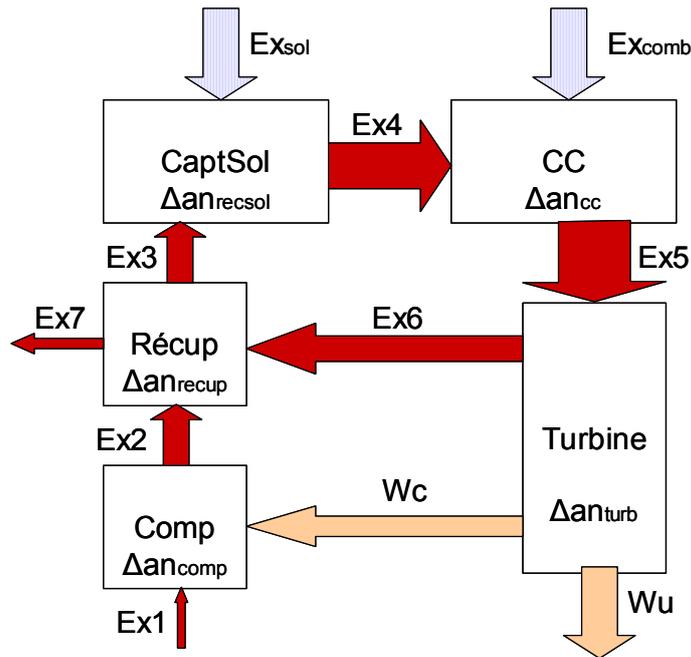


Figure 6.18. Diagramme de Grassman de PEGASE

Pour chaque point (1 à 7) du système mentionné dans la Figure 6.18, la température, l'enthalpie et l'entropie ont été calculées à l'aide du logiciel THERMOPTIM et rassemblées dans le Tableau 6.10.

Point	Température (K)	Enthalpie (kW)	Exergie (kW)
1	288	-72	-452
2	557	1931	1396
3	826	4035	2629
4	1123	6498	4454
5	1273	7891	5334
6	869	4446	1558
7	607	2342	283

Tableau 6.10. Données thermodynamiques du système

Les données du constructeur de la turbine donnent un débit nominal  $\dot{m}$  de 7,3 kg/s et une température ambiante  $T_0$  de 15°C. L'exergie en un point est déduite de l'enthalpie et de l'entropie avec la formule suivante. Remarquons que THERMOPTIM utilise aussi une température ambiante de référence de 15 °C.

$$Ex = \dot{m} \cdot (h - T_0 \cdot s) \quad (6.22)$$

On peut voir que l'exergie la plus importante correspond à l'entrée de la turbine (Ex5), et que l'exergie à l'échappement du système (Ex7) est supérieure à l'exergie admise (Ex1), ce qui signifie que l'on peut encore récupérer de l'exergie en sortie de l'installation, par exemple en plaçant un échangeur permettant de chauffer de l'eau. Cependant cette option ne sera pas considérée par la suite. A l'exception du flux Ex1 qui est négatif (pression nominale de l'installation PEGASE à THEMIS inférieure à 1 atm), tous les flux d'exergie considérés par la suite seront pris positifs.

Les flux exergetiques payants et utiles du système se déduisent des expressions du paragraphe 6.5.2.1 :

- Pour le récepteur solaire avec un rendement de champ solaire de 85% et un rendement de récepteur de 75%, il vient  $Ex_{sol}=3673$  kW et  $Ex_{sol}'=3218$  kW (avec une densité de flux de 500 kW/m<sup>2</sup> sur le capteur idéal). Précisons que les conditions de l'étude diffèrent de celles du paragraphe précédent : ici la puissance solaire incidente n'est pas la puissance maximale que peut renvoyer le champ mais la puissance incidente sur le concentrateur nécessaire pour chauffer l'air jusqu'à 850 °C dans les conditions optimales.
- Pour la chambre de combustion alimentée par un combustible assimilé à du méthane et grâce aux enthalpies de réaction données par le logiciel HSC Chemistry [28], il vient  $Ex_{comb}=954$  kW.
- Pour l'étage de détente de la turbine, considérons les équations suivantes :

$$\begin{aligned} W_c &= -\dot{m} \cdot (h_2 - h_1) \\ W_t &= (\dot{m} + \dot{m}_{comb}) \cdot (h_6 - h_5) \\ W_t &= W_c + W_u \end{aligned} \quad (6.23)$$

Alors, avec les données fournies par le Tableau 6.10, on obtient :

$W_c=2003$  kW et  $W_t=-3445$  kW, d'où  $W_u=1442$  kW.

En considérant un rendement de l'alternateur de 95%, la puissance électrique utile de l'installation est de 1,375 MW<sub>el</sub>, ce qui correspond bien aux spécifications du constructeur.

L'exergie détruite, le rendement exergetique et le nombre de destruction d'énergie sont déterminés pour chacun des composants et pour le système complet d'après les formules du paragraphe précédent. Appliquées au compresseur, elles s'expriment comme suit :

$$\begin{aligned} Ex_d(c) &= |W_c| - (Ex_2 - Ex_1) = (|W_c| + Ex_1) - Ex_2 \\ \text{Soit } [Ex_{consommée}(c) - Ex_{fournie}(c)] &= [Ex_e(c) - Ex_s(c)] \\ N_{d(c)} &= \frac{Ex_d(c)}{EX_{sol} + EX_{comb}} \quad \eta_{ex(c)} = \frac{Ex_2 - Ex_1}{|W_c|} \end{aligned} \quad (6.24)$$

En décomposant de la même façon tous les autres éléments, on obtient le Tableau 6.11.

	$\eta_{en}$	$Ex_d$		$\eta_{ex}$		$N_d$	
		Soleil	Idéal	Soleil	Idéal	Soleil	Idéal
Compresseur	89%*	155		92%		3%	4%
Récupérateur	86%**	42		97%		1%	1%
Capteur	64%	1848	1393	50%	57%	40%	33%
Combustion	90%	74		92%		2%	2%
Turbine	74%*	331		91%		7%	8%
<i>Pertes extérieur</i>		735				16%	18%
Système complet	26,8%	2450	1995	31%	35%	53%	48%

Tableau 6.11. Bilan exergetique PEGASE, la référence pour le calcul de l'exergie solaire consommée étant soit la température du soleil, soit celle d'un absorbeur idéal (\*rendement isentropique, \*\*efficacité)

D'après le Tableau 6.11, le capteur solaire intervient pour plus des trois quarts (respectivement deux tiers) dans la destruction d'exergie de l'installation quand la source est prise à la température du soleil (respectivement du capteur idéal). Les autres composants sont relativement bien optimisés, ce qui paraît logique dans le cas d'une machine aussi classique et répandue qu'une turbine à gaz. Il semble donc prioritaire de porter ses efforts sur l'optimisation du capteur. Néanmoins précisons que ce sous-système englobe le champ solaire et le récepteur qui causent tous deux de fortes pertes énergétiques. Ainsi si le rendement du récepteur seul atteignait 90% au lieu des 75% supposés ici, le rendement exergetique du capteur (avec la température de surface du soleil pour référence) passerait de 50 à 60%. Les flux exergetiques perdus à l'extérieur et non récupérés (différence entre Ex1 et Ex7) correspondent à 16% à 18% du nombre de destruction d'exergie, et permettent de boucler l'équation 6.21. Le rendement exergetique global du système est supérieur à 30%.

### 6.5.2.3 Application à l'installation mixte

Appliquons cette méthode aux centrales solaires mixtes, dont les flux d'exergie sont recensés sur la Figure 6.19.

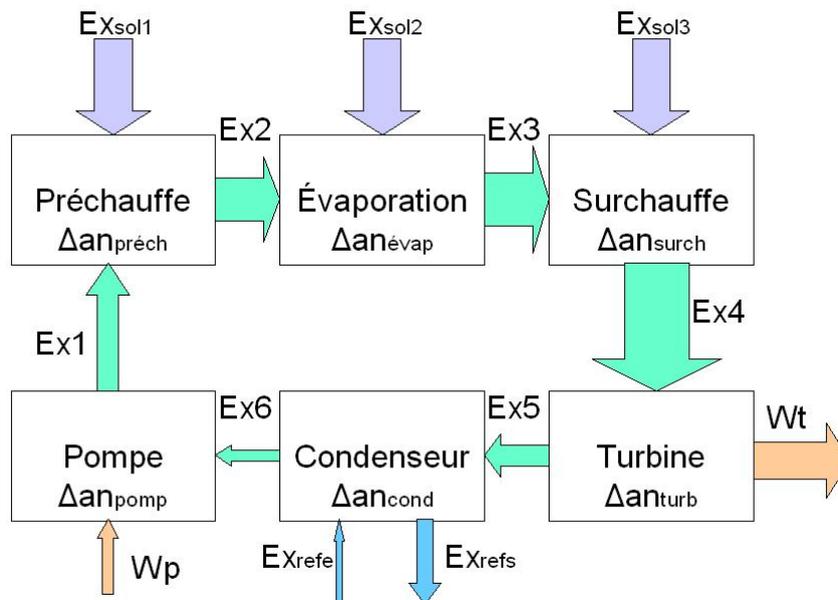


Figure 6.19. Diagramme de Grassmann d'une installation mixte PT-DSG

A partir de ce schéma plusieurs configurations peuvent être envisagées suivant le type de concentrateur choisi pour les différents étages (préchauffe, évaporation, surchauffe). Nous considérerons par la suite que les étages de préchauffe et d'évaporation peuvent prendre la forme de boucles cylindro-paraboliques (PT) à génération directe de vapeur ou de boucle de type récepteur central (CRS) à sels fondus, la surchauffe étant obligatoirement réalisée grâce aux sels fondus. Les caractéristiques principales du système sont celles déjà retenues pour l'étude du paragraphe 6.4, à savoir un cycle de Hirn à 560 °C et 100 bar dimensionné à 50 MW<sub>el</sub>.

De la même façon que précédemment, on établit un bilan des flux exergetiques du système. Le Tableau 6.12 rassemble les résultats de cette étude, avec la température de surface du

soleil comme référence des calculs d'exergie solaire. Ici encore les éléments solaires (préchauffeur, évaporateur, et surchauffeur, incluant la captation) occasionnent la plupart des pertes exergétiques. Ce type d'analyse ne permet pas de distinguer les performances exergétiques des différents types de capteurs solaires, qui sont ici indifférenciés. Remarquons donc que ce bilan exergétique est aussi valable pour une centrale à tour fonctionnant et avec le même cycle et les mêmes rendements de capteur que le système mixte. Le rendement exergétique s'avère faible en regard de celui de PEGASE (24% contre plus de 31%) à cause essentiellement des plus basses températures de travail.

	Rendement énergétique	Exergie détruite	Rendement exergétique	Nombre de destruction d'exergie
Préchauffeur	63%	60292	23%	29%
Evaporateur	63%	54201	34%	26%
Surchauffeur	63%	30390	38%	15%
Turbine*	85%	8428	86%	4%
Condenseur	100%	3377	34%	2%
Pompe	100%	36	92%	0%
<i>Pertes extérieur</i>		1777		1%
<b>Système complet</b>	<b>22,9%</b>	<b>156724</b>	<b>24%</b>	<b>75%</b>

**Tableau 6.12. Bilan exergétique du système mixte, la référence pour le calcul de l'exergie solaire consommée étant la température du soleil (\*rendement isentropique)**

Il semble donc intéressant de comparer les performances de capteurs solaires à des capteurs idéaux de chaque technologie considérée, ce qui revient à appliquer à chaque type de capteur un facteur de Carnot différent suivant la concentration géométrique moyenne des rayons du soleil. Le Tableau 6.13 compile les rendements exergétiques des différents étages de capteurs d'une centrale solaire par ces deux méthodes. Remarquons que ces valeurs sont très faibles, ce qui s'explique par le fait que l'énergie est délivrée à une température beaucoup plus basse que la température potentiellement atteignable de l'énergie incidente.

Référence du facteur de Carnot	Soleil	PT idéal	CRS idéal
Préchauffeur	23%	29%	25%
Evaporateur	34%	43%	37%
Surchauffeur	38%	-	42%

**Tableau 6.13. Rendement exergétique de capteurs solaires suivant la référence adoptée pour le calcul du facteur de Carnot**

La Figure 6.20 montre que ce type d'analyse exergétique permet d'évaluer les performances exergétiques d'installations utilisant des capteurs solaires de même rendement énergétique, et justifie un peu plus la pertinence des centrales mixtes PT-CRS sur un plan théorique. Ainsi de manière générale si l'analyse énergétique privilégie les hautes températures et donc les hautes concentrations, ce type d'analyse exergétique est plus favorable pour les capteurs de moyenne concentration. En effet la température de fluide requise est plus proche de celle d'un capteur idéal (tel que défini au chapitre 6.5.1.1) à basse concentration. De même, cette séparation des étages de récepteur en fonction de la concentration du rayonnement incident peut s'appliquer à l'intérieur d'un récepteur de centrale à tour : de meilleures performances exergétiques seront obtenues si les étages à basse température sont soumis à de basses concentrations. On peut ainsi profiter de la forme gaussienne d'une tache solaire obtenue sans stratégie de pointage en plaçant les modules basse température en périphérie de la tache et les modules hautes température au centre.

Rappelons que d'après les équations (6.12) et (6.24), les rendements exergetiques d'une installation mixte complète en référence au soleil ( $\eta_{ex}$ ) et au capteur idéal ( $\eta_{ex}'$ ) s'expriment comme suit :

$$\eta_{ex}(\text{systeme} \cdot \text{mixte}) = \frac{W_t}{P_{solPT} \cdot \theta_{solPT} + P_{solCRS} \cdot \theta_{solCRS}} \quad (6.25)$$

$$\eta_{ex}'(\text{systeme} \cdot \text{mixte}) = \frac{W_t}{P_{solPT} \cdot \theta_{recthPT} + P_{solCRS} \cdot \theta_{recthCRS}} \quad (6.26)$$

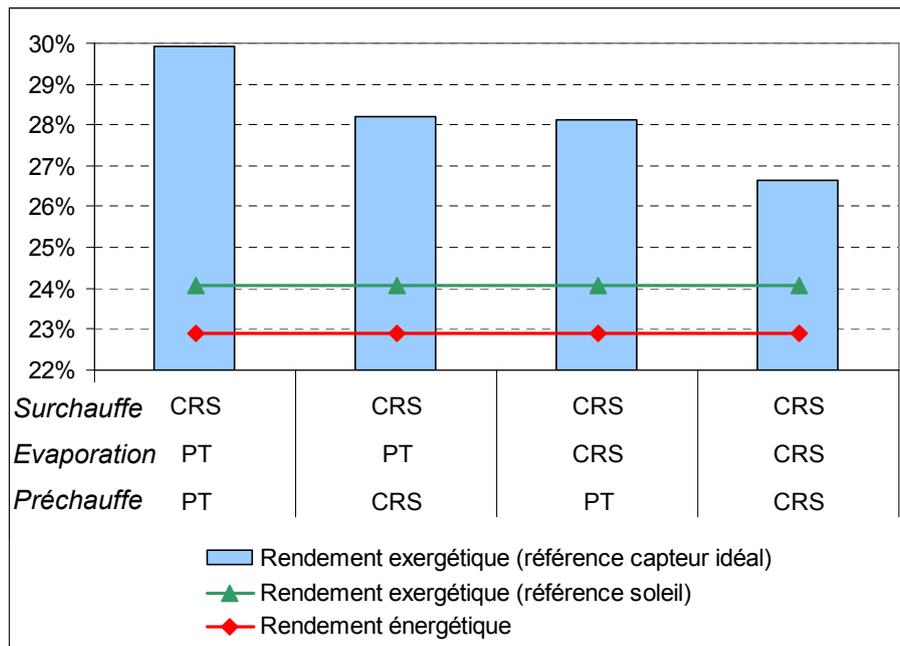


Figure 6.20. Rendements énergétiques et exergetiques de centrales solaires mixtes ou purement CRS

De manière générale, il faut cependant veiller à la faisabilité technologique du capteur, que ce type d'étude macroscopique est incapable de déterminer. Par exemple les pertes convectives, négligées dans la définition de la température d'absorbeur du capteur idéal, font qu'un capteur PT est peu performant en surchauffeur alors que la Figure 6.20 semble préconiser l'emploi de ce type de technologie à tous les étages.

Remarquons par ailleurs que le rendement énergétique d'un capteur solaire, considéré ici constant quelle que soit la technologie et le niveau de concentration employé, dépend aussi du facteur de concentration. En effet les rendements énergétiques choisis dans cette étude correspondent à une technologie PT aujourd'hui mature, mais à une technologie CRS actuellement en développement, pour laquelle les rendements des récepteurs ont encore une marge de progrès certaine. Enfin à défaut d'être un indicateur technico-économique pertinent, le rendement exergetique d'un composant peut être considéré comme une image de la maturité de la technologie. Ainsi la faiblesse du rendement exergetique des capteurs CRS observée sur la Figure 6.20 ne doit pas inciter à délaisser cette filière, mais au contraire à en améliorer les performances.

### Références bibliographiques

- [1] F. Trieb, O. Langniss, H. Klaiss, Solar electricity generation - a comparative view of technologies, costs and environmental impact, *Solar Energy*, 59, (1997) 89-99.
- [2] M.C. Stoddard, S.E. Faas, C.J. Chiang, J.A. Dirks, SOLERGY: A computer code for calculating the annual energy from central receiver power plants, NTIS, Springfield, USA, (1987).
- [3] D.J. Alpert, G.J. Kolb, Performance of the Solar One Power Plant as Simulated by the SOLERGY Computer Code, Sandia Report SAND88-0321, (1988).
- [4] G.J. Kolb, Economic evaluation of solar-only and hybrid power towers using molten-salt technology, *Solar Energy*, 62, (1998) 51-61.
- [5] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow, A. Ferriere, M. Romero, F. Tellez, A. Steinfeld, U. Langnickel, E. Shpilrain, O. Popel, M. Epstein, J. Karni, ECOSTAR RoadMap Document, SES-CT-2003-502578, (2005). Disponible sur : <http://www.promes.cnrs.fr>.
- [6] O. Popel, S. Frid, E. Shpilrain, R. Pitz-Paal, K. Hennecke, Solar thermal power plants simulation using the TRNSYS software, *J. Phys. IV France*, 9, (1999) 599-604.
- [7] S.A. Jones, R. Pitz-Paal, P. Schwarzboezl, N. Blair, R. Cable, TRNSYS Modelling of the SEGS VI parabolic trough solar electric generating system, In *Solar Forum 2001, Solar Energy: The Power to Choose*, (2001).
- [8] P. Schwarzbözl, U. Eiden, R. Pitz-Paal, A TRNSYS model library for Solar Thermal Electric Components (STEC), A reference manual Release 2.2, (2002).
- [9] V. Quaschnig, W. Ortmanns, R. Kistner, M. Geyer, greenius - A new simulation environment for technical and economical analysis of renewable independant power projects, *Solar Forum 2001, Solar Energy: The Power to Choose*, (2001).
- [10] V. Quaschnig, R. Kistner, W. Ortmanns, Simulation of Parabolic Trough Power Plants, In *5th Cologne Solar Symposium*, 21 juin 2001, Cologne, Allemagne, (2001) 46-50.
- [11] V. Quaschnig, R. Kistner, W. Ortmanns, Influence of Direct Normal Irradiance variation on the optimal parabolic trough field size: a problem solved with technical and economical simulations, *J. Sol. Energy Eng.*, 124, (2002)160-164.
- [12] P. Gilman, Solar Advisor Model Userguide, (2007). Disponible sur: [http://www1.eere.energy.gov/solar/solar\\_america/analytical\\_tools.html](http://www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/analytical_tools.html).
- [13] P.K. Falcone, A handbook for solar central receiver design, Sandia Report SAND86-8009, (1986).
- [14] Final Technical Report Solgate, ENK5-CT-2000-00333, Project Co-Ordinator: Ormat, Partners: Ciemat, DLR, Solucar, Tuma, (2005). Disponible sur : [http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate_en.pdf).
- [15] H.W. Price, P. Svoboda, D. Kearney, Validation of the FLAGSOL Parabolic Trough solar power plant performance model, In *ASME/JSME/JSES ISEC*, Maui, HI, (1995).
- [16] H. Price, A parabolic Trough solar power plant simulation model, In *ISES 2003 International Conference*, 16-18 mars 2003, Hawaii, (2003).
- [17] Sargent & Lundy, LLC Consulting Group, Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts, Chicago, Illinois, USA, (2003). Disponible sur : <http://www.nrel.gov/csp/publications.html>.
- [18] IEA Guidelines for the economic analysis of Renewable Energy Technology Applications, Edité par OECD/IEA, Quebec, Canada (1991) 181.

- [19] S. Faye, R. Gicquel, Thermoptim, une autre façon d'apprendre la thermodynamique, Bull. Union phys., 840, (2002) 53-68.
- [20] M. Romero, M.J. Marcos, F.M. Tellez, M. Blanco, V. Fernandez, F. Baonza, S. Berger, Distributed Power from solar tower systems: a MIUS approach, Solar Energy, 67, (1999) 249-264.
- [21], R. Benelmir, A. Lallemand, M. Feidt, Analyse exergetique, In *Techniques de l'ingénieur*, dossier BE8015, (2001).
- [22] S.M. Jeter, Maximum conversion efficiency for the utilization of direct solar radiation, Solar Energy, 26, (1981) 231-236.
- [23] R. Petela, Exergy of heat radiation, J. Heat Transfer, 2, (1964) 187-192.
- [24] D.C. Spanner, Introduction to thermodynamics, Academic Press, London, (1964).
- [25] A. Bejan, Unification of three different theories concerning the ideal conversion of enclosed radiation, J. Sol. Energy Eng., 109, (1987) 46-51.
- [26] M. Kane, D. Favrat, Approche de conception et d'optimisation de centrale solaire intégrée à cycle combiné inspirée de la méthode du pincement (partie I : paliers de récupération), Int. J. Therm. Sci., 38, (1999) 501-511.
- [27] M. Kane, D. Favrat, K. Ziegler, Y. Allani, Thermo-economic analysis of advanced solar-fossil combined power plants, Int. J. Applied Thermodynamics, 3, (2000) 191-198.
- [28], A. Roine, HSC Chemistry 5.11, Outokumpu Research Oy, Pori, Finlande, (2002).

# Chapitre 7 : Méthodologie de conception des centrales solaires thermodynamiques

Les centrales solaires sont des systèmes complexes, constitués de composants multiples et interdépendants, et soumis à une ressource hautement imprévisible. A l'instar de l'étude effectuée par le laboratoire SANDIA en 1986 (Falcone, [1]), notre objectif est ici de donner des pistes quant à la méthode à suivre pour concevoir un projet de centrale solaire industrielle. Ainsi ce chapitre s'adresse à un « concepteur » ou « porteur de projet » qui désirerait définir complètement une installation et en estimer les performances à partir de contraintes dictées par le site d'implantation et de choix technologiques initiaux.

## 7.1 Etude bibliographique

Cette problématique de la conception optimisée de centrales solaires a été abordée de nombreuses manières différentes, mais rarement avec l'ambition de mettre au point une démarche générale valable quel que soit le type d'installation CRS ou PT. Les centrales à tour comptent beaucoup plus de paramètres à optimiser que les centrales à capteurs PT. En effet la configuration des concentrateurs linéaires s'est standardisée, alors que la géométrie complète du sous-système optique d'un CRS doit être redéfinie à chaque nouveau projet, à l'aide d'outils logiciels ou de modèles approchés.

Pour la filière PT, Farghal et al. [2] proposent de dimensionner le stockage et la surface de miroirs d'une installation en optimisant le coût total de l'installation sur 4 journées-types représentant les 4 saisons de l'année, en respectant des contraintes de fiabilité. Kearney et al. [3] ont établi des corrélations entre des fonctions objectifs dépendantes (LEC, et aussi réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et coûts associés, fraction solaire, simplicité d'intégration, réponse à une demande en électricité) et des variables indépendantes (coûts des équipements, DNI annuel, configuration de l'installation). Selon cette étude, les facteurs qui influent le plus fortement sur le LEC sont la demande en électricité et la capacité installée. L'importance de la variation du LEC due au DNI annuel est fortement liée au dimensionnement du champ solaire et à la distribution horaire de l'ensoleillement, si bien que multiplier par 4 la capacité installée d'une centrale correspond à une réduction de coût équivalente à l'implantation de la même centrale sur un site avec un DNI annuel de 35% plus élevé.

Du côté des centrales à tour, dès 1979 Bohon et Levy [4] suggèrent d'optimiser la température haute du caloporteur pour obtenir le meilleur rendement global (capteur et cycle) et donc maximiser la production annuelle en considérant des contraintes sur la tenue en température du récepteur et les coûts des matériaux associés, puis de sélectionner le meilleur dimensionnement par une analyse différentielle du coût de production de l'électricité. Broze et al. [5] utilisent une évaluation journalière des performances d'une installation CRS à partir de modèles approchés de composants, pour en déduire un dimensionnement optimal et des estimations de coûts d'investissement et d'exploitation. Enfin Falcone [1] propose des règles de conception basées sur des corrélations simples entre grandeurs de dimensionnement d'une installation CRS. Elles ont pour vocation de donner des tendances qui pourront servir de point de départ pour une optimisation plus détaillée. Ces formules issues de courbes expérimentales permettent de définir entièrement une centrale à tour et d'en estimer la production annuelle à partir des seuls paramètres facteur de capacité, puissance installée, DNI annuel et type récepteur. Cette méthode est représentée sur la Figure 7.1, où les flèches symbolisent les corrélations.

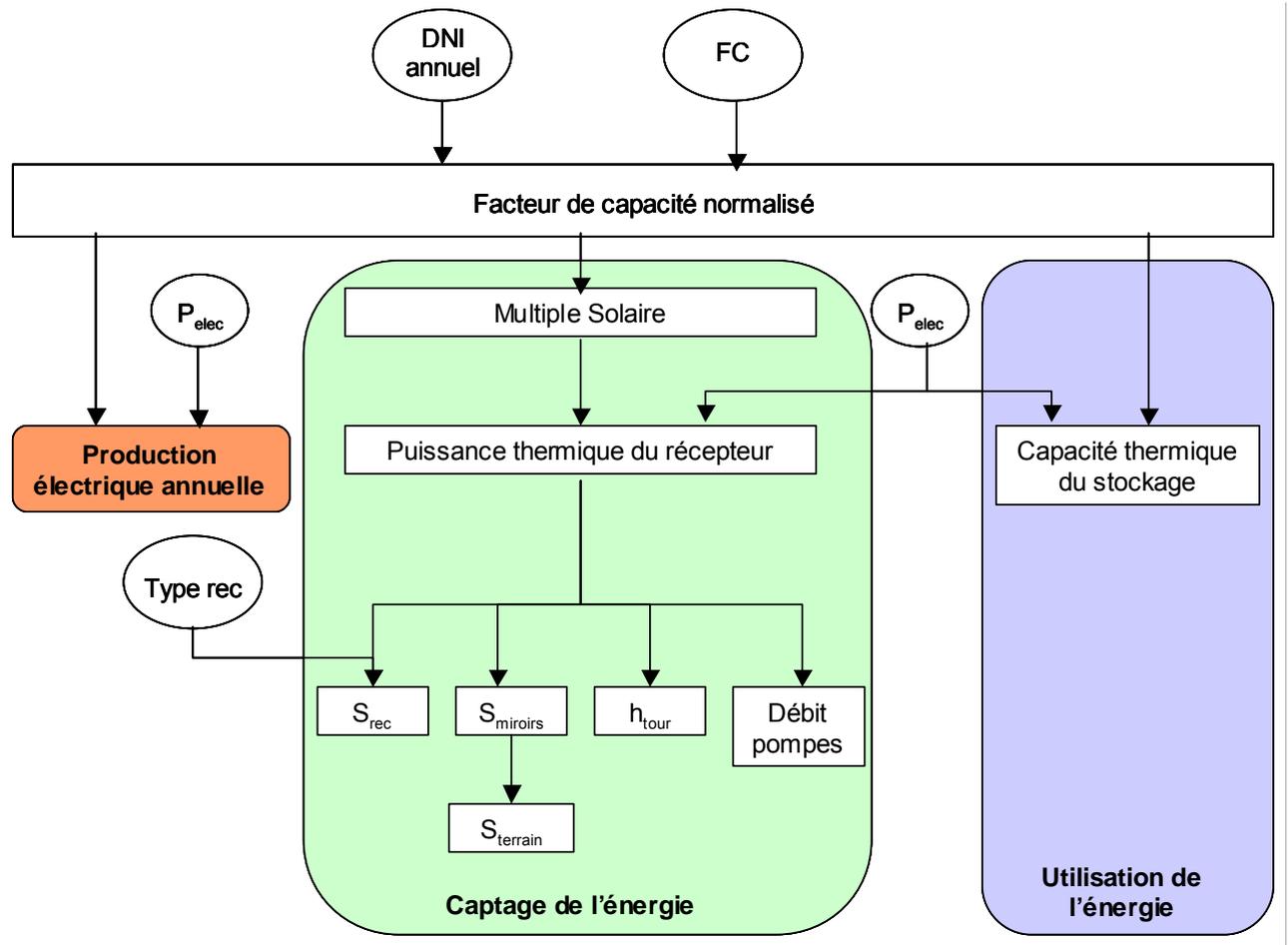


Figure 7.1. Méthode de dimensionnement d'une installation CRS, d'après [1]

Un exemple de corrélation issue de [1] est représenté dans la Figure 7.2, donnant une relation empirique entre la hauteur de la tour et la puissance thermique nominale du récepteur solaire, pour un champ d'héliostats nord et périphérique.

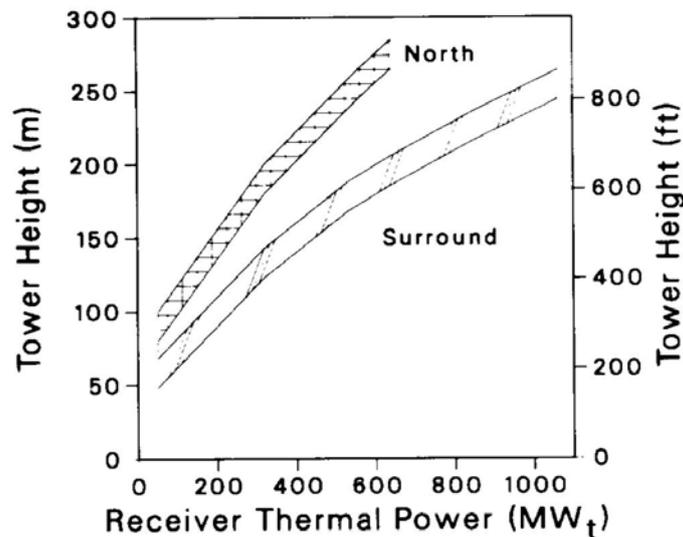


Figure 7.2. Choix de la hauteur de la tour en fonction de la puissance thermique solaire, pour un champ d'héliostats nord (*North*) ou périphérique (*Surround*), dans [1]

Parallèlement à ces modèles simplifiés qui permettent une pré-étude rapide souvent basée sur les performances mesurées de centrales existantes, de nombreux logiciels de conception de centrales à tour ont été développés au cours des années 1970-1980 : ce sont par exemple les codes UHC, DELSOL et HFLCAL déjà évoqués au chapitre 4. Nous les appellerons par la suite logiciels OPT. Tous sont capables de trouver la meilleure configuration d'une installation CRS sur des critères énergétiques ou économiques (LEC). Cependant ces programmes ne sont pas toujours capables de modéliser certains types de collecteurs comme les concentrateurs secondaires ou les tours réfléchissantes (cf Tableau 7.1 et Chapitre 4), ni de nouveaux concepts tels que les centrales hybrides ou mixtes. Par ailleurs ils offrent peu de souplesse dans la prise en compte de la demande du réseau : DELSOL par exemple suppose que la centrale peut fournir de l'électricité à n'importe quelle heure, et n'est donc pas adapté pour une centrale devant répondre à une courbe de charge précise ou soumise à un tarif d'achat variable de l'électricité produite. Enfin, une troisième faiblesse est l'utilisation de modèles de climat au lieu de données locales, dont on ne peut se dispenser que si l'ensoleillement annuel est fidèlement reproduit par le modèle et si le rendement du système est peu sensible au niveau de DNI.

	UHC	DELSOL	HFLCAL
Concentrateur secondaire	oui	non	oui
Tour réfléchissante	non	non	oui

**Tableau 7.1. Prise en compte de concepts avancés de concentrateurs par certains logiciels OPT**

En bref ces logiciels sont généralement efficaces pour le dimensionnement du sous-système de captage de l'énergie solaire de CRS classiques, mais manquent d'options pour concevoir un sous-système d'utilisation de l'énergie optimisé et pour estimer avec précision les performances annuelles des centrales solaires.

## 7.2 Etapes de la conception

L'objectif de la conception optimisée d'une centrale est le dimensionnement des composants et sous-systèmes pour conduire au plus bas coût de l'électricité (approche LEC) ou au rapport valeur de l'énergie / coût le plus élevé (approche que nous nommerons par commodité *valeur variable*). La différence entre ces deux fonctions-objectifs réside dans la prise en compte des variations de la valeur de l'énergie produite. Alors que celle-ci est considérée constante dans une approche LEC, dans une approche *valeur variable* le revenu de cette énergie subit des variations annuelles et journalières basées sur un prix de vente variable de l'électricité. La valeur de l'énergie étant fortement dépendante de l'environnement de l'installation, elle est donc difficile à optimiser. Dans les deux cas il s'agit de trouver le meilleur compromis entre le coût et les performances, tout en évaluant les risques techniques et en s'assurant que les performances sont conformes aux spécifications. Les indicateurs qui peuvent être utilisés pour comparer les options sont le rendement global de l'installation (nominal et annuel), et le LEC ou la valeur de l'énergie produite.

L'environnement d'un projet de centrale solaire thermodynamique, au sens large, aussi bien géographique qu'économique et politique, constitue le point de départ de sa conception. Dans cet environnement donné le développeur doit faire des choix orientés par l'état de l'art des composants et des systèmes et les retours d'expérience des centrales existantes. Malgré cela, les options retenues gardent une certaine part d'arbitraire. Une fois ces paramètres fixés, l'architecture de l'installation est entièrement définie et le concepteur doit pouvoir établir un schéma de principe du système. Puis vient le dimensionnement à

proprement parler des composants et des sous-systèmes, qui, couplé à des paramètres économiques (coûts) et financiers (taux d'actualisation, taxes...), permet d'estimer les performances technico-économiques de l'installation à l'aide d'un logiciel du type de ceux étudiés au chapitre 6. C'est seulement à cette étape-là que sont obtenus les indicateurs pertinents des performances de la centrale, fonctions objectifs à optimiser. Ce processus implique une première boucle d'optimisation sur les variables techniques – continues - de dimensionnement du système, puis si nécessaire sur les choix technologiques - discrets - de conception ou d'exploitation, comme précisé dans la Figure 7.3.

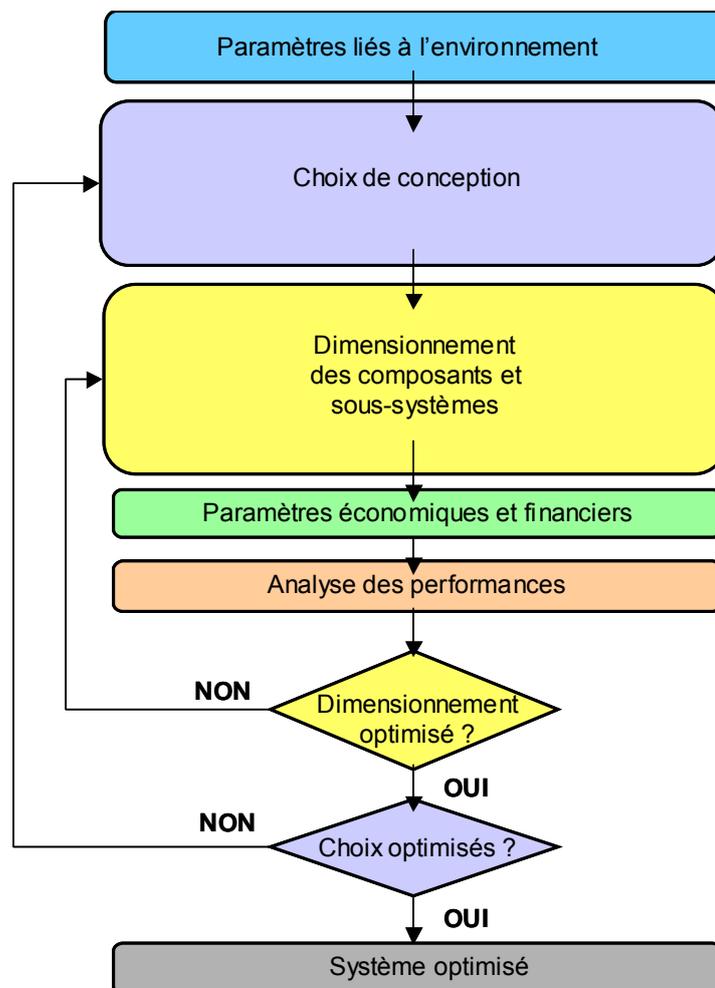


Figure 7.3. Etapes de la conception d'une centrale solaire.  
Le critère d'optimisation peut être le LEC, le rendement net, la production annuelle,...

Nous allons donc tenter de décrire les étapes successives de cette démarche de conception, de l'expression de la demande à la description complète d'une installation optimisée.

### 7.2.1 L'environnement du projet

a. Le paramètre le plus évident est sans doute le **site d'implantation de l'installation**. En effet la latitude, l'altitude, l'ensoleillement direct normal annuel et sa distribution, la proximité du réseau électrique et d'une source de refroidissement, le coût et la morphologie du terrain influent directement sur les performances d'une centrale solaire. Citons par exemple quelques conséquences qualitatives directes du choix du site d'implantation :

- une latitude faible implique un soleil plus haut en moyenne dans le ciel, des effets d'ombres et blocages limités et donc un champ solaire plus dense,
- une altitude élevée entraîne un ciel plus pur et donc des flux solaires plus élevés par temps clair, ce qui peut provoquer le choix d'un DNI nominal de dimensionnement plus élevé,
- la proximité d'une ligne électrique à haute tension diminue les pertes électriques et les coûts pour le transport de l'électricité,
- la proximité d'une source de refroidissement permet l'emploi d'un GTA plus efficace. Selon [3] le refroidissement à sec augmente le LEC d'environ 10%,
- la nature du terrain influence le type de travaux de génie civil pour le terrassement et les fondations.

b. La **demande en électricité** peut s'exprimer de différentes façons suivant le type de service fourni (base, semi-base ou pointe). Elle répond notamment à 3 questions :

- *Quelle est la puissance installée ?* le promoteur de la centrale peut choisir de fixer celle-ci dès le départ ou de construire une installation de capacité optimale limitée par une contrainte de coût d'investissement ou de terrain disponible par exemple.
- *Quelle est la production électrique annuelle ?* celle-ci peut être fixée ou optimisée de manière à minimiser le LEC (ou maximiser la valeur de l'énergie produite).
- *A quels moments la centrale doit-elle produire et à quelle charge ?* la courbe de charge peut être imposée ou déterminée de manière à minimiser le LEC (ou maximiser la valeur de l'énergie produite). C'est une variable importante qui reflète l'utilité de l'installation. La stratégie consistant à produire l'électricité sur le réseau au moment où l'énergie solaire est captée est appelée stratégie au fil du soleil. Le stockage thermique et l'appoint par combustion permettent d'autres types de stratégies comme par exemple un simple délai temporel ou une connexion au réseau basée sur la valeur de l'électricité.

c. La **possibilité d'appoint par combustion** dépend de la législation locale, qui détermine si l'appoint d'énergie fossile par combustion peut être toléré ou non. Les restrictions sur l'hybridation peuvent se traduire par une fraction solaire minimale dans l'énergie thermique annuelle ou la puissance thermique instantanée, ou encore par une limitation de l'utilisation de l'énergie fossile à des consommations auxiliaires, telles que le maintien en température du stockage ou la préchauffe des circuits avant connexion au réseau. L'hybridation permet d'éviter la construction ou le maintien d'une centrale thermique fossile complémentaire qui lui permettrait de compenser les fluctuations de la ressource solaire.

d. Les **politiques publiques** de l'énergie peuvent proposer des incitations au développement des énergies renouvelables sous forme de tarifs d'achat garantis ou de crédits d'impôts.

Certains de ces paramètres liés à l'environnement de l'installation peuvent être considérés comme des contraintes se traduisant par des indicateurs chiffrés, dans le but notamment de satisfaire aux exigences des distributeurs d'électricité. Ces indicateurs sont des résultats de l'estimation des performances technico-économiques de l'installation, qu'il faudra veiller à maintenir entre certaines valeurs limites. Ils concernent notamment la qualité de la réponse à une demande en électricité (quand la courbe de charge est imposée, il faut aussi définir un critère de respect de cette courbe de charge qui se traduit par la tolérance d'un écart à la demande), la prévisibilité de la production, la fiabilité de l'installation [2], sa durée de vie ou encore une fraction solaire minimale [3]

## 7.2.2 Paramètres liés aux choix du concepteur

A partir des contraintes précitées, le concepteur choisit l'architecture du système et les technologies utilisées pour chaque composant.

a. Le **point de référence pour la conception** (heure du jour, jour de l'an, DNI nominal) est souvent pris à midi solaire le jour de l'équinoxe car à cette date le soleil est à une hauteur moyenne dans le ciel. Le DNI nominal est celui pour lequel le récepteur est censé délivrer la puissance thermique nominale à l'instant de référence. Il est fonction de la pureté moyenne de l'atmosphère du site et doit être le résultat d'un compromis entre l'acceptation des hauts flux sans compromettre la sécurité du récepteur et ses performances à bas flux. De manière générale il est choisi assez proche du DNI maximal car les coûts élevés subis en cas de dépointage d'une partie du champ solaire pour cause de flux excessif seraient difficiles à supporter pour l'exploitant. Dans le cas d'un concentrateur CRS, sa valeur définit la taille relative du champ solaire et du récepteur. Elle est déterminée en fonction de la répartition de l'ensoleillement annuel par niveaux de flux. Sa valeur est fixée par le constructeur dans le cas de capteurs PT, dont la température peut être ajustée par variation du débit de fluide caloporteur.

b. Puis le concepteur doit choisir la **technologie de concentrateur et de récepteur, le fluide caloporteur, le type de stockage et de cycle aval**. Le type de concentrateur et la configuration du champ solaire (nord ou périphérique pour une centrale à tour, est-ouest ou nord-sud pour des capteurs cylindro-paraboliques), déterminent la filière CSP. Elle peut être à foyer linéaire (capteurs PT ou CLFR), ponctuel (systèmes CRS ou DS, hors du cadre de cette étude) ou les deux (technologies mixtes). La configuration dépend notamment de la latitude du site retenu : sous des latitudes faibles, où la hauteur du soleil au midi solaire est proche de 90°, les champs d'héliostats périphériques et les champs de capteurs PT nord-sud sont privilégiés. Inversement sous des latitudes élevées, les champs d'héliostats nord sont plus efficaces, tandis que les champs PT est-ouest permettront d'atténuer fortement les variations saisonnières du rendement optique. Dans le cas d'une centrale mixte ou hybride, les différents étages de chauffage du fluide caloporteur sont répartis entre les technologies de capteurs ou entre capteurs solaires et combustion. Dans le cas d'un cycle vapeur, cette répartition se fera en fonction des trois niveaux préchauffe, évaporation et surchauffe. Pour un cycle à gaz la fraction solaire nominale sera en général limitée par la tenue en température du récepteur. Enfin pour un cycle combiné de nombreuses configurations peuvent être adoptées, comme par exemple l'emploi de l'énergie solaire en économiseur sur la boucle vapeur dans les systèmes ISCC.

Une fois le choix de la filière arrêté, une caractéristique essentielle pour la définition de la centrale est la température de source chaude du cycle. En effet, elle va directement définir la température de travail du stockage et du cycle thermodynamique et donc conditionner le type de récepteur, le fluide caloporteur, le matériau de stockage, le type de cycle thermodynamique et son rendement. De manière générale, plus cette température est élevée, plus le système est efficace, et plus le risque technologique est élevé. La Figure 7.4 rassemble plusieurs technologies actuellement disponibles en fonction de la température de source chaude du cycle, d'après l'état de l'art réalisé au chapitre 2.

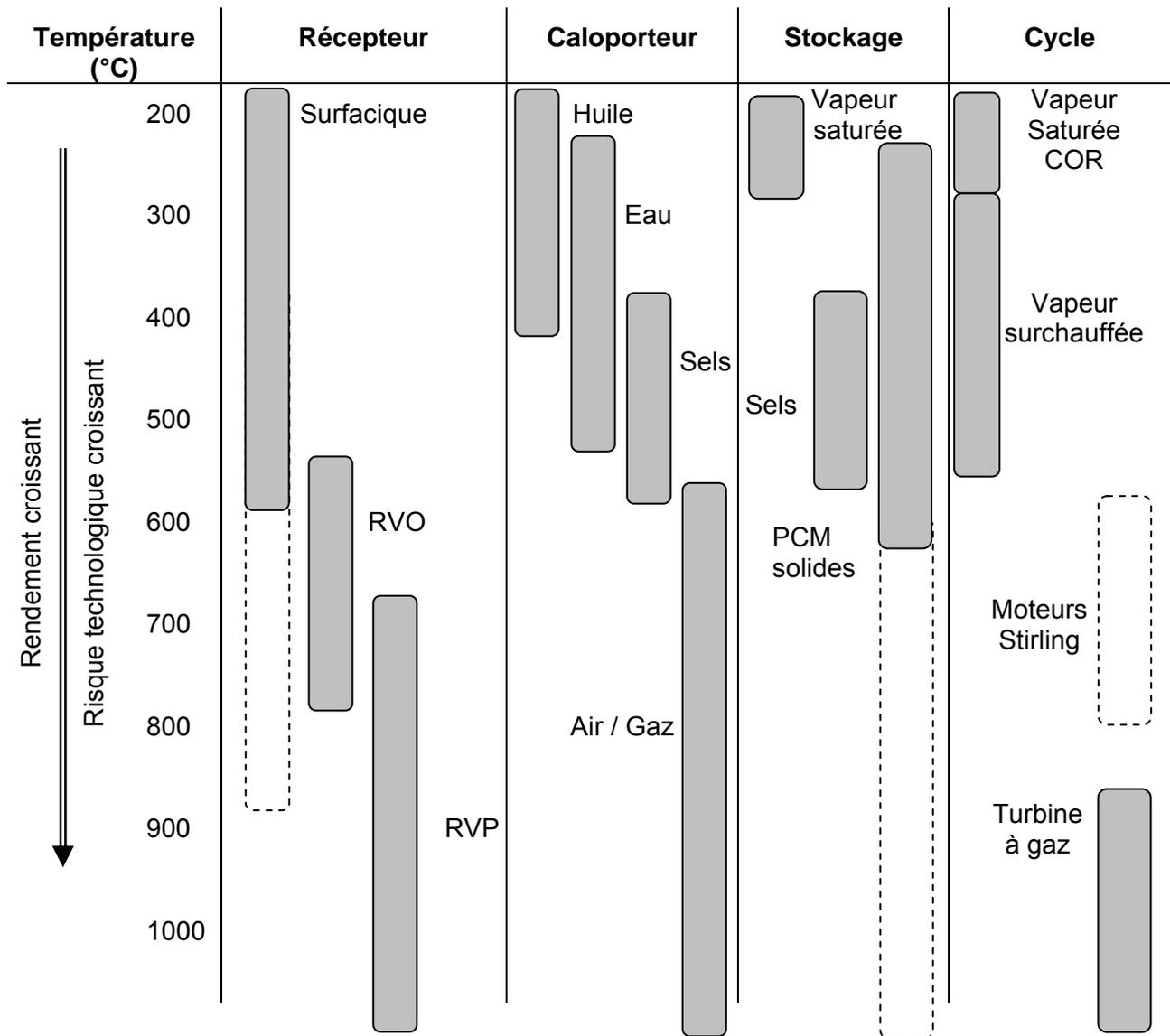


Figure 7.4. Gammes de températures accessibles pour différentes technologies de récepteur, fluide caloporteur, stockage thermique et GTA.

Observons par exemple les technologies disponibles pour une installation dont la température en sortie est de 750 °C, comme c'est le cas pour PEGASE à THEMIS. Si le choix de la technologie de récepteur reste ouvert, seul l'air ou éventuellement un autre gaz (hydrogène, hélium, CO<sub>2</sub>, ...) peut faire office de fluide caloporteur à cette température, un récepteur central est nécessaire et aucun moyen de stockage restituant de l'air à 750 °C n'a encore été testé. Aucun moteur Stirling de forte puissance n'étant disponible actuellement, il ne reste donc que deux solutions CRS pour utiliser l'énergie thermique captée :

- Soit par l'intermédiaire d'un échangeur (et d'un stockage éventuel) capable de la délivrer à un cycle à vapeur haute température. Dans ce cas l'air n'est pas nécessairement sous pression, un RVO est donc envisageable, c'est l'option Phoebus.
- Soit la transmettre directement à un cycle de Brayton (turbine à gaz), avec un appoint fossile pour atteindre une température suffisante. Dans ce cas l'air doit être

pressurisé, un récepteur surfacique ou un RVP seront donc utilisés, c'est l'option HSGT de PEGASE et SOLGATE.

Ainsi, le choix de la température de travail permet de réduire considérablement le nombre d'options disponibles pour la conception de l'installation. Ce tableau ne correspond qu'à une image des technologies disponibles en 2007. Certaines options devraient voir leur plage d'application étendues à de plus hautes températures (le stockage par MCP, les récepteurs centraux et linéaires...) et d'autres options apparaîtront certainement (stockage par voir chimique...).

Si la température du cycle oriente fortement la conception de la centrale, d'autres contraintes technologiques précisent encore plus la définition de la centrale. Premièrement les choix des technologies de récepteur, caloporteur, stockage et cycle sont fortement interdépendants. Par exemple dans le cas d'un CRS le caloporteur influence d'une part les dimensions du récepteur et les éventuelles stratégies de pointage en déterminant la densité de flux incident acceptable, et d'autre part la configuration du stockage en fixant les coefficients d'échange. Deuxièmement ces choix dépendent des paramètres liés à l'environnement de l'installation. En effet par exemple si la centrale est prévue pour un facteur de capacité élevé avec un appoint fossile limité, la capacité du stockage devra être importante, ce qui éliminera de facto la possibilité d'un stockage de vapeur.

Les tableaux ci-après regroupent les options technologiques possibles et les contraintes associées : dans le Tableau 7.2 sont recensées les options de captage de l'énergie pour une centrale à tour, dans le Tableau 7.3 les options de captage de l'énergie pour une centrale à capteurs linéaires, et dans le Tableau 7.4 figurent les options d'utilisation de l'énergie pour les deux filières. Ces tableaux récapitulent les principales possibilités déjà testées, mais d'autres voies non mentionnées restent certainement à explorer.

Paramètre	Catégorie	Technologie	Restrictions associées
1. Quel concentrateur ?	Héliostats - Tour	Champ nord Champ périphérique Tour réfléchissante	Latitude élevée Latitude faible Tous types de champs
2. Quelle ouverture de récepteur ?	Cylindrique externe	Simple Multiple	Champ périphérique
	Plane		Champ nord Tous types de champs
3. Quel fluide caloporteur ?	Cavité	Simple Multiple	Champ nord Tous types de champs
	Liquide	Sels fondus Sodium	Point de solidification élevé, décomposition vers 600 °C Inflammable
	Diphasique Gaz	Eau / Vapeur Air	Gradients de température sévères, exploitation délicate /
4. Quel type d'absorbeur ?	Surfacique Volumétrique	Tubulaire, à plaques, à caloduc	Flux acceptable inférieur à 1 MW/m <sup>2</sup>
		Ouvert	Caloporteur gaz, aspiration d'air frais
		Pressurisé	Caloporteur gaz

**Tableau 7.2. Options de conception et contraintes associées pour le captage de l'énergie dans une installation à tour.**

Paramètre	Catégorie	Technologie	Restrictions associées
1. Quel concentrateur ?	Linéaire	Cylindro-parabolique Fresnel	/ Moins cher, mais moins efficaces et moins matures
2. Quelle ouverture de récepteur ?	Cylindrique		Fortes pertes thermiques
3. Quel fluide caloporteur ?	Liquide	Sels fondus Sodium Huile	Point de solidification élevé, décomposition vers 600 °C Inflammable Décomposition vers 400 °C
	Diphasique	Eau / Vapeur	Gradients de température sévères, exploitation délicate
4. Quel type d'absorbeur ?	Surfacique	Tube sous vide	

**Tableau 7.3. Options de conception et contraintes associées pour le captage de l'énergie dans une installation à capteurs linéaires.**

Paramètre	Catégorie	Technologie	Restrictions associées
5. Quel matériau de stockage ?	Solide	Béton, Céramique	Dégradation de la température en sortie de stockage
	Diphasique	MCP Eau-Vapeur	Faible conductivité thermique, matériaux non testés pour les HT Faible capacité
6. Quelle architecture de stockage ? (voir tableau 2.9)	Liquide	Sels	2 bacs nécessaires
	Découplée		Fluide de stockage = fluide caloporteur (sels, vapeur)
	Parallèle		Fluide de stockage ≠ fluide caloporteur
	Série		Chaleur sensible dans matériaux solides ou chaleur latente dans MCP
7. Quel cycle thermodynamique ?	Intégrée	Simple	Dans matériaux solides ou diphasiques
		Récupérée	Source chaude > 900 °C, hybridation obligatoire Source chaude > 900 °C, sortie de récupérateur à 550 °C, hybridation obligatoire
	Turbine à gaz	Rankine	Source chaude entre 250 et 310 °C
		Hirn	Source chaude proche de 550 °C
	Cycle combiné	Hirn à Resurchauffe	Source chaude proche de 550 °C, circuits complexes Hybridation obligatoire

Tableau 7.4. Options de conception et contraintes associées pour l'utilisation de l'énergie dans une centrale solaire.

c. Enfin le choix d'une **stratégie de conduite** de la centrale influe aussi sur ses performances. Si la courbe de charge n'est pas fixée, l'exploitant peut choisir quand produire l'électricité et à quelle charge. Suivant le type de demande en électricité (défini par les réponses aux questions du paragraphe 7.2.1.b), le concepteur de l'installation se retrouve dans un des 6 cas du Tableau 7.5, avec différents degrés de liberté (ddl) ou variables à optimiser :

Puissance de l'installation	Demande annuelle		
	Charge imposée en fonction de l'heure	Production totale imposé	Libre
Fixée	Courbe de charge <b>0 ddl</b>	FC imposé <b>1 ddl</b> (quand produire ?)	<b>2 ddl</b> (quand et combien produire ?)
Optimale (contrainte d'investissement ou de terrain)	<b>1 ddl</b> (quelle puissance ?)	<b>2 ddl</b> (quelle puissance ? quand produire ?)	<b>3 ddl</b> (quelle puissance ? quand et combien produire ?)

**Tableau 7.5. Types de demande en électricité**

Ainsi le type de demande en électricité laisse au concepteur plus ou moins de degrés de libertés qui constituent des paramètres à optimiser : si la courbe de charge est connue la stratégie de conduite de la centrale est considérée comme une donnée d'entrée sur laquelle il n'a aucun pouvoir d'optimisation alors qu'à l'inverse si la capacité installée, la production annuelle et horaire sont libres, les trois valeurs puissance nominale, facteur de capacité et courbe de charge deviennent des paramètres à optimiser pour le concepteur. Le choix de la réponse à ces questions dépend essentiellement de l'environnement économique de l'installation. Ainsi les réponses ne seront pas les mêmes suivant le degré d'acceptation de l'hybridation, le tarif d'achat proposé, la variation de la valeur de l'électricité en fonction de la période... et sont donc fortement liées au contexte politique du projet.

Remarquons qu'une consigne de production indexée à un seuil de flux ne paraît pas pertinente dans le cas d'une installation avec un gros stockage, mais elle peut servir à maximiser la fraction solaire dans le cas d'une centrale hybride. Par ailleurs en pratique dans les régions chaudes les pointes de demande en électricité coïncident avec les pics d'ensoleillement : pour une application en production centralisée ils correspondent tous deux à une forte consommation d'air conditionné, et pour une application décentralisée (alimentation d'un hôpital, d'un centre commercial,...) ils concordent avec un pic d'activité. Ces deux données d'entrée du système sont donc souvent interdépendantes.

En outre la question de la conduite d'une centrale solaire ne se résume pas au choix de critères d'arrêts et démarrages du GTA. En effet les charges et décharges du stockage peuvent être gérées de différentes manières pour assurer par exemple un taux de charge minimum ou une meilleure prévision de la production électrique. Enfin dans le cas de CRS le pointage peut être adapté pour respecter une limite de flux incident sur le récepteur tout en garantissant le rendement de l'absorbeur. Remarquons que ces stratégies de conduite dépendent et influent sur les choix technologiques précités.

La plupart de ces paramètres n'étant pas continus (et s'ils ne sont pas déjà fixés dans le cahier des charges du projet), un optimum peut être déterminé en minimisant le LEC (fonction objectif) soit par essais-erreurs, soit au moyen d'algorithmes complexes incluant un

sous-programme capable d'optimiser le captage et l'utilisation de l'énergie pour chacune des configurations testées. Les considérations abordées dans ce paragraphe peuvent servir de repère pour définir les ordres de grandeurs des variables à optimiser et limiter le nombre de cas à étudier. Dans le paragraphe suivant, nous supposerons que les paramètres ci-dessus sont tous fixés, et nous essaierons de détailler une méthodologie de dimensionnement des composants et sous-systèmes d'une centrale solaire.

### 7.2.3 Dimensionnement de l'installation

Les paramètres déterminés dans le paragraphe précédent ne suffisent pas à définir complètement une centrale solaire. Au contraire, de nombreuses variables restent à optimiser, parmi elles, citons :

- le multiple solaire, qui est le rapport entre les puissances thermiques nominales du récepteur et de la turbine,
- le dimensionnement du champ solaire,
- le dimensionnement du stockage.

Pour des centrales PT, le dimensionnement d'un module élémentaire du **champ solaire** est réalisée par le constructeur. Il ne reste plus au concepteur de l'installation qu'à ajouter le nombre de modules élémentaires pour la puissance thermique solaire nominale, puis à choisir un nombre de modules par rangée minimisant les pertes de charge et fournissant la température demandée en sortie de champ. En revanche, le dimensionnement du sous-système de captage du rayonnement solaire des CRS est libre et doit être optimisé. Cette optimisation est l'objet principal des logiciels de type OPT, elle dépend du point de dimensionnement retenu, de paramètres technologiques (type de collecteur, de récepteur et de fluide caloporteur) et de variables techniques intermédiaires (flux maximum acceptable et puissance thermique nominale du récepteur).

Le dimensionnement du **stockage** dépend en premier lieu de la stratégie d'utilisation de l'énergie, mais aussi du type de stockage mis en œuvre, dont le coût est très variable. Ainsi à demande et production thermique égales, la capacité optimale du stockage sera bien plus conséquente pour des bacs de sels fondus, peu chers, que pour un ballon de vapeur, très volumineux. Contrairement aux autres logiciels OPT, DELSOL est capable d'optimiser une taille de stockage.

Le **multiple solaire** n'est en général pas optimisé par les logiciels OPT, à charge du concepteur de le faire varier à capacité de stockage fixée. Il est important que le concepteur ait une idée intuitive des quelques tendances suivantes (Tableau 7.6, dont les valeurs restent purement indicatives).

Production « au fil du soleil » ou FC faible	Production « à heures imposées » ou FC élevé
Multiple solaire faible ( $MS < 1,5$ )	Multiple solaire élevée ( $MS > 1,5$ )
Capacité de stockage faible (<3 heures)	Capacité de stockage élevée (>3 heures)

Tableau 7.6. Influence de la demande en électricité sur le multiple solaire et la capacité du stockage

### **7.3 Quels outils pour quels résultats ?**

La Figure 7.5 récapitule ce qui pourrait être une démarche de conception d'une centrale solaire optimisée. Les données de départ sont liées à l'environnement de l'installation, qui peuvent être entièrement fixées ou constituer des paramètres à optimiser. Dans ce dernier cas le concepteur sera contraint d'effectuer plusieurs itérations pour figer ces degrés de liberté, puisqu'à notre connaissance il n'existe pas d'outil permettant de rechercher automatiquement une courbe de charge optimisant les performances d'une installation CSP. A partir de ces paramètres (étage 1), le concepteur choisit un point de dimensionnement (heure du jour, jour de l'année, DNI nominal, puissance nominale), des choix technologiques, et une stratégie d'exploitation (charge imposée, gestion du stockage et du pointage) qui définissent le système (étage 2). Comme nous l'avons déjà évoqué, tous ces choix sont fortement interdépendants. Puis une fois cette définition fixée, des variables techniques peuvent être déterminées directement ou optimisées à l'aide de logiciels spécifiques (étage 3), et les coûts d'investissement peuvent en être déduits. Notons que toute optimisation de centrale solaire nécessite l'estimation des performances annuelles de l'installation, qui dépendent non seulement de facteurs techniques mais aussi économiques, liés aux investissements (coûts fixes) et à la production de la centrale (coûts variables). Les coûts fixes dépendent eux même de variables techniques et de choix technologiques, mais aussi des hypothèses de production de masse des composants et de facteurs d'échelle.

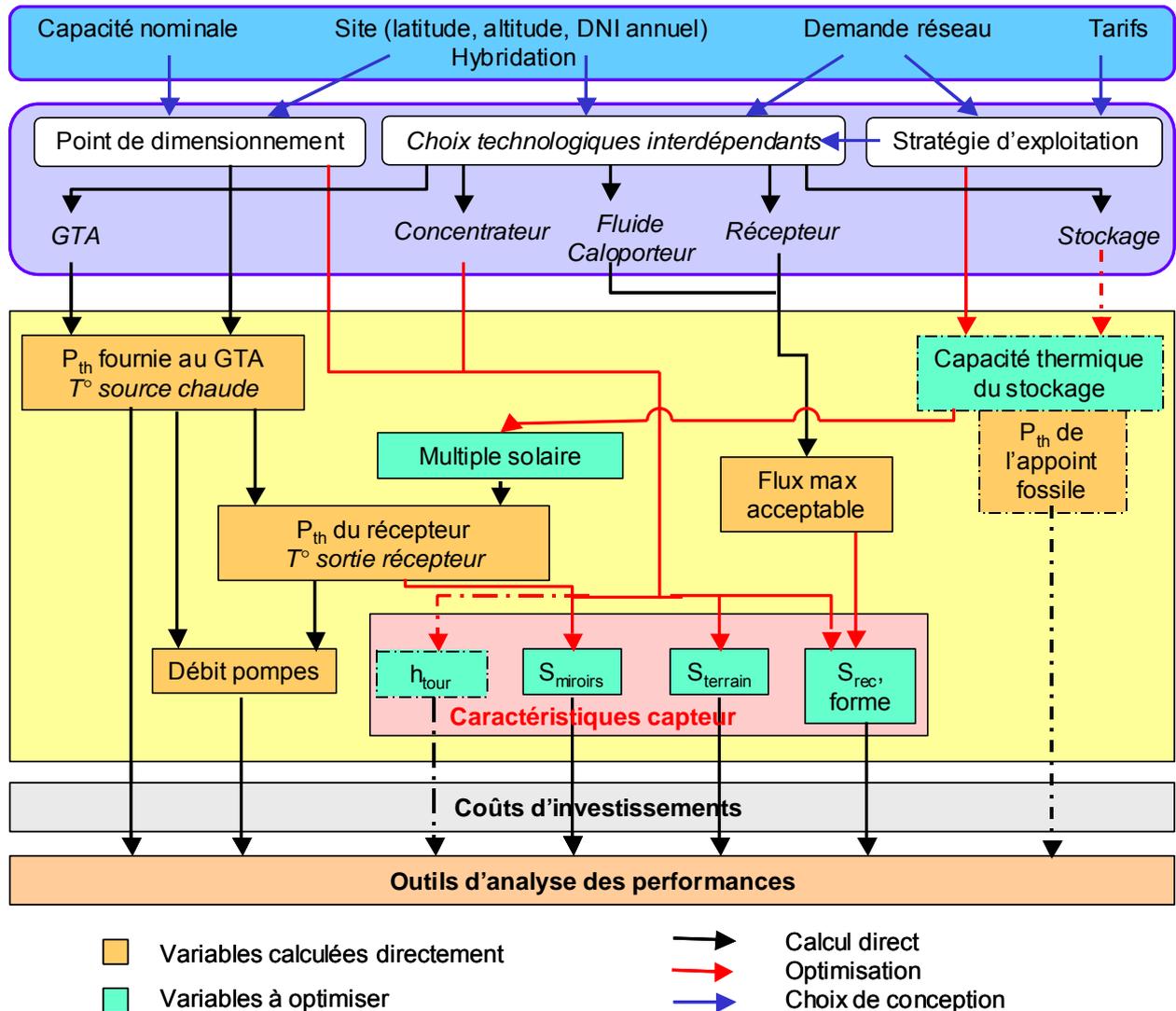


Figure 7.5. Méthodologie de conception et d'optimisation de centrales solaires

En plus des variables et des coûts mentionnés dans la Figure 7.5, il est important de prendre en compte des paramètres liés à l'exploitation de la centrale au niveau de la conception et de l'optimisation des composants ou des sous-systèmes. Citons par exemple :

- le détail des coûts d'O&M (coûts de personnel, consommation d'eau, remplacement de matériel, ...),
- le détail des questions de conduite propres à chaque composant ou sous-système,
- la disponibilité et la fiabilité de l'installation (pertes causées par de mauvaises conditions météorologiques, taux d'échec au démarrage, ...),
- le facteur humain dans la conduite de la centrale (erreurs, retards, habitudes, apprentissage, ...).

Nous distinguerons par la suite deux types de logiciels utiles à la conception de projets de centrales solaires :

- les logiciels d'optimisation (OPT) étudiés au chapitre 4,
- les logiciels d'analyse technico-économiques (ATE) décrits au chapitre 6, couplés à un modèle économique et financier si nécessaire.

Pour un choix raisonné de logiciels parmi ces deux catégories, on se reportera aux chapitres concernés.

Le logiciel idéal de conception de centrales solaires serait donc capable de réaliser le processus complet de la Figure 7.5 pour n'importe quel type de centrale solaire. Cependant les codes OPT actuels, réservés aux centrales à tour, n'estiment bien souvent la production annuelle que de manière grossière. Ainsi il est conseillé de toujours utiliser un outil de type ATE pour vérifier la pertinence de ses choix. Ainsi Falcone [1] conseille d'utiliser DELSOL pour concevoir une CRS et prévoir les coûts d'investissement puis SOLERGY pour estimer sa production annuelle. Comme les logiciels ATE n'intègrent pas d'algorithmes d'optimisation, de multiples itérations par essai-erreur sont en général nécessaires avant de trouver la configuration optimale. Selon le type d'installation envisagée, nous proposons les stratégies exposées dans la Figure 7.6, nécessitant invariablement l'utilisation d'un logiciel ATE, éventuellement doublé d'un logiciel OPT pour optimiser le dimensionnement de la partie captage de l'énergie d'une centrale à tour en maximisant le critère production d'énergie thermique / coût. L'option IPH (Chaleur pour Procédé Industriel) de certains logiciels OPT permet d'optimiser sur un critère économique ou énergétique la production de chaleur en sortie de récepteur solaire. Elle est utile quand OPT n'est pas capable de représenter le cycle thermodynamique d'une centrale solaire. Cette méthodologie aboutit à la conception d'une centrale solaire thermodynamique entièrement optimisée, sauf dans le cas de capteurs cylindro-paraboliques où l'optimisation de la géométrie du capteur est réalisée au préalable par le fabricant.

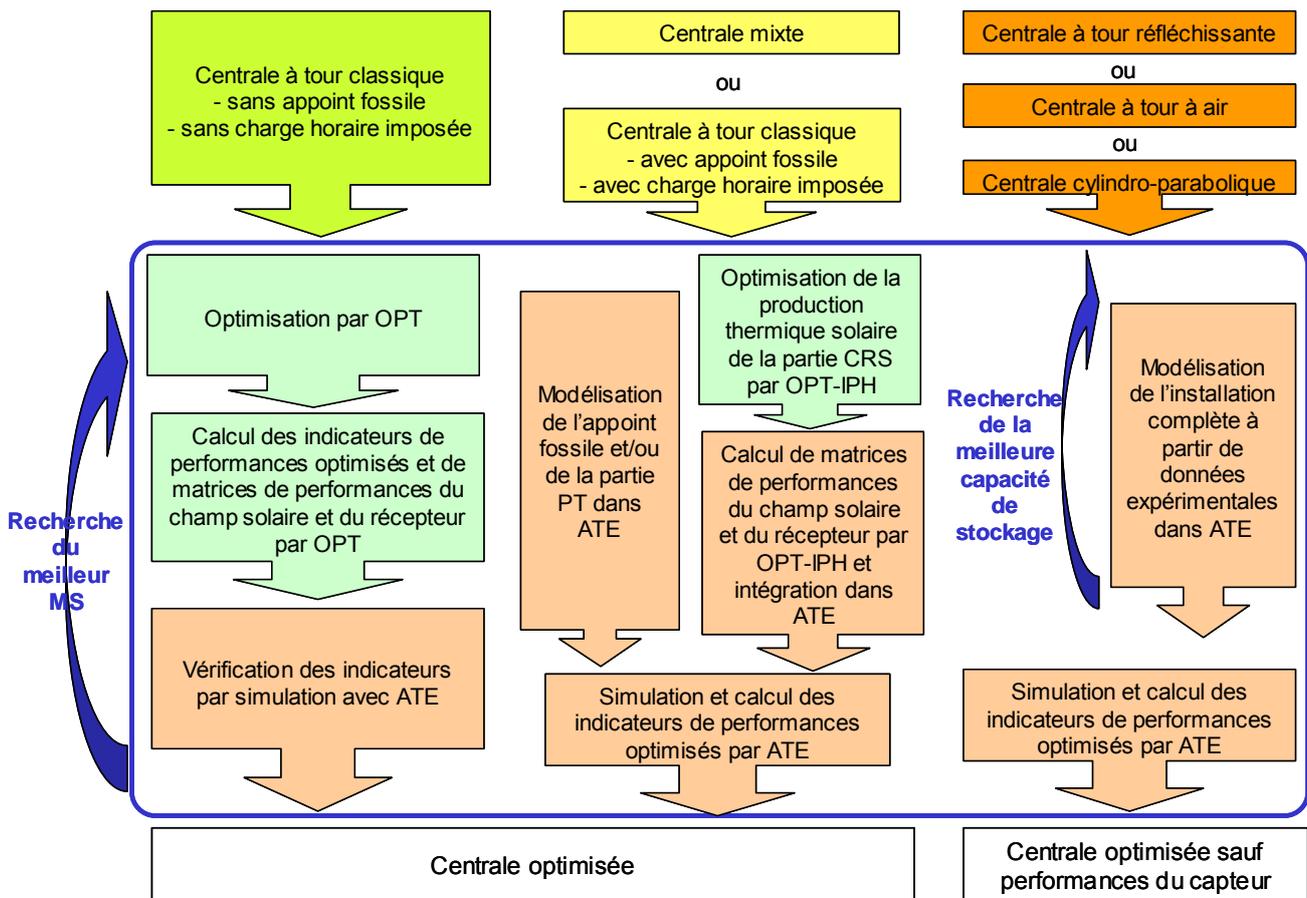


Figure 7.6. Utilisation de logiciels pour la conception de centrales solaires

Dans tous les cas il revient à l'utilisateur de définir des ordres de grandeur cohérents pour chaque variable. Il peut être aidé en cela par les courbes expérimentales proposées par Falcone [1]. Enfin il faut garder à l'esprit la sensibilité de la production aux fluctuations de la ressource solaire : malgré les systèmes de stockage et d'hybridation, les centrales solaires fonctionnent la plupart du temps en régimes transitoires.

Dans ce chapitre nous avons vu comment rationaliser la conception d'une centrale solaire, en proposant une méthodologie et des outils adaptés. Les options sur les composants (héliostats, récepteur) doivent être évaluées sur le ratio coût/performance de l'installation complète, au régime nominal et en moyenne annuelle. Cependant des facteurs qualitatifs (stratégie de conduite, risque technologique) sont importants et influencent le processus de sélection. La discussion de ces facteurs ne fait pas l'objet de ce chapitre, néanmoins les porteurs du projet doivent y être sensibilisés.

### **Références bibliographiques**

- [1] P.K. Falcone, A handbook for solar central receiver design, Sandia Report SAND86-8009, (1986).
- [2] S.A. Farghal, M.A. Tantawy, A.E. El-Alfy, Optimum design of stand alone solar thermal power system with reliability constraint, IEEE Transactions on Energy Conversion, (1987) 215-221.
- [3] D. Kearney, P. Svoboda, P. Nava, Impact of design choices and site influences on solar thermal electric plant economics and performance, J. Sol. Energy Eng., (1997) 389-396.
- [4] W.M. Bohon, S.L. Levy, An optimization procedure for solar thermal electric power plant design, In *Sun II International Solar Energy Society Silver Jubilee Congress*, Atlanta, Georgia, (1979) 1229-1232.
- [5] J.G. Broze, S. Ranade, H.W. Prengle, An approximate model for sizing and costing a solar thermal collector - central receiver system, Solar Energy, 34, (1985) 341-350.

## Conclusions générales et perspectives

Les objectifs principaux de cette thèse étaient les suivants :

- **Evaluer les coûts et les performances des centrales solaires thermodynamiques,**
- **Adapter et valider des outils logiciels par rapport à des cas réels,**
- **Mettre au point une démarche de conception des systèmes CSP.**

Ce travail présentait un double intérêt.

Premièrement les performances technico-économiques actuelles et potentielles des centrales solaires à concentration de grande capacité ont été analysées, en mettant l'accent sur deux technologies préfigurant les installations de troisième génération : les centrales à tour hybrides solaire – turbine à gaz (HSGT, bénéficiant des rendements très élevés des cycles à gaz et d'un coût faible de l'électricité produite) et les centrales mixtes avec génération directe de vapeur où l'eau est préchauffée puis évaporée dans un champ de capteurs cylindro-paraboliques avant d'être surchauffée au sommet d'une tour. Les principaux indicateurs de performances obtenus sont les rendements des divers composants et systèmes, et le coût de l'électricité produite (LEC).

Deuxièmement l'installation expérimentale PEGASE envisagée au sommet de la tour de l'ancienne centrale THEMIS (système HSGT) a constitué un cas d'application pertinent pour une analyse détaillée des performances énergétiques et exergétiques des sous-systèmes concentrateur et récepteur. Outre un état de l'art complet des systèmes de production d'électricité par voie solaire thermodynamique, les résultats de ce travail se traduisent par la création ou l'adaptation d'outils logiciels permettant de modéliser la chaîne de conversion de l'énergie solaire en électricité et capables d'évaluer les performances et les coûts (investissements, production de l'électricité) de projets de centrales solaires :

### RESSOURCE SOLAIRE

L'utilisation de données météorologiques fiables et compatibles est indispensable à l'évaluation des performances de systèmes électrosolaires. Un programme MATLAB de traitement des données brutes issues de la station actinométrique du Four Solaire d'Odeillo a été développé, nous permettant de disposer de données très complètes issues de mesures locales. Par ailleurs pour plusieurs sites potentiellement intéressants pour des applications solaires à concentration, des séries de données climatologiques ont été constituées grâce à des données issues d'un réseau international de stations météorologiques (BSRN) ou du logiciel METEONORM. Ce travail a permis d'appréhender l'intérêt de disposer des mesures locales avec un pas de temps maximal d'une heure et sur de longues durées. Ainsi des campagnes de mesures actinométriques doivent selon nous être démarrées dès la phase de pré-projet, idéalement sur plusieurs sites candidats.

### CALCUL DU FLUX CONCENTRE

Devant la nécessité de disposer de codes adaptés pour la modélisation de la concentration du flux solaire à travers un sous-système optique champ d'héliostats - tour, un tour d'horizon des logiciels utilisés dans le monde a été réalisé, détaillant leurs caractéristiques, forces et faiblesses, et la pertinence de leur emploi suivant les objectifs recherchés. Cette étude a permis de distinguer deux catégories de codes de calcul de flux appliqués aux CRS, les logiciels *OPT* d'optimisation de projets de centrales solaires et les logiciels *PERF* d'analyse détaillée des performances du concentrateur. Puis deux codes ont été testés pour la

simulation du sous-système champ solaire-tour de PEGASE : WINDELSOL (type *OPT*), adaptation du logiciel américain DELSOL3 sous environnement Windows, et le programme par lanciers de rayons SOLTRACE (type *PERF*). Ce dernier s'est révélé être un outil puissant d'analyse des performances optiques d'une centrale solaire à concentration, adapté à tous types de récepteurs et d'optiques secondaires. Grâce à son interface géométrique détaillée, SOLTRACE représente fidèlement le sous-système champ-tour. On en déduit aussi bien des matrices d'efficacité en fonction de la position du soleil dans le ciel que des cartes de flux instantanées sur les parois d'une cavité réceptrice. Dans le cas de PEGASE, plusieurs géométries de cavité ont été envisagées. La distribution des flux à l'entrée et sur les parois permet d'orienter la conception du récepteur expérimental. Toutefois les simulations présentées dans ce document reposent sur le niveau de performances des héliostats (erreurs de pointage, de courbure, de réglage, et réflectivité) mesuré lors de l'expérience THEMIS dans les années 1980. Il est donc nécessaire de procéder à la validation de ces performances (parfois appelées signature d'un héliostat) dès que la rénovation du champ solaire de PEGASE à THEMIS – aujourd'hui en cours – sera terminée. Ainsi les simulations SOLTRACE pourront être rapidement relancées en ajustant ces paramètres héliostat par héliostat, puis confrontées aux mesures expérimentales du flux concentré par le champ complet.

## RECEPTEUR

Un modèle détaillé de récepteur surfacique à cavité (RECSOL), conforme aux spécifications de PEGASE à THEMIS, a été développé dans l'environnement MATLAB. Il est interfacé avec SOLTRACE pour pouvoir intégrer des cartes de flux sur un élément quelconque du récepteur (absorbeur, paroi isolante ou réfléchissante). Des études paramétriques permettent de choisir une configuration maximisant la puissance récupérable et d'estimer l'inertie du composant. Une étude préliminaire de dimensionnement de la cavité réceptrice de PEGASE à THEMIS a été proposée. L'algorithme adopté, très flexible et adaptable à une large gamme de récepteurs, calcule les gammes de températures, les pertes et les puissances transitant dans le récepteur, utiles à la conception de détail de ce composant. Si RECSOL permet d'imaginer une multitude de solutions séduisantes pour remplir les spécifications de PEGASE à THEMIS tout en limitant la température de paroi, il n'augure en rien de leur faisabilité technologique. En effet à ces niveaux de flux, de températures, et de pression, la notion de robustesse est primordiale : de nombreux concepts de géométrie de cavité et d'absorbeur, de distribution du flux d'air ou encore d'assemblage de modules élémentaires seront certainement écartés par les fabricants et premiers expérimentateurs des maquettes de récepteur prévues dans le projet PEGASE.

## EVALUATION DES PERFORMANCES TECHNICO-ECONOMIQUES DES CENTRALES SOLAIRES

De même que pour les codes de calcul du flux solaire concentré, une étude comparative des outils logiciels d'analyse des performances technico-économiques (*ATE*) des centrales solaires CRS et PT a été effectuée, pour distinguer leurs caractéristiques et cibler leurs utilisateurs potentiels. Deux d'entre eux, ECOSTAR et TRNSYS, ont fait l'objet d'adaptations et de développements complémentaires afin de simuler les performances énergétiques du système PEGASE à THEMIS. Les feuilles de calcul du programme ECOSTAR ont été profondément modifiées pour l'étude des installations HSGT et mixtes, et rebaptisées PROSOL.

Le modèle développé lors du programme européen ECOSTAR permet d'analyser les performances et d'estimer le coût de l'électricité des principales technologies : centrales cylindro-paraboliques à huile ou à génération directe de vapeur, systèmes champ-tour à sels fondus, à vapeur, à air atmosphérique, ou HSGT et modules parabole-moteur. Les composants sont décrits dans des tableurs par leur efficacité de transfert ou de conversion

de puissance issue de résultats expérimentaux (récepteurs) ou de modèles (concentrateurs). Les coûts d'investissement et d'exploitation sont estimés à partir de coûts spécifiques actuels pour des systèmes pilotes installés dans les principaux centres de recherche mondiaux. Ce modèle a été adapté à la simulation de la boucle PEGASE et de centrales mixtes, dans le but d'évaluer la production potentielle de l'installation en fonction de différents modes d'exploitation, ou sous d'autres climats. D'autres logiciels publics incluant une analyse économique, tels WINDELSOL (optimisation de projets commerciaux de centrales à tour) et GREENIUS (analyse économique de projets de centrales cylindro-paraboliques ou paraboles-Stirling), d'usage fréquent dans les centres de recherche du domaine mais inadaptés à la simulation de PEGASE, ont également été testés.

Afin de maîtriser les paramètres physiques liés aux fluides circulant, et de viser ainsi une évaluation plus modulaire et plus précise des performances annuelles, nous avons simulé le fonctionnement de PEGASE à l'aide du logiciel TRNSYS avec la bibliothèque de modules solaires thermodynamiques STEC. La comparaison des indicateurs techniques obtenus avec la simulation par le modèle ECOSTAR s'est révélée satisfaisante. Les perspectives d'améliorations de ces outils portent essentiellement sur la prise en compte des régimes partiels (que se passe-t-il par exemple si la charge imposée n'atteint que 30% de la capacité nominale de l'installation ?) ou transitoires (quelles sont les performances de la centrale en période d'arrêt, de démarrage, ou de passage nuageux ? et comment gérer ces transitoires ?). L'exploitation du pilote expérimental PEGASE, prévue de 2010 à 2013, permettra de valider les prévisions des modèles énergétiques. Alors seulement pourront être engagées des études économiques et prospectives sur le développement de la technologie HSGT, qui dépendent non seulement de la précision de l'estimation des performances techniques mais aussi de la qualité des données de coûts.

Par ailleurs une méthode d'analyse des performances exergetiques de systèmes pour la production d'électricité par voie solaire concentrée a été mise au point et appliquée à des composants (récepteur solaire de PEGASE à THEMIS) et à des systèmes (installation PEGASE, centrales mixtes cylindro-paraboliques / tour). Cette étude a permis d'introduire la notion de *capteur solaire idéal*, capable de délivrer une puissance thermique à la température d'équilibre d'un corps noir isolé placé sous un flux solaire de même densité. Ce concept mène à la définition d'un rendement exergetique des capteurs solaires thermodynamiques indépendant du niveau de concentration, dont le dénominateur correspond au flux exergetique délivré par ce capteur idéal.

## CONCEPTION OPTIMISEE DES CENTRALES SOLAIRES

Enfin une démarche systématique de conception optimisée d'une centrale solaire commerciale est proposée, et les logiciels impliqués sont identifiés afin d'aider les développeurs à prendre en compte les aspects spécifiques aux centrales solaires, qui selon moi ne pourront jamais être considérées comme des installations standardisées conçues en série. Cette méthodologie part de l'environnement du projet de centrale jusqu'au dimensionnement de ses composants, en passant par les choix technologiques du concepteur et les stratégies de conduite de l'exploitant. Elle est très différente de celle suivie pour la conception et le dimensionnement d'un pilote expérimental, pour lequel bien souvent des composants ou sous-système existants doivent être intégrés (champ d'héliostats, tour, GTA,...). Par exemple dans le cas de PEGASE à THEMIS, la démarche suivie est un peu contre nature par la force des choses : au lieu d'adapter le concentrateur et le récepteur aux spécifications du GTA, le récepteur doit ici être conçu en fonction du champ solaire et du GTA. Par ailleurs un modèle de récepteur fin de type RECSOL n'a de sens qu'un fois fixées les propriétés du concentrateur. Dans un projet industriel de centrale solaire à tour, la configuration du capteur (concentrateur et récepteur) serait premièrement optimisée par un logiciel *OPT*, puis les performances du concentrateur seraient étudiées en détail par un

logiciel PERF dont les résultats seraient utilisés en données d'entrée avec un outil de type RECSOL.

Ce travail de thèse a donc constitué l'occasion d'utiliser, d'adapter et de concevoir de nombreux outils logiciels de simulation des performances des centrales solaires thermodynamiques. Le tableau 8.1, volontairement synthétique, regroupe et classe ces logiciels désormais disponibles au laboratoire PROMES dans le but de proposer aux personnes désirant s'investir dans l'étude des centrales solaires une vision synoptique de ce qu'elles peuvent attendre de tel ou tel outil. La colonne *outils complémentaires* recense les programmes de pré-traitement des données et de post-traitement des résultats développés au cours de cette thèse. Les deux dernières colonnes du tableau spécifient les cas d'application abordés dans ce document.

Outre les logiciels cités dans le tableau 8.1, des outils publics d'analyse des performances techniques et/ou économiques (investissement, LEC, TR, VAN, délai de récupération,...) et environnementales tels que GREENIUS, SAM, SOLELE, et SOLERGY ont été testés au laboratoire. Une prochaine étape dans la prise en main de ces outils ATE est leur comparaison effective sur un cas de référence commun (probablement une centrale PT à caloporteur huile).

Tous les logiciels présentés ici, logiciels et macros complémentaires, sont disponibles pour les laboratoires et entreprises intéressés, sauf ECOSTAR dont les feuilles de calcul ne sont pas diffusables. Des versions de démonstration de GREENIUS, SAM et THERMOPTIM sont même téléchargeables gratuitement sur Internet. Les programmes RECSOL et MT ODEILLO ont été développés en environnement MATLAB au laboratoire PROMES-CNRS. MT ODEILLO est spécifique au traitement des données brutes issues de la station météorologique d'Odeillo, il ne présente donc pas d'intérêt hors du laboratoire.

	Catégories	Logiciels	Résultats	Outils complémentaires	Cas traités	
					PEGASE à THEMIS	Mixte PT-CRS
<b>Sous-systèmes et composants</b>	<b>Calcul du flux solaire concentré</b>	SOLTRACE	Matrices d'efficacité du champ solaire	Macro Autolt pour lancer et de sauvegarder plusieurs calculs sans intervention de l'utilisateur	√	
			Cartes de flux sur le récepteur solaire		√	
		WINDELSOL	Matrices d'efficacité du champ solaire		√	
	<b>Récepteurs solaires</b>	<b>RECSOL (MATLAB)</b>	Performances d'un récepteur surfacique à cavité	Interface avec SOLTRACE Macros Excel de mise en forme des résultats	√	
	<b>GTA</b>	THERMOPTIM	Caractéristiques thermodynamiques de cycles de production d'électricité		√	√
<b>Systèmes globaux</b>	<b>Analyse des performances énergétiques</b>	TRNSYS	Etude des performances dynamiques de centrales solaires (base 5 minutes)	Macros Excel de mise en forme des résultats	√	
			Etude des performances annuelles de centrales solaires (base 1 h)		√	
		<b>ECOSTAR / PROSOL</b>	Etude des performances annuelles de 7 types de centrales solaires (base 1 h)	Feuille de calcul sur les centrales mixtes PT-CRS	√	√
	<b>Analyse technico-économique</b>	<b>ECOSTAR / PROSOL</b>	Calcul du coût d'investissement, du LEC et de la quantité de CO2 évité de 7 types de centrales solaires	Feuille de calcul sur les centrales mixtes PT-CRS		√
	<b>Optimisation</b>	WINDELSOL	Optimisation de l'implantation du champ solaire, de la hauteur de tour, de la géométrie du récepteur, et de la taille du stockage sur critères énergétiques			
THERMOPTIM		Optimisation des performances d'un cycle thermodynamique				
<b>Traitement des données météorologiques</b>		<b>MT ODEILLO (MATLAB)</b>	Traitement des données de la station actinométrie d'Odeillo (base 1 h ou 5 min)	Macros Excel de mise en forme des résultats	années 2001 à 2005	
		METEONORM	Bases de données annuelles de DNI (base 1 h)	Macros Excel de mise en forme des résultats	nombreux sites du pourtour méditerranéen	

Tableau 8.1. Logiciels disponibles au laboratoire PROMES, testés et/ou développés au cours de cette thèse (en gras les logiciels entièrement écrits en interne)

## **Annexe A – Installations solaires thermodynamiques existantes ou en projet dans le monde**

L'objectif de cette annexe est de dresser un panorama aussi complet que possible des installations solaires thermodynamiques de grande puissance (cylindro-paraboliques, à récepteur central et hybride). Le dynamisme de la recherche et de l'industrie du secteur font que ce tableau nécessiterait une réactualisation quasiment journalière.

Le Tableau A.1 permet d'avoir un aperçu de toutes les installations à capteurs cylindro-paraboliques, expérimentales ou commerciales, construites ou en projet actuellement dans le monde. On remarquera l'absence de projets commerciaux entre 1991 et 2004. Il faut ajouter à la liste le projet de centrale de démonstration à sels fondus Archimedes (12 MW<sub>e</sub>) en Italie, ainsi que le projet EuroSEGS de 15 MW<sub>e</sub> près de Pampelune (Espagne), tous deux aujourd'hui à l'arrêt, mais aussi d'autres projets en gestation en Iran, aux Emirats Arabes Unis, au Mexique, en Jordanie, en Inde, et en Israël, portant pour la plupart sur le concept ISCC. Ainsi dans le monde la capacité installée est de 354 MW<sub>e</sub> (les 9 centrales SEGS, toujours en exploitation), auxquels plus de 334 MW<sub>e</sub> en projet devraient s'ajouter dans les prochaines années.

Le Tableau A.2 regroupe quelques projets d'installations hybrides de type ISCC, pour lesquelles l'énergie solaire est considérée comme un appoint renouvelable en préchauffage du cycle à vapeur. Si la majorité des centrales exclusivement solaires à capteurs linéaires se trouve en Espagne et aux Etats-Unis, ces projets hybrides concernent des sites très différents, en Afrique, Asie, ou Océanie.

Le Tableau A.3 montre les installations champ-tour construites ou en projet, dédiées aux applications solaires thermodynamiques. Aucune réalisation commerciale n'avait été achevée jusqu'à l'an passé, mais la filière montre un net frémissement ces derniers mois, avec la construction des deux mini-tours à Empoli (HSGT avec cogénération froid-chaleur solaire, aujourd'hui arrêtée) et surtout des centrales PS10 (vapeur saturée) et Solar Tres (sels fondus) en Espagne. Parmi les installations expérimentales, il convient de préciser que les tours de Nio (Japon) et Adrano (Italie) ont été démontées. Le projet STEOR en Californie était relatif à la production de vapeur solaire par génération directe pour assister l'extraction de pétrole. En Israël la tour du WIS était construite à la fin des années 80, bien avant le projet CONSOLAR (système hybride solaire-gaz avec tour réfléchissante). Les installations dédiées à la recherche telles que CESA-1, CRTF, Thémis ou Solar One ont par la suite été réutilisées pour d'autres expériences sur le solaire à concentration (voir Tableau A.4) ou pour tout autre application (Solar One et Thémis transformés en observatoire astronomique).

Pour les deux filières, les approches des projets industriels en cours sont assez conservatrices. En effet les niveaux de température en sortie de champs cylindro-paraboliques restent inférieurs à 400 °C et la génération directe de vapeur n'est envisagée que dans de rares projets ISCC. Cependant l'augmentation de taille des centrales à tour (jusqu'à 20 MWe) représente une avancée importante pour la filière.

### **Références bibliographiques**

[1] R. Pitz-Paal, J. Dersch, B. Milow, A. Ferriere, M. Romero, F. Tellez, A. Steinfeld, U. Langnickel, E. Shpilrain, O. Popel, M. Epstein, J. Karni, ECOSTAR RoadMap Document, SES-CT-2003-502578, (2005). Disponible sur : <http://www.promes.cnrs.fr>.

[2] Site Internet SolarPACES, [www.solarpaces.org](http://www.solarpaces.org).

[3] M. Romero, R. Buck, J. E. Pacheco, An Update to Solar Central Receiver Systems, Projects and Technologies, J. Sol. Energy Eng., 124, (2002) 98-108.

Installation	Lieu	Porteurs du projet	Année de mise en service	But	T <sub>rec</sub> (°C)	S <sub>mir</sub> (m <sup>2</sup> )	HTF	Capacité nette (MWe)	Production annuelle (MWh)	Cycle	Commentaires
Vignola-COSS *	Corse (Fr)	CEA-CNRS-AFME	1980	exp	250	1176	huile	0,1	/	fréon	stockage gilotherm 1250kWhth
SSPS-DCS-ACUREX	Tabernas (Esp)	UE + USA	1981	exp	300	2 672	huile	0,5	/	Rankine	stockage santotherm 5 MWhth
SEGS I	Daggett	Luz	1984	com	307	?	huile	14	/	Rankine	stockage huile 120 MWhth
SEGS II	Daggett	Luz	1986	com	316	190 338	huile	30	80 500	Rankine	conditionné par chaudière à gaz
SEGS III/IV	Kramer Junction	Luz	1987	com	349	230 300	huile	30	92 780	Rankine	conditionné par chaudière à gaz
SEGS V	Kramer Junction	Luz	1988	com	349	250 500	huile	30	91 820	Rankine	conditionné par chaudière à gaz
SEGS VI	Kramer Junction	Luz	1989	com	390	188 000	huile	30	90 850	Rankine	conditionné par chaudière à gaz
SEGS VII	Kramer Junction	Luz	1989	com	390	194 280	huile	30	92 646	VR 100 bar	conditionné par chaudière à gaz
SEGS VIII	Harper Lake (USA)	Luz	1990	com	390	464 340	huile	80	252 750	VR 100 bar	réchauffeur de HTF à gaz
SEGS IX	Harper Lake	Luz	1991	com	390	483 960	huile	80	256 125	VR 100 bar	réchauffeur de HTF à gaz
HTF (LS-3, ET)	Tabernas (Esp)	CIEMAT-UE	1997	exp	420	685	huile	/	/	/	Boucle test ET et LS-3
DSG (DISS, INDITEP)	Tabernas (Esp)	Iberinco-CIEMAT-UE	1998	exp	400	3 838	VSUR	/	/	/	Boucle test ET et LS-3
SKAL-ET	Kramer Junction	Solar Millennium,	2004	exp	400	4 350	huile	/	/	/	Boucle test pour Andasol
EI Nasr	(Egypte)	NREA	2004	com	175	1 900	VSAT	/	/	/	Vapeur pour usine pharmaceutique
Saguaro Trough	Arizona (USA)	Solargenix	2006	com	304	10 346	huile	1	2 000	COR	
Solargenix Nevada	Boulder City (USA)	Solargenix	2007	com	395	?	huile	64	?	Rankine	
Shiraz	Shiraz (Iran)	Iran	2007	exp	275		huile	0,25		Rankine	Stockage huile
Andasol 1	Granada (Esp)	Solar Millenium., ACS	2008	com	395	510 000	huile	50	170 000	VR	Stockage sels fondus 6h
Andasol 2	Granada (Esp)	Solar Millenium., ACS	2009	com	395	510 000	huile	50	170 000	VR	Stockage sels fondus 6h
Solnova50	San Lucar (Esp)	Solucar	en projet	com			VSAT	5x50		Rankine	
Ordos	Mongolie int. (Chine)	Solar Millennium, ...	en projet	com			huile	50		Rankine	extension prévue à 1GW en 2020
Ibersol	5 sites en Esp.	Iberdrola	en projet	com			huile	5x50			stockage sels fondus 6 à 8h, ET
Fresdemo	Tabernas (Esp)	Fraunhofer, DLR, MAN	en projet	exp							100 m de collecteurs CLFR

Tableau A.1. Principales installations à capteurs cylindro-paraboliques existantes ou en projet (sources [1], [2])

Installation	Lieu	Porteurs du projet	Année de mise en service	$T_{rec}$ (°C)	$S_{mir}$ (m <sup>2</sup> )	$P_{el}$ Solaire (MWe)	$P_{el}$ Hybride (MWe)	Production annuelle solaire (MWh)	Commentaires
Australia CLFR	Liddell (NSW, Aus)	Solar Heat & Power Pty	2007	285	20 000	38		49000	CLFR, 70 bar, extension à 135000 m <sup>2</sup>
SPP1	Hassi R'mel (Algérie)	Abener, NEAL et BEA	construction	?	180 000	30	150	?	conditionnement par chaudière à gaz cogénération électricité - dessalement CLFR
Kuraymat	(Egypte)	NREA	préqualification	?	?	35	145	64000	
Ain Beni Mathar	100km d'Oujda (Maroc)	ONE	appel à prop	?	226 000	35	228	55000	
Point Paterson	Port Augusta (Australie)	Acquasol Pty	en projet	?	?	50	150	?	
Stanwell	(Australie)		en projet	280	17 000	4.4			

Tableau A.2. Projets commerciaux de centrales de type ISCC (source [2])

Installation	Lieu	Porteurs du projet	But	Année	P <sub>rec</sub> (MWth)	P <sub>el</sub> (MWe)	T <sub>rec</sub> (°C)	HTF	S <sub>mir</sub> (m <sup>2</sup> )	Nb d'héliostats et fabricant	Config	Hauteur de tour (m)	Type Stockage	Capacité stockage (h)	Cycle
<b>CRTF</b>	Albuquerque (NM, USA)	DOE + utilities	exp	1980	5			sels	8 261	222 MM	nord	61	sels		/
<b>SSPS</b>	Tabernas (Espagne)	AIE	exp	1981	2,7	0,6	530	sodium	4 616	91 MM+20MBB	nord	43	sodium	2	VSUR
<b>EURELIOS*</b>	Adrano (Sicile, Italie)	CEE	exp	1981-1986		0,75	512	VSAT	4 193	112 MBB+70 C	nord	55	sels/eau	0,5	VSAT
<b>Sunshine*</b>	Nio Town (Japon)	Japon	exp	1981		0,8	249	VSAT	12 912	807	péri	69	eau	3	VSAT
<b>Solar One*</b>	Barstow (CA, USA)	DOE + utilities	exp	1982-1987		11,7	510	VSUR	69 811	1818 MM	péri	80	huile	4	VSUR
<b>STEOR*</b>	Kern County (CA, USA)	ARCO Power System	exp	1983	1		285	VSAT	1 584	30 A	nord	20	/		/
<b>CESA-1</b>	Tabernas (Espagne)	Espagne	exp	1983	7	1,2	525	VSAT	11 880	300 S	nord	80	sel	3,5	VSAT
<b>Thémis*</b>	Targassonne (France)	AFME, EDF	exp	1983	10	2,5	430	sels	10 796	201 C	nord	101,5	sel	5	VSUR
<b>SES-5/SPP-5*</b>	Shchelkino (Ukraine)	?	exp	1984		5	256	VSAT	40 000	1600	péri	80	vapeur		VSAT
<b>Consolar</b>	Rehovot (Israël)	WIS	exp	1995	0,5			Air pres.	3 584	64 IS	nord	54	/		TAG
<b>CO-MINIT*</b>	Empoli (Italie)	ESCo Solar	com	en suspens		2x0,08		Air pres.	950	38	2*nord	≈ 20	/		TAG
<b>PS10</b>	San Lucar (Espagne)	Solucar (Abengoa)	com	2006		11	250	VSAT	75 217	624 IS	nord	100	vapeur	0,4	VSAT
<b>Solar Tres</b>	Fuente de A. (Esp)	Gheresa, Sener	com	2007		17	540	sels	285200	2500 S	péri	130	sels	15	VSUR
<b>PS20</b>	San Lucar (Esp)	Solucar	com	2007		20		VSAT	?	? IS	?	140	?		VSAT
<b>Northern Cape</b>	(Af. Sud)	Eskom, Nexant	com	en projet		15		sels	630 000	4000-5000	?	90-170	sels	8	VSUR
<b>AZ20</b>	San Lucar (Esp)	Solucar	com	en projet		20		VSAT	?	? IS	?	?	?		VSAT

Tableau A.3. Principales installations à récepteur central existantes ou en projet (sources [1], [2], [3])

Projet	Champ-tour utilisés	Lieu	Porteurs du projet	Année	Capacité nette	Fluide caloporteur	Surface champ solaire (m <sup>2</sup> )	Nb d'héliostats et fabricant	Config	Hauteur récepteur (m)	Commentaires
<b>MSEE/Cat B</b>	CRTF	Albuquerque (USA)	DOE + utilities	1984	0,7 MWe	Sels de nitrate	?	? MM	nord	?	Stockage sel de nitrate
<b>GAST</b>	CESA-1	Tabernas (Esp)	Interatom	1985-87	?	Air 9,5 bar	?	? AS	nord	?	Test RVP, héliostats
<b>TSA -PHOEBUS</b>	CESA-1	Tabernas (Esp)	Steinmüller (All)	1993	1 MWe	Air 1 bar	?	? S	nord	80	Stockage céramique
<b>Solar Two</b>	Solar One	Barstow (USA)	DOE + utilities	1996	10 MWe	Sels de nitrate	81 162	1818 MM+108	cercle	80	Stockage sels, 110MWhth
<b>Solair</b>	CESA-1	Tabernas (Esp)	EC-DLR-CIEMAT	2001	3 MWth	Air 1 bar	?	?	nord	80	Test RVO
<b>Solgate</b>	CESA-1	Tabernas (Esp)	EC-DLR-CIEMAT	2002	0,2 MWe	Air 6 bar	1800	45	nord	60	Test HSGT
<b>Pegase</b>	Themis	Targassonne (Fr)	CNRS, Total	en projet	1,5 MWe	Air 8 bar	5 854	109 C	nord	101,5	Test HSGT

Tableau A.4. Quelques projets de recherche menés ou en projet sur des installations champ solaire –tour existantes (sources [1], [2], [3])

Notations	
<i>But</i>	Exp installation expérimentale exploitée par un centre de recherche Com centrale commerciale
<i>Fluide caloporteur / cycle</i>	VSAT vapeur saturée VR vapeur resurchauffée ISCC Cycle Combiné à champ Solaire Intégré VSUR vapeur surchauffée TAG cycle à gaz (Brayton) COR Cycle Organique de Rankine
<i>Héliostats (fabricants)</i>	MM Martin-Marietta A Arco AS Asinel S Sener/Casa C Cethel IS Inabensa/Solucar
<i>Avancement</i>	Fond blanc installations déjà construites Fond gris installations en construction ou en projet * Installations inutilisées ou démontées

## **Annexe B - Grille de comparaison des codes de transfert radiatifs appliqués aux systèmes solaires à concentration**

1) Filières considérées :

- centrales à tour,
- systèmes à collecteurs cylindro-paraboliques,
- paraboles Stirling,
- fours solaires,
- système photovoltaïques sous concentration.

2) Année(s) de développement du code :

3) Disponibilité du logiciel :

- non diffusé.
- public et gratuit,
- licence payante,
- autres conditions, restrictions

4) Disponibilité de la source du code :

- oui,
- non (seule une version exécutable est distribuée, aller à la question 6).

5) Facilité de modification du code source :

- présence de lignes de commentaires dans le code
- langue d'écriture du code

6) Existence d'un manuel utilisateur :

7) Langage de programmation :

- FORTRAN,
- BASIC,
- C / C++,
- autre :

8) Environnement:

- Linux,
- Windows,
- Matlab,
- autre :

9) Présence d'une interface utilisateur conviviale :

- saisie des données dans des fenêtres,
- résultats sous forme de graphiques,
- visualisation de l'installation en 3D,
- possibilité d'interface avec un logiciel de CAO pour la conception des héliostats et du récepteur,
- autres possibilités :

10) Méthode de calcul :

- Monte-Carlo (lancer de rayon),
- Optique des cônes (convolution),
- autre :

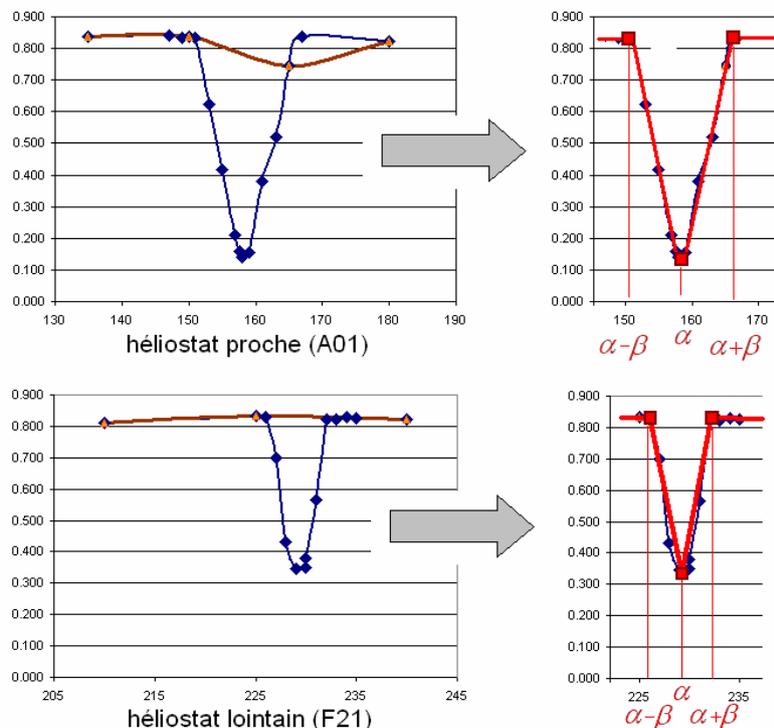
- 11) Nombre de rayons ou de calculs pour un héliostat (ou pour un miroir parabolique ou cylindro-parabolique) :
- 12) Temps de calcul moyen pour une carte de flux d'un seul héliostat sur un plan récepteur :
- 13) Moyens de calcul nécessaires :
- 14) Limitation en taille du champ solaire :
- 1 héliostat
  - installation expérimentale (<10 MWth)
  - centrale commerciale
- 15) Taille et luminance du soleil :
- constantes,
  - forme gaussienne,
  - quelconques (à définir par l'utilisateur).
- 16) Focalisation des héliostats :
- constante sur tout le champ,
  - réglable pour chaque héliostat,
  - réglable pour chaque facette d'un héliostat.
- 17) Méthode de prise en compte de la surface efficace du champ, des ombres et blocages et de l'atténuation atmosphérique :
- 18) Méthode de prise en compte des erreurs de pointage, des irrégularités de surface des miroirs :
- 19) Possibilité de réflexion multiple (ex concentrateur secondaire, beam-down) :
- 20) Type de paroi réceptrice :
- plane,
  - cylindrique,
  - en cavité,
  - quelconque.
- 21) Présence d'un modèle de récepteur :
- oui, à partir d'une matrice de rendement calculée par un autre logiciel,
  - oui, modèle mathématique complet,
  - non, calculs optiques seulement.
- 22) Optimisation de la disposition champ-tour (emplacement des héliostats, hauteur de tour...)
- sur paramètres optiques seuls (critères de flux),
  - sur paramètres technico-économiques (critères de coûts),
  - impossible (calculs seulement pour un champ solaire donné).
- 23) Contenu des fichiers de résultats :
- puissance (instantanée) sur la paroi réceptrice
  - cartes de flux sur la paroi réceptrice,
  - contribution des différentes pertes,
  - champ d'héliostats optimisé,
  - énergie annuelle sur la surface du récepteur,
  - autres :

## Annexe C - Prise en compte de l'ombre de la tour dans SOLTRACE

La tour doit forcément être dans l'étage 1. En effet, si l'on crée un étage 1 ne comportant que la tour, puis un autre étage comportant le champ et enfin un troisième avec le récepteur, tous les rayons vont venir impacter la tour. Cela vient du fait que SOLTRACE envoie uniquement des rayons qui vont venir impacter le premier étage. Ainsi, aucun rayon ne viendra se réfléchir sur les héliostats puisqu'ils seront tous stoppés par la tour. Par ailleurs si la tour est située dans un étage après le champ, les rayons vont venir impacter tous les héliostats, car l'ombre de la tour ne pourra pas être considérée par le logiciel.

Il faut de plus autoriser l'option « multiples impacts » dans l'étage 1 pour permettre la prise en compte des phénomènes de blocage. Cependant cette option impose de placer le récepteur lui aussi dans l'étage 1. En effet SOLTRACE considère les étages de manière séquentielle : toute intersection avec l'étage 2 ne sera envisagée qu'après épuisement des possibilités d'intersection avec les éléments composants l'étage 1. Ainsi si le récepteur appartenait à l'étage 2, les rayons réfléchis par certains héliostats viendraient frapper l'intérieur derrière le récepteur de la tour (étage 1) en passant au travers du récepteur « sans le voir ».

Pour être précis dans l'établissement des matrices d'efficacité individuelles des héliostats, il a fallu raffiner le maillage de la matrice autour des positions du soleil pour lesquelles la tour fait de l'ombre sur l'héliostat. Sur la Figure C.1 sont rapportés les rendements de deux héliostats, l'un proche et l'autre lointain, en fonction de l'azimut du soleil pour une élévation fixée à 10°. En effet, on observe que si l'azimut est calculé de 15° en 15°, il se peut que la matrice ne voie pas ou de manière très atténuée l'effet d'ombre de la tour sur l'héliostat, alors qu'elle est très visible pour une matrice dont le pas azimutal est plus faible (ici 2 degrés pour l'héliostat proche, de 1 degré pour l'héliostat lointain).



**Figure C.1. Modélisation du passage de l'ombre de la tour par ajout des azimuts  $\alpha$ ,  $\alpha+\beta$ , et  $\alpha-\beta$  dans la matrice d'efficacité**

La Figure C.1 montre que le passage de l'ombre de la tour sur l'héliostat peut être modélisé en ajoutant à la matrice trois azimuts :

- l'azimut  $\alpha$  pour lequel l'ombre est maximale sur l'héliostat,
- les deux azimuts  $\alpha+\beta$  et  $\alpha-\beta$  pour lesquels l'ombre effleure de bord de l'héliostat.

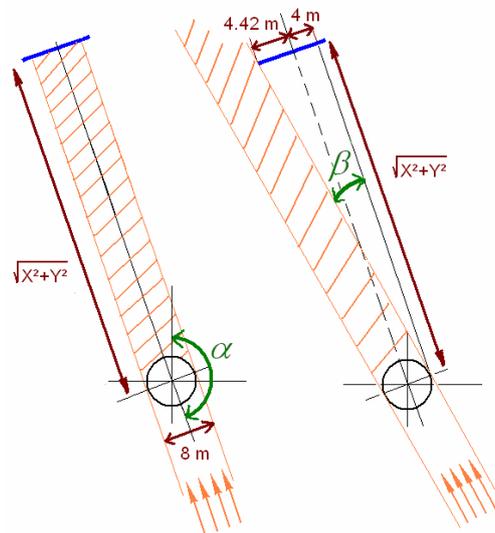


Figure C.2. Définition des angles alpha et béta

L'azimut  $\alpha$  est celui pour lequel la tour et le centre de l'héliostat sont parfaitement alignés. L'ombre quitte l'héliostat quand le soleil s'est décalé en azimut d'un angle  $\beta$  avec l'azimut  $\alpha$  (voir Figure C.2). Ces deux angles dépendent uniquement des deux coordonnées de l'héliostat, X et Y, et sont donnés par les formules suivantes :

$$\begin{cases} \alpha = 180 + \arctan\left(\frac{X}{Y}\right) \text{ (en degrés)} \\ \beta = \arctan\left(\frac{4 + 4.42}{\sqrt{X^2 + Y^2}}\right) \text{ (en degrés)} \end{cases}$$

La matrice d'efficacité peut maintenant être raffinée autour de l'azimut  $\alpha$ . Prenons l'exemple de l'héliostat A01, de coordonnées  $X = -23,21$ ,  $Y = 56,37$ .

*Les formules donnent un angle  $\alpha = 157,6^\circ$  et  $\beta = 7,86^\circ$ . On calcule donc les positions azimutales de  $157^\circ$  et  $158^\circ$ . On prend la valeur du rendement la plus faible, soit ici celle à  $158^\circ$ , c'est notre premier point. On calcule ensuite les rendements pour les azimuts de  $158^\circ - 8^\circ = 150^\circ$  et pour  $158^\circ + 8^\circ = 166^\circ$ . On a donc nos trois cases supplémentaires dans la matrice.*

Le même type de calcul peut être effectué pour raffiner la matrice autour de l'élévation E du soleil pour laquelle le sommet de la tour est projeté sur l'héliostat considéré. Elle peut être calculée à partir des coordonnées de l'héliostat X, Y et Z par la formule approchée suivante :

$E = \arctan\left(\frac{104-Z}{\sqrt{X^2+Y^2}}\right)$  avec 104 m la hauteur de la tour et  $\sqrt{X^2+Y^2}$  la distance entre l'héliostat et l'axe de la tour.

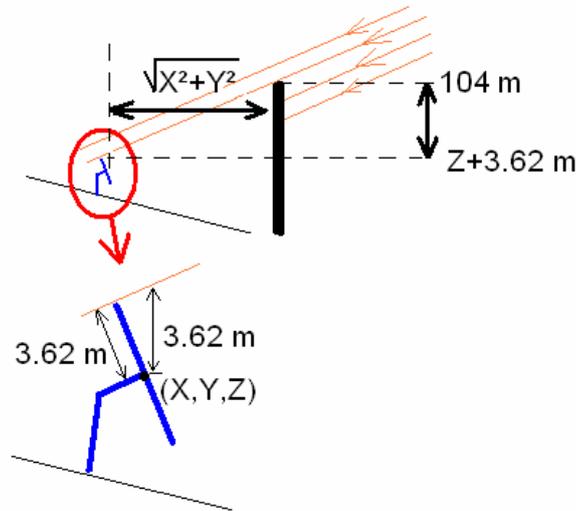


Figure C.3. Calcul de l'angle d'élévation E

On obtient ainsi une matrice de la forme suivante :

		ELEVATION												
		10	20	30	40	50	E <sub>1</sub>	E <sub>2</sub>	60	70				
AZIMUT	60	x												
	75	x	x											
	90	x	x	x	x									
	105	x	x	x	x	x								
	120	x	x	x	x	x				x				
	135	x	x	x	x	x				x				
	150		x	x	x	x				x				
	α-β			x										
	α			x			x	x						
	165			x	x	x	x	x	x	x	x			
	α+β			x										
	180			x	x	x					x	x		
	195			x	x	x					x	x		
	210		x	x	x	x					x			
	225	x	x	x	x	x					x			
	240	x	x	x	x	x					x			
	255	x	x	x	x	x								
270	x	x	x	x										
285	x	x												
300	x													

Tableau C.1. Matrice d'efficacité raffinée pour la prise en compte de l'ombre de la tour (ajout des azimuts α, α+β, α-β, et des élévations E<sub>1</sub> et E<sub>2</sub> à la matrice d'origine)

Les 7 valeurs marquées d'une croix rouge dans le Tableau C.1 sont les positions à recalculer avec Soltrace pour pouvoir remplir toute la matrice avec précision.

Enfin une dernière étape consiste à remplir les trous dans la matrice d'efficacité en effectuant des produits en croix de manière à avoir une matrice complète (voir Figure C.4).

		Elevation				
		10	20	30	40	50
Azimuth	60	x				
	75	x	x			
	90	x	x	x	x	
	105	x	x	x	x	x
	120	x	x	x	x	x
	135	x	x	x	x	x
	150		x	x	x	x
	$\alpha-\beta$			x	x	
	$\alpha$			x		
	165			x	x	x
	$\alpha+\beta$			x		
	180			x	x	x
	195			x	x	x
	210		x	x	x	x
	225		x	x	x	x

Figure C.4. Remplissage des cases manquantes par produits en croix

Lorsque le champ complet est considéré, il n'est pas nécessaire d'utiliser des matrices raffinées, les erreurs dues à la prise en compte de l'ombre de la tour se compensant sur tout le champ.

## Annexe D- Etudes paramétriques sur les simulations par SOLTRACE

Cette annexe a pour but de montrer l'influence de quelques paramètres d'entrée de la simulation, tels que les erreurs des héliostats et le maillage de la surface d'observation, sur les résultats obtenus.

### 1. Erreurs de pointage des héliostats

Le Tableau D.1 présente deux cartes de flux pour 1 million de rayons avec une erreur de 2 mrad pour le réglage des miroirs et la configuration de base de champ solaire au point nominal. Le seul paramètre variable entre les deux calculs est l'erreur de pointage, prise nulle dans un cas et égale aux mesures de l'expérience THEMIS dans l'autre.

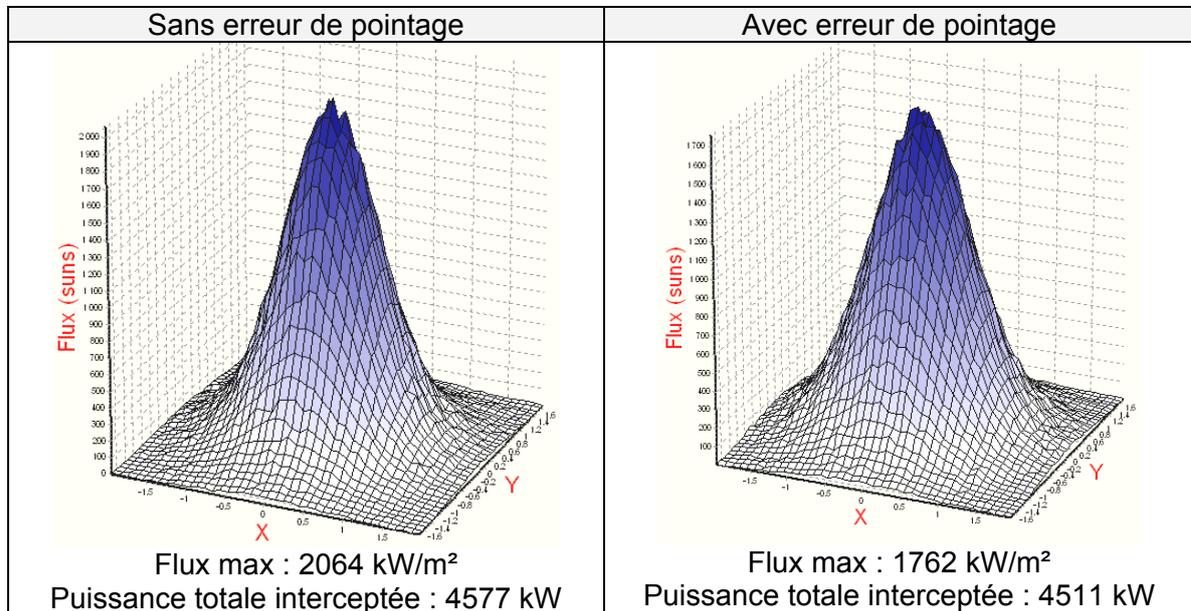


Tableau D.1. Influence des erreurs de pointage sur la distribution de flux

Comme attendu, la tache obtenue en prenant en compte les erreurs de pointage est plus étalée. On constate cependant que ces erreurs sont suffisamment faibles pour ne pas causer beaucoup de débordement pour une surface d'ouverture de 4 m par 3,5 m. Des erreurs de pointage de 2 mrad sont considérées acceptables pour une installation industrielle.

### 2. Erreurs de réglage des modules

Ici aussi la configuration de base du champ solaire de PEGASE à THEMIS a été simulée au point nominal en lançant 1 million de rayons dans SOLTRACE. Les résultats obtenus en termes de flux et de puissance totale interceptée par le plan d'entrée du récepteur, selon la valeur donnée à l'erreur de réglage (choisie identique pour tous les modules de tous les héliostats du champ), sont recensés dans le Tableau D.2. On remarquera que l'erreur de réglage influe non seulement sur le flux maximum récupérable mais aussi beaucoup sur les pertes par débordement de la tache : celles-ci évoluent peu tant que l'erreur reste inférieure à

2 mrad, et augmentent beaucoup pour des héliostats plus mal réglés. Les erreurs de réglage mesurées lors de l'expérience THEMIS étaient en moyenne inférieures à 1 mrad, c'est pourquoi le flux maximum observé au centre de la tache est supérieur à 3000 kW/m<sup>2</sup>. Un des premiers travaux de validation de la qualité optique du champ d'héliostats rénové pour le projet PEGASE sera de mesurer de nouveau les erreurs des héliostats (notamment pointage et réglage) pour recalibrer les simulations SOLTRACE.

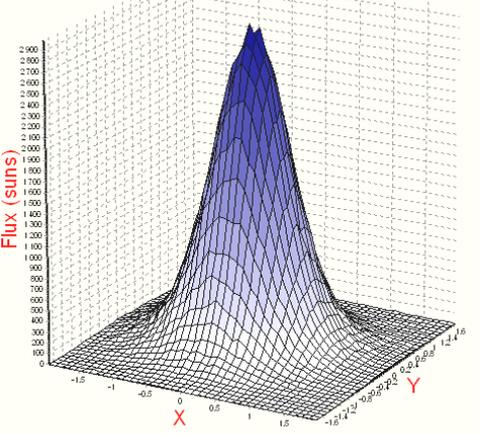
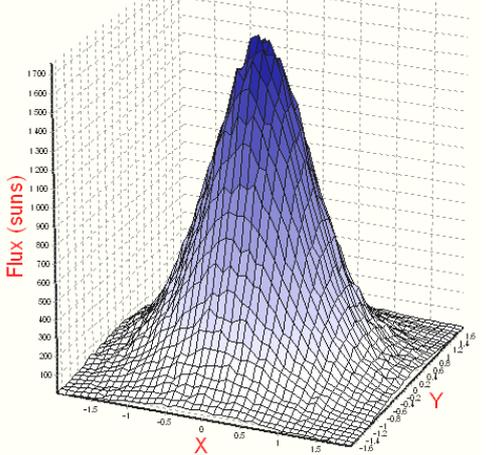
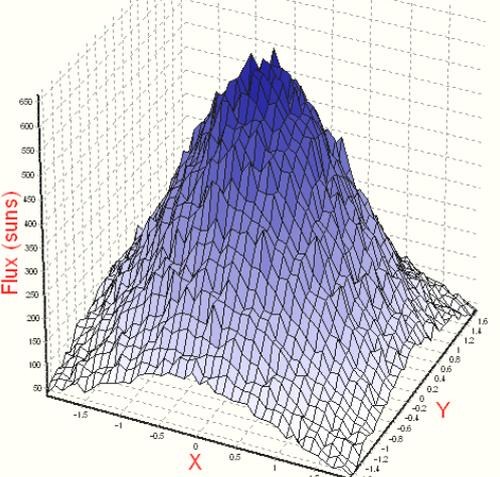
Distribution de flux	Description
	<p style="text-align: center;"><b>Erreur : 1 mrad</b></p> <p style="text-align: center;">Puissance totale interceptée : 4613 kW/m<sup>2</sup> Flux max : 2995 kW/m<sup>2</sup></p>
	<p style="text-align: center;"><b>Erreur : 2 mrad</b></p> <p style="text-align: center;">Puissance totale interceptée: 4511 kW/m<sup>2</sup> Flux max : 1762 kW/m<sup>2</sup></p>
	<p style="text-align: center;"><b>Erreur : 4 mrad</b></p> <p style="text-align: center;">Puissance totale interceptée : 3683 kW/m<sup>2</sup> Flux max : 665.3 kW/m<sup>2</sup></p>

Tableau D.2. Influence de l'erreur de réglage sur la distribution de flux

### 3. Choix de la taille de la maille et du nombre de rayons à lancer

Le choix de la taille de la maille et du nombre de rayons à lancer est un compromis entre l'incertitude sur la valeur du flux calculé par maille, le raffinement du maillage et le temps de calcul. En effet, Soltrace évalue l'incertitude du flux sur une maille par la formule suivante :

$$\text{incertitude\_flux\_maille} = \frac{1}{\sqrt{\text{nombre\_de\_rayons\_impactant\_la\_maille}}}$$

Dans le cas de la modélisation d'un seul héliostat et de la tour, divers essais ont été effectués en faisant varier le nombre de rayons lancés (100 000 rayons, puis 400 000, 1 million et 2 millions de rayons). Le temps de calcul a été relevé ainsi que la puissance incidente sur le récepteur et la cartographie du flux pour une maille de 20x20 (taille de maille de 20 cm x 17,5 cm).

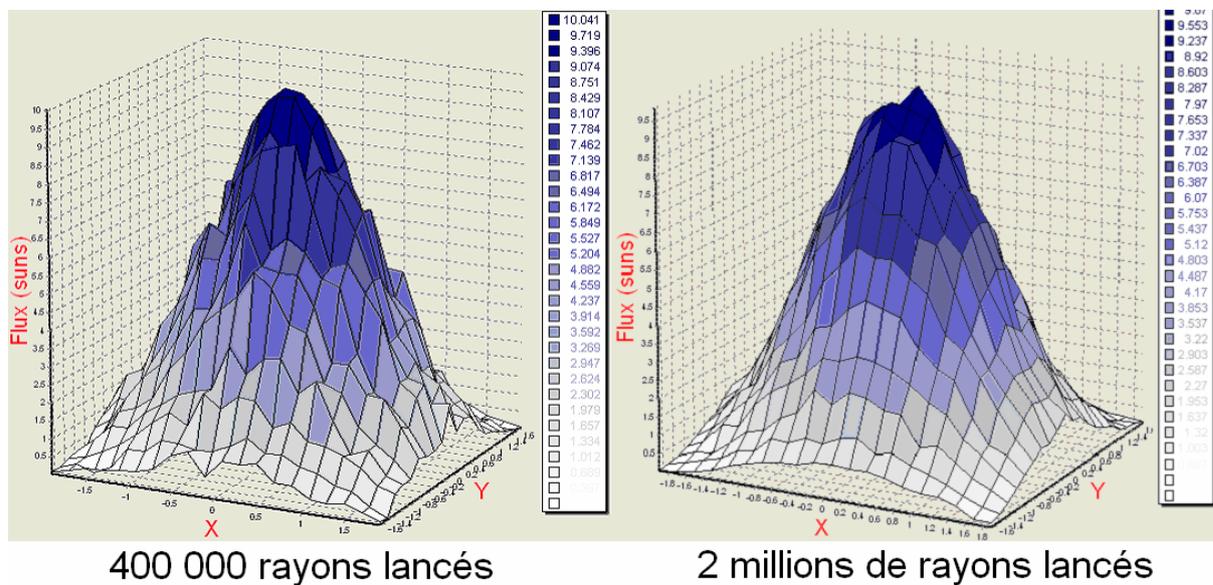


Figure D.3. Cartographie du flux incident sur le récepteur pour 400 000 et 2 millions de rayons lancés

Pour 2 millions de rayons lancés (voir Figure D.3), on constate l'absence de pics locaux et une forme de la tache très « lisse »: davantage de rayons n'apporterait qu'une faible précision supplémentaire. Pour 2 millions de rayons, la puissance interceptée par le récepteur est de 43,75 kW. On prendra donc cette puissance comme référence, puisque la précision obtenue est quasiment optimale. En lançant 400 000 rayons, on obtient une distribution de flux moins précise. Mais pour ce qui est de l'évolution de la puissance en fonction du nombre de rayons lancés, on obtient le Tableau D.1.

Nombre de rayons	100 000	400 000	1 000 000	2 000 000
Puissance	43,20 kW	43,55 kW	43,70 kW	43,75 kW
Temps de calcul	5 min	22 min	45 min	1h30

**Tableau D.1. Evolution de la puissance renvoyée par un seul héliostat et du temps de calcul correspondant en fonction du nombre de rayons lancés**

Ainsi, pour une matrice d'efficacité, le lancer de 400 000 rayons suffit pour obtenir une évaluation correcte de la puissance réfléchiée par un héliostat (moins de 0.5% d'erreur par rapport à la valeur obtenue avec 2 000 000 rayons) et une allure acceptable de la carte de flux (sans pics locaux apparents). Avec ce nombre de rayons lancés, il faut entre 10 et 25 minutes de calcul par position du soleil. Quand la tour est supprimée du modèle (figure 3.1), 35 000 rayons suffisent à obtenir une carte de flux de qualité comparable pour un temps de calcul quasiment identique. Dans la plupart des cas, 400 000 rayons (avec la tour) et 35 000 rayons (sans la tour), sont suffisants pour garantir une incertitude sur le flux maximum calculé inférieure à 2%.

Dans le cas du champ complet, on remarque que pour 100 000 rayons lancés avec un maillage de 20x20, l'incertitude sur le flux maximum est de 1,93%, mais si l'on prend un maillage de 25x25, elle dépasse 2%. Pour 1 million de rayons, on peut se permettre de prendre un maillage de 40x40 en gardant une incertitude inférieure à 2%.

En bref, quel que soit le type de calcul effectué, on doit faire un compromis entre le raffinement de la distribution de flux et l'incertitude du flux par maille. On doit donc, en fonction du nombre de rayons lancés, prendre un maillage qui respecte ces 2 conditions :

- suffisamment raffiné pour avoir une distribution de flux la plus précise possible (ce qui se traduit par une courbe lissée),
- limité en nombre de mailles pour avoir une incertitude sur le flux local acceptable.

Si aucun maillage ne satisfait à ces conditions, il faudra lancer plus de rayons ! Pour l'étude de cartes de flux, la contrainte fixée tout au long de ce travail est de conserver une incertitude sur le flux maximum inférieure à 2%.

## Annexe E – Détail des matrices d'efficacité du champ solaire de PEGASE à THEMIS obtenues avec SOLTRACE

Plusieurs fonctionnalités de SOLTRACE permettent non seulement de prévoir le rendement du champ solaire pour n'importe quelle position du soleil dans le ciel, mais aussi d'identifier les différents postes de pertes, qu'elles proviennent du champ d'héliostats seul (par effet cosinus, ombres et blocages, défaut de réflectivité), ou du couplage avec une ouverture de récepteur (débordement de la tache focale). Quelques indicateurs précieux pour l'utilisateur, tels que le temps de calcul ou la précision des résultats, peuvent aussi être obtenus sous forme de matrices.

Un fichier décrivant les trajectoires de tous les rayons ainsi que leurs interactions avec les éléments géométriques a été sauvegardé et traité pour chaque position de la matrice. Ce fichier nous permet de connaître :

- le nombre de rayons impactant directement le récepteur, la protection ou la tour
- le nombre de rayons absorbés par les héliostats
- le nombre de rayons réfléchis par les héliostats et parmi eux :
  - le nombre de rayons impactant le récepteur
  - le nombre de rayons impactant les protections et la tour
  - le nombre de rayons perdus (aucun impact après avoir été réfléchi par l'héliostat)
  - le nombre de rayons impactant un autre héliostat (rayons bloqués).

De manière à assurer l'homogénéité des résultats, toutes les pertes seront rapportées on ramène les pertes par rapport à la puissance incidente sur le champ, égale au DNI multiplié par la surface totale des miroirs ( $S_{mir}$ ). Par ailleurs, sachant que SOLTRACE fournit la valeur énergétique d'un rayon ( $P_{rayon}$ ), on peut déduire le nombre de rayons correspondant à cette puissance incidente. Il est obtenu par la formule suivante :

$$\text{Nombre de rayons incidents} = \frac{DNI \times S_{mir}}{P_{rayon}}$$

Remarquons que tous les calculs de cette annexe sont réalisés pour la configuration de champ dite *de base*.

### Pertes par effet cosinus

La matrice des pertes par effet cosinus est obtenue à partir du fichier Excel qui crée les fichiers géométriques : en effet, pour chaque héliostat  $i$ , on connaît l'angle d'incidence  $\theta_i$  entre la normale à l'héliostat et la direction du soleil. Il suffit donc d'appliquer la formule :

$$\text{Pertes par effet cosinus} = 1 - \frac{\sum_{\text{héliostats}} \cos \theta_i \times S_{hél}}{S_{mir}} = 1 - \frac{\sum_{\text{héliostats}} \cos \theta_i}{n_{hél}}$$

La matrice de pertes par effet cosinus est consignée ci-dessous.

		Pertes par effet cosinus				
		Elévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	41,15%	34,36%			
	90	27,21%	22,69%	18,89%		
	120	15,30%	12,36%	10,54%	9,92%	
	150		5,53%	4,90%	5,74%	8,04%
	180		3,29%	3,03%	4,34%	7,19%
	210		5,95%	5,25%	6,00%	8,20%
	240	16,19%	13,13%	11,17%	10,39%	
	270	28,38%	23,70%	19,70%		
	300	42,38%	35,37%			

### Pertes par réflectivité

Ramenées à la puissance incidente, elles ne sont pas égales à 10%. En effet, par définition, 10% de la puissance *arrivant sur l'héliostat* est absorbée. Or cette puissance *arrivant sur l'héliostat* résulte de la puissance incidente diminuée des pertes par effet cosinus et par ombres. Grâce au tableau Excel d'analyse rayon par rayon, on connaît le nombre de rayons absorbés par le champ d'héliostat. Il suffit donc de diviser ce nombre de rayon par le nombre de rayons incidents pour obtenir ces pertes par réflectivité, ramenées à la puissance incidente.

$$\text{Pertes par réflectivité} = \frac{\text{Nombre de rayons absorbés}}{\text{Nombre de rayons incidents}}$$

La matrice de pertes par défaut de réflectivité est consignée ci-dessous.

		Pertes par Réflectivité				
		Elévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	3,51%	5,79%			
	90	4,72%	7,05%	7,93%		
	120	6,22%	8,23%	8,82%	8,97%	
	150		8,65%	9,23%	9,46%	9,18%
	180		8,92%	9,26%	9,45%	9,22%
	210		8,64%	9,18%	9,35%	9,15%
	240	6,43%	8,22%	8,68%	8,92%	
	270	5,18%	7,02%	7,87%		
	300	3,92%	5,86%			

### Pertes par ombre

Le nombre de rayons réfléchis par les héliostats nous renseigne sur les 3 premiers postes de pertes (effet cosinus, ombres et réflectivité). Les pertes par ombres (tour comprise) peuvent donc être déduites des pertes par effet cosinus et par défaut de réflectivité à l'aide de la formule suivante :

$$N_{\text{rayons réfléchis}} = N_{\text{rayons incidents}} (1 - \%_{\text{pertes par effet cosinus}} - \%_{\text{pertes par ombre}} - \%_{\text{pertes par réflectivité}})$$

		Pertes par Ombres				
		Elévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	27,46%	7,79%			
	90	25,68%	7,15%	1,80%		
	120	22,87%	5,93%	1,03%	0,13%	
	150		7,44%	2,59%	0,20%	0,13%
	180		6,95%	3,23%	0,65%	0,09%
	210		6,52%	2,26%	0,02%	0,00%
	240	20,43%	5,05%	1,34%	0,14%	
	270	19,85%	5,82%	1,37%		
	300	20,86%	5,52%			

### Pertes par blocage

Le traitement du fichier rayon par rayon nous permet de connaître le nombre exact des rayons réfléchis par un premier héliostat et absorbés par un deuxième. Il suffit de le diviser par le nombre de rayons incidents pour obtenir les pertes par blocage :

$$\text{Pertes par blocages} = \frac{\text{Nombre de rayons bloqués}}{\text{Nombre de rayons incidents}}$$

On constate qu'une très faible proportion des rayons est bloqué. Pour des élévations supérieures à 40°, on peut même les considérer comme négligeables. Le champ a été très bien conçu en ce sens.

		Pertes par Blocages				
		Elévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	0,15%	0,12%			
	90	0,52%	0,39%	0,24%		
	120	0,11%	0,11%	0,04%	0,01%	
	150		0,13%	0,07%	0,01%	0,00%
	180		0,13%	0,09%	0,02%	0,00%
	210		0,31%	0,20%	0,06%	0,01%
	240	0,10%	0,19%	0,13%	0,04%	
	270	0,22%	0,28%	0,19%		
	300	0,21%	0,12%			

### Pertes imputables au champ d'héliostat uniquement

En sommant les matrices des pertes des 4 premiers postes (cosinus, ombres, réflectivité, blocages), on est capable d'obtenir la matrice des pertes imputables uniquement au champ d'héliostat. Cette matrice ne dépendra pas de la surface d'ouverture du récepteur.

		Pertes totales imputables au champ				
		Elévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	72,17%	48,02%			
	90	57,87%	37,17%	28,82%		
	120	44,47%	26,61%	20,43%	19,03%	
	150		21,75%	16,79%	15,41%	17,34%
	180		19,29%	15,63%	14,46%	16,50%
	210		21,43%	16,90%	15,42%	17,35%
	240	43,12%	26,58%	21,32%	19,49%	
	270	53,53%	36,74%	29,09%		
	300	67,24%	46,82%			

Cette matrice, couplée à des données météorologiques (mesures de la station d'Odeillo en 2003), permet d'effectuer un bilan annuel de la distribution des pertes imputables aux héliostats uniquement. Ces pertes, sont de 24,5% dont :

- 11,1% de pertes par effet cosinus
- 5% de pertes par ombre
- 8,3% de pertes par réflectivité
- 0,1% de pertes par blocage

La Figure E.1 présente cette répartition des postes de pertes, et montre l'importance de l'effet cosinus.

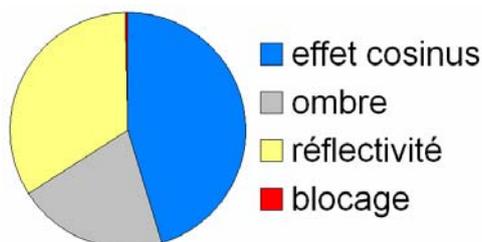


Figure E.1. Distribution des pertes annuelles imputables aux héliostats uniquement

### Pertes par débordement

La matrice des pertes par débordement a été obtenue après la même analyse rayon par rayon que celle réalisée pour obtenir les rayons bloqués. Les rayons non bloqués n'arrivant pas sur la surface d'ouverture du récepteur après avoir été réfléchis sont perdus par débordement.

$$\text{Pertes par débordement } t = \frac{\text{Nombre de rayons perdus après réflexion}}{\text{Nombre de rayons incidents}}$$

Ces pertes dépendent donc directement de la surface d'ouverture de récepteur choisie. D'après le tableau ci-après, on constate que les pertes par débordement pour une ouverture carrée de 8 m de côté sont négligeables. Dans ce cas la matrice d'efficacité globale du champ solaire équivaut à la matrice des pertes totales imputables aux héliostats seuls du paragraphe précédent.

		Débordement (ouverture 8x8 mètres)				
		Elévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	0,24%	0,14%			
	90	0,10%	0,05%	0,02%		
	120	0,03%	0,01%	0,00%	0,00%	
	150		0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
	180		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	210		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	240	0,11%	0,01%	0,02%	0,00%	
	270	0,13%	0,05%	0,02%		
	300	0,28%	0,15%			

Les cartes de flux sauvées sous Excel pour chaque position du soleil permettent d'évaluer le débordement de la tache en intégrant le flux intercepté pour n'importe quelle ouverture de récepteur. Ainsi pour une surface d'ouverture rectangulaire de 4 m par 3,5 m, correspondant à l'ouverture du récepteur de l'installation THEMIS, la matrice suivante est obtenue :

		Débordement (ouverture 4x3,5 m)				
		Elévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	6,33%	7,88%			
	90	4,43%	4,73%	3,58%		
	120	2,53%	2,09%	1,97%	1,57%	
	150		1,25%	1,11%	0,79%	0,96%
	180		1,11%	0,87%	0,74%	0,80%
	210		1,47%	1,30%	0,98%	0,55%
	240	3,28%	2,42%	1,98%	1,31%	
	270	5,47%	4,96%	3,71%		
	300	7,76%	8,48%			

Dans ce cas les pertes par débordement ne sont plus négligeables.

### Matrices d'efficacité globale du système concentrateur

Pour chaque ouverture de récepteur, une matrice d'efficacité globale peut être déduite en soustrayant la matrice des pertes par débordement à la matrice des pertes imputables au champ d'héliostats uniquement. Pour un récepteur d'ouverture de 4 m par 3,5 m, la matrice suivante est obtenue. Elle correspond à un rendement annuel global du champ solaire de 73,4%, soit 2,1% de débordement.

		Matrice d'efficacité (ouverture 4x3,5 m)				
		Élévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	21,5%	44,1%	51,2%	52,4%	51,1%
	90	37,7%	58,1%	67,6%	69,1%	67,4%
	120	53,0%	71,3%	77,6%	79,4%	77,4%
	150	57,3%	77,0%	82,1%	83,8%	81,7%
	180	60,0%	79,6%	83,5%	84,8%	82,7%
	210	58,2%	77,1%	81,8%	83,6%	82,1%
	240	53,6%	71,0%	76,7%	79,2%	77,7%
	270	41,0%	58,3%	67,2%	69,4%	68,1%
	300	25,0%	44,7%	51,5%	53,2%	52,2%

### Précision sur le flux maximum

La matrice de précision sur le flux maximal permet de résumer avec quelle précision le flux maximal de la distribution est connu. On constate que pour les positions les plus utilisées dans l'année, ce flux est connu avec une précision de 2%, ce qui permet d'avoir une idée correcte du flux maximal obtenu à n'importe quel moment de l'année, pour par exemple dimensionner un récepteur qui supporte ces flux. La précision est moins bonne pour des simulations correspondant aux premières heures de la matinée et aux dernières heures du jour.

		Précision sur le flux maximal				
		Élévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	4,2%	3,9%			
	90	3,3%	3,0%	2,7%		
	120	2,6%	2,3%	2,2%	2,1%	
	150		2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
	180		2,0%	2,0%	1,9%	1,8%
	210		2,0%	2,0%	2,0%	1,9%
	240	2,8%	2,4%	2,2%	2,0%	
	270	3,4%	2,9%	2,7%		
	300	4,5%	4,0%			

### Temps de calcul

A titre d'information, le temps de calcul pour chaque position, sur un ordinateur équipé d'un Pentium 4® à 3GHz et à 1Go de Ram sont référencés dans la matrice suivante. Le temps total d'établissement d'une carte de flux est donc de l'ordre de 75 heures.

		Temps de calcul (en heures)				
		Élévation				
		10	25	40	55	70
Azimut	60	4	3,3			
	90	2,8	1,3	2,6		
	120	2	1,8	2	2,5	
	150		1,6	2	2,4	2,9
	180		1,9	2,6	2,8	3,2
	210		1,6	2	2,6	2,8
	240	2	1,6	2	2,6	
	270	2,5	2,5	2,6		
	300	3,5	3,1			

## Annexe F - Choix de la configuration optimale du champ solaire de PEGASE à THEMIS

Le champ solaire de THEMIS a été divisé en deux : la partie haute sera utilisée pour la centrale photovoltaïque concentrée THEMIS PV, et la partie basse et la tour sont réservés pour une plateforme expérimentale dont le premier gros projet est PEGASE. La partie basse (115 héliostats) dispose de 101 héliostats valides et de 14 héliostats modifiés ou endommagés (marqués d'une croix sur la Figure F.1), dont seuls le mât et la tête pourraient être récupérés.

Afin d'obtenir des flux plus concentrés au centre du récepteur, il est envisagé a priori de déplacer des structures d'héliostats pour les recentrer au cœur du champ. La pertinence de ces déplacements de structure sera évaluée pour deux configurations types : l'une consistant à enlever uniquement des héliostats des côtés (configuration n°1, Figure F.2), l'autre consistant à enlever les héliostats des premiers rangs, qui sont plus facilement ombrés, et quelques héliostats des côtés (configuration n°2, Figure F.3).

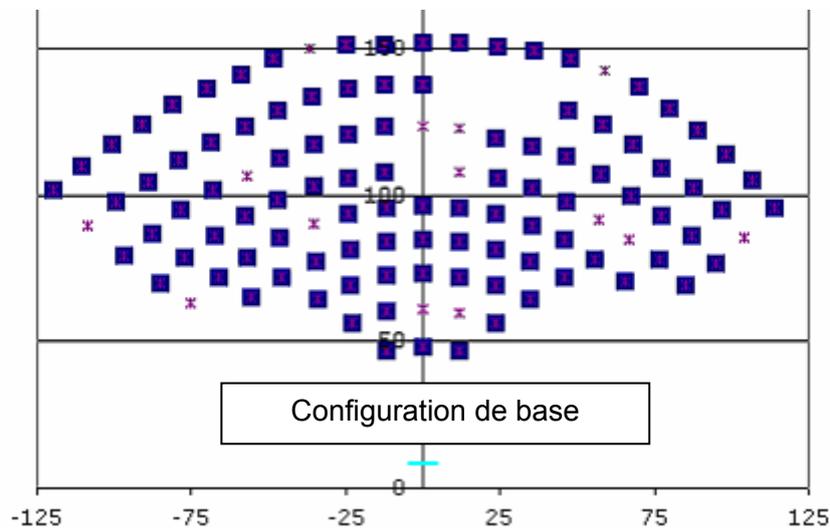


Figure F.1. Partie basse actuelle du champ de Themis

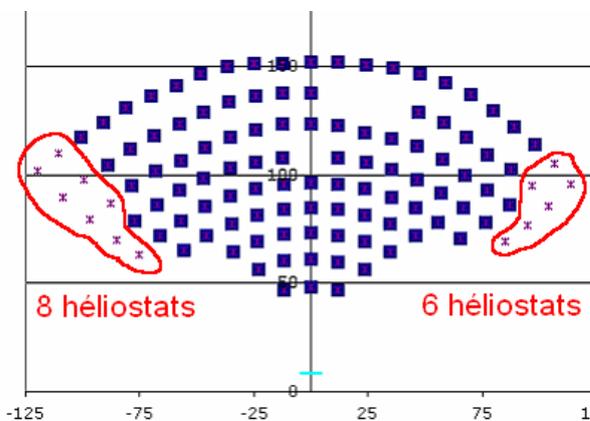


Figure F.2. Configuration numéro 1

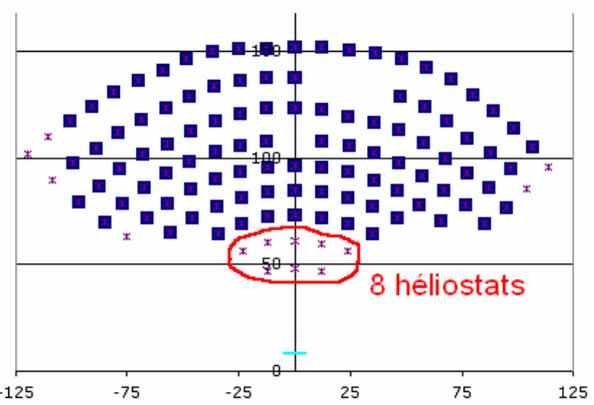


Figure F.3. Configuration numéro 2

Les simulations du champ solaire par SOLTRACE vont nous aider à choisir la configuration de champ optimale. Pour cela, nous nous proposons de tester individuellement les 22 héliostats de la Figure F.4 en établissant une matrice d'efficacité pour chacun d'entre eux, de les comparer sur le critère de leur rendement annuel, et de sélectionner les plus performants.

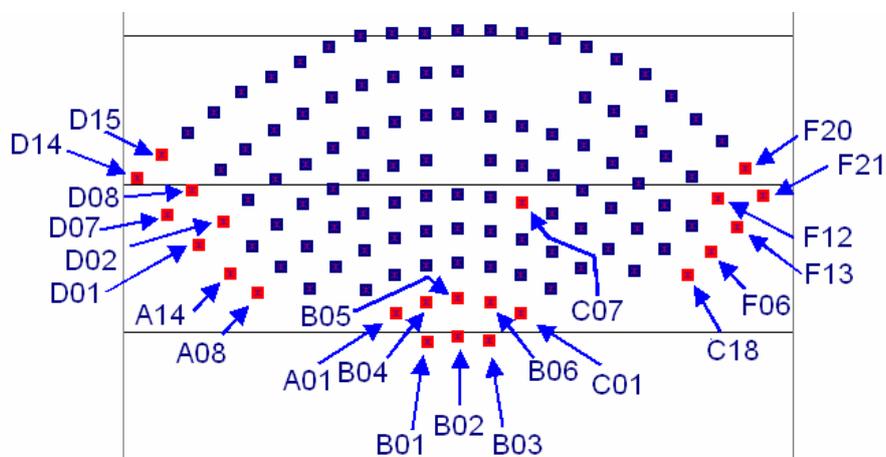


Figure F.4 Héliostats à tester

Notons dès maintenant que le fait d'avoir réalisé une matrice d'efficacité pour un héliostat pris individuellement ne permet pas de déduire son efficacité une fois implanté dans le champ, à cause des ombres et blocages éventuels de certains rayons du soleil par les héliostats voisins : pour chaque calcul le système optique n'est composé que d'un héliostat, de la tour et du récepteur. Ces résultats sont donc à prendre avec précaution. Ainsi, le rendement annuel ne peut en aucun cas être pris tel quel. Cependant, à Thémis, les ombres et blocages sont peu importants (voir Annexe E). De plus, si l'on fait l'hypothèse qu'ils sont globalement identiques d'un héliostat à un autre, cette étude permet quand même de comparer les héliostats entre eux. Ainsi, les résultats seront exposés de manière relative. Les efficacités de chaque héliostat seront données comme pourcentage de l'héliostat testé ayant le meilleur rendement. Ainsi, on pourra dresser une carte complète du champ avec les efficacités relatives. Les résultats sont donnés dans le Tableau F.1.

Héliostats testés	Efficacité relative	Héliostats testés	Efficacité relative
<b>B05</b>	<b>100,0%</b>	D02	91,2%
A01	99,1%	E15	91,1%
B02	99,0%	A14	91,1%
A12	98,2%	C16	90,6%
C07	98,0%	D18	89,7%
E04	97,9%	F15	88,9%
B01	97,8%	D08	87,3%
B17	97,7%	C18	85,1%
C01	97,3%	D15	83,5%
E05	97,2%	F12	83,2%
D05	97,1%	F06	82,4%
B03	96,2%	D14	80,6%
C15	93,5%	F21	80,0%
A08	92,8%	F20	78,5%

Tableau F.1. Rendement relatif de chaque héliostat testé

Les résultats du Tableau F.1 ont été repris pour dresser la cartographie du champ (voir Figure F.5). Les héliostats testés ont été entourés.

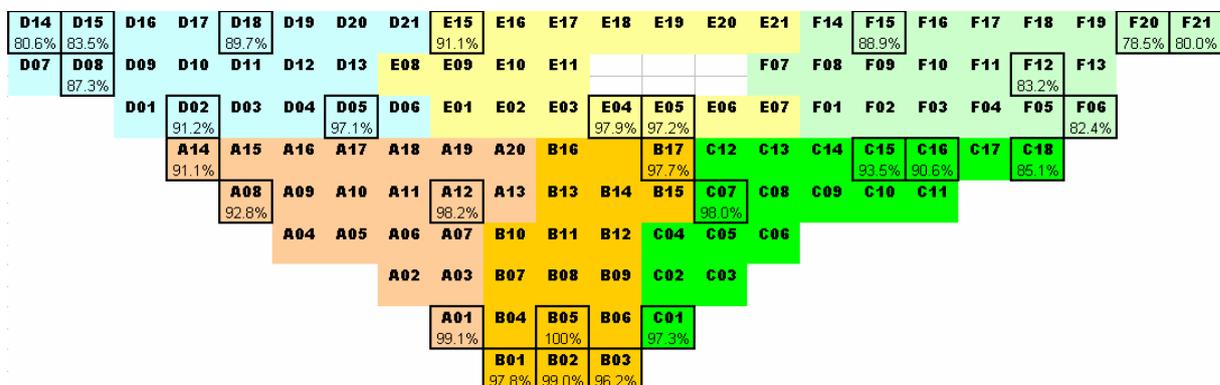


Figure F.5. Cartographie du champ avec les héliostats testés

Afin d'obtenir une estimation de la contribution en rendement annuel des autres héliostats du champ, une interpolation polynomiale a été réalisée. On obtient ainsi la configuration de champ donné Figure F.6.

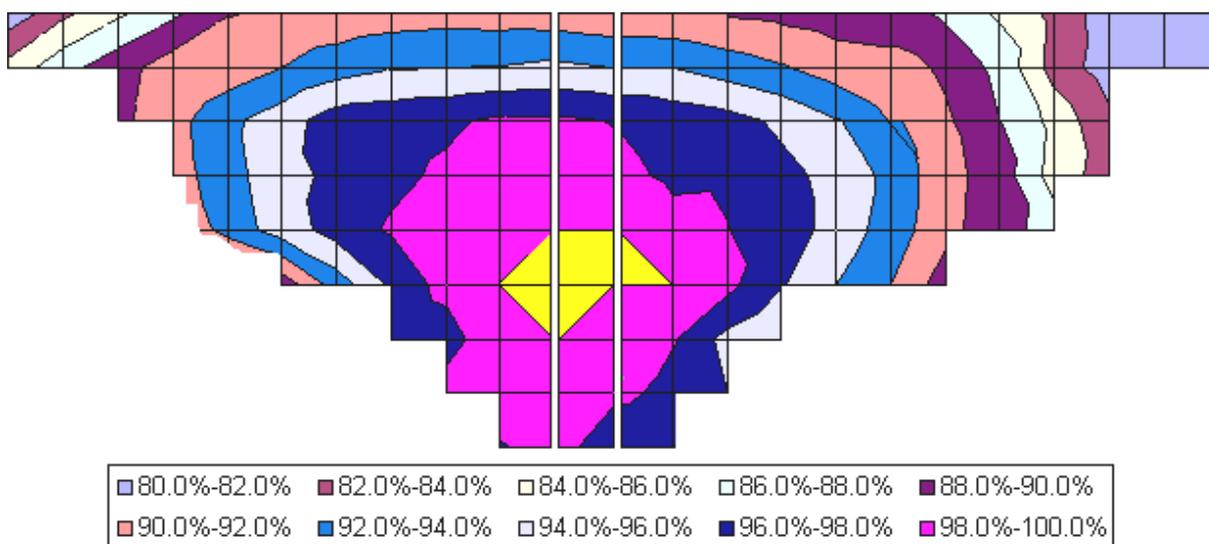


Figure F.6. Cartographie complète du champ par interpolation polynomiale

Ainsi, on constate que les meilleurs héliostats sont ceux situés en bas et au milieu du champ. Les héliostats en jaune sont meilleurs que l'héliostat de référence. Les héliostats situés à l'Ouest du champ contribuent légèrement plus que ceux de l'Est à l'énergie réfléchiée annuellement par le champ. Ceci s'explique par des températures plus basses le matin, et donc un ciel moins chargé en humidité et des DNI plus élevés quand les héliostats Ouest ont une surface efficace plus grande que les héliostats Est. Ce phénomène est confirmé par les mesures de flux effectuées lors de l'expérience THEMIS [1].

Cette nouvelle cartographie va nous permettre d'en déduire une configuration optimale de champ, à savoir, quels héliostats garder et quels héliostats déplacer, sachant que l'on veut obtenir 101 héliostats valides. Au vu des très bonnes performances des héliostats des premiers rangs, la configuration 2 peut déjà être écartée.



Heure solaire	8h00	10h00	12h00	14h00	16h00
<b>Configuration de base</b>					
Flux moyen (kW/m <sup>2</sup> )	256	315	329	316	<b>253</b>
Flux maximal (kW/m <sup>2</sup> )	1829	<b>3229</b>	<b>3584</b>	2985	1570
Erreur flux maximal	2,20%	1,76%	1,69%	1,84%	2,36%
<b>Configuration optimale</b>					
Flux moyen (kW/m <sup>2</sup> )	<b>262</b>	<b>323</b>	<b>329</b>	<b>317</b>	247
Flux maximal (kW/m <sup>2</sup> )	<b>1868</b>	3220	3467	<b>3226</b>	<b>1737</b>
Erreur flux maximal	2,18%	1,78%	1,71%	1,77%	2,22%

Tableau F.2. Flux précis obtenus le 21 mars pour les configurations de base et optimale

On constate que la configuration optimale est globalement très légèrement meilleure, puisqu'elle donne une puissance interceptée globalement plus élevée avec des pics de flux très comparables. Cela confirme en partie les rendements globaux obtenus pour l'année entière. Cependant, l'après-midi, la configuration optimale devient moins efficace en flux moyen. Cela est dû à la configuration du champ : il y a moins d'héliostats dans la partie droite du champ, donc moins d'héliostats efficaces l'après-midi.

Ainsi ces deux calculs (matrices d'efficacité et cartes de flux) relativisent les gains obtenus en passant de la configuration de base à la configuration. Cette très faible amélioration des performances n'a pas été jugée suffisante pour justifier l'engagement de travaux lourds – et donc de dépenses conséquentes – pour le déplacement de structures d'héliostats vers d'autres mâts.

### Références bibliographiques

[1] J.J. Bézian, Les données météorologiques à Targasonne, In *Séminaire héliothermie AFME-CNRS*, 16-19 septembre 1986, Sophia Antipolis, (1987).

## **Annexe G - Données d'entrée de la simulation des performances du champ solaire de PEGASE à THEMIS par WINDELSOL**

WINDELSOL, comme son prédécesseur DELSOL3, opère en deux étapes. Chacune d'entre elle traite 2 types de problèmes :

- des Calculs d'Optimisation de la Conception (DOC), pour lesquels l'utilisateur spécifie la géométrie des héliostats, décrit le récepteur, la localisation de l'installation, et les intervalles d'étude des variables à optimiser (hauteur de tour, taille du récepteur, multiple solaire...). DELSOL3 cherche alors le jeu de variables qui minimise le coût de l'énergie. Remarquons qu'au cours de l'étape DOC le code n'utilise jamais un champ d'héliostats défini par des coordonnées, mais seulement des valeurs moyennes de densités d'héliostats sur le terrain.
- des Calculs de Performances du Champ (PFC), pour lesquels l'utilisateur définit un unique système (incluant les positions des héliostats automatiquement générées par WINDELSOL). DELSOL3 calcule les performances optiques et énergétiques pour ce système à un instant donné ou sur une année type, et les compile pour produire une matrice d'efficacité du champ solaire.

WINDELSOL impose d'optimiser le système (DOC) avant de calculer de manière précise ses performances (PFC) et offre l'avantage par rapport aux différentes versions de DELSOL de déterminer automatiquement les coordonnées d'un champ solaire optimisé, respectant la densité d'héliostats et maximisant l'énergie captée. Cependant ni DELSOL3 ni WINDELSOL ne peuvent calculer les performances d'un champ d'héliostats dont les coordonnées sont définies par l'utilisateur : ils ne paraissent donc pas adaptés pour l'étude d'un champ existant.

A la place du long fichier texte rassemblant les données d'entrée du modèle utilisé dans DELSOL3, WINDELSOL présente une interface sous forme de fenêtres, dont le contenu sera détaillé dans les paragraphes suivants. Parmi les variables considérées par DELSOL, certaines sont bloquées par WINDELSOL afin de limiter les incohérences.

### **Informations générales sur le système (fenêtre BASIC)**

Cette fenêtre contient les paramètres relatifs :

- à la localisation du système (latitude, altitude),
- au modèle météorologique utilisé (ici modèle de Meinel),
- à la définition du nombre de points de calcul par demi-année (entre deux solstices, pour considérer toutes les positions du soleil dans le ciel) à partir desquels les performances annuelles seront interpolées (ici calculs heure par heure pour 9 jours répartis dans une demi-année),
- au jour de référence utilisé pour dimensionner l'installation au régime nominal (ici à l'équinoxe de printemps, le 21 mars).

### **Définition du champ d'héliostats (fenêtre FIELD)**

Dans cette fenêtre sont définies la forme globale du champ solaire (distance entre la tour et le premier / dernier rang d'héliostats, angle d'ouverture du champ vu depuis le récepteur), les zones interdites aux héliostats (pour cause de relief accidenté ou de constructions préexistantes par exemple) et la densité d'héliostat dans le champ. En effet l'emplacement des héliostats n'est pas défini par leurs coordonnées mais par cette valeur de densité représentant le rapport entre la surface réfléchissante et la surface au sol, ce qui fausse le

calcul des ombres et blocages. La valeur par défaut utilisée dans la modélisation de Pégase à Thémis est issue des recherches de l'Université de Houston (USA).

Les limites radiales et angulaires du champ ont été déterminées afin de correspondre à celles du champ réel de Pégase à Thémis. Cependant WINDELSOL ne considère que des champs solaires plats, ce qui est loin d'être le cas pour Pégase, où l'altitude de la première rangée et celle de la dernière rangée diffèrent de 24 mètres. A partir des coordonnées réelles des héliostats de Thémis, nous avons donc calculé un champ plat fictif dont les coordonnées des héliostats sont déterminées par l'intersection des vecteurs héliostats-récepteur et d'un plan horizontal situé à une hauteur moyenne dans le champ. Ceci revient à considérer que le récepteur est placé à 52,75 mètres de hauteur. Les emplacements des héliostats réels et le champ solaire équivalent permettant de délimiter les limites du champ simulé dans WINDELSOL sont représentés sur la Figure G.1. Cette méthode permet de conserver la même surface efficace du champ, puisque les vecteurs incidents et réfléchis restent identiques. Les héliostats fictifs des premières rangées étant plus proches du récepteur que leurs homologues réels, les pertes par atténuation atmosphérique et par débordement de la tâche focale seront donc sous-estimées. Cette tendance sera équilibrée par les héliostats de fond de champ, plus éloignés donc moins précis que les héliostats réels.

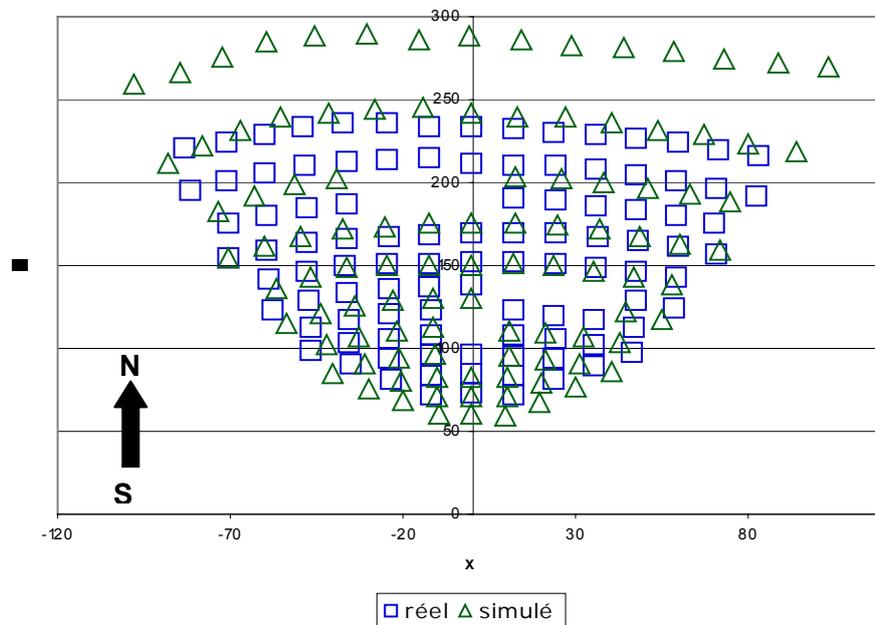
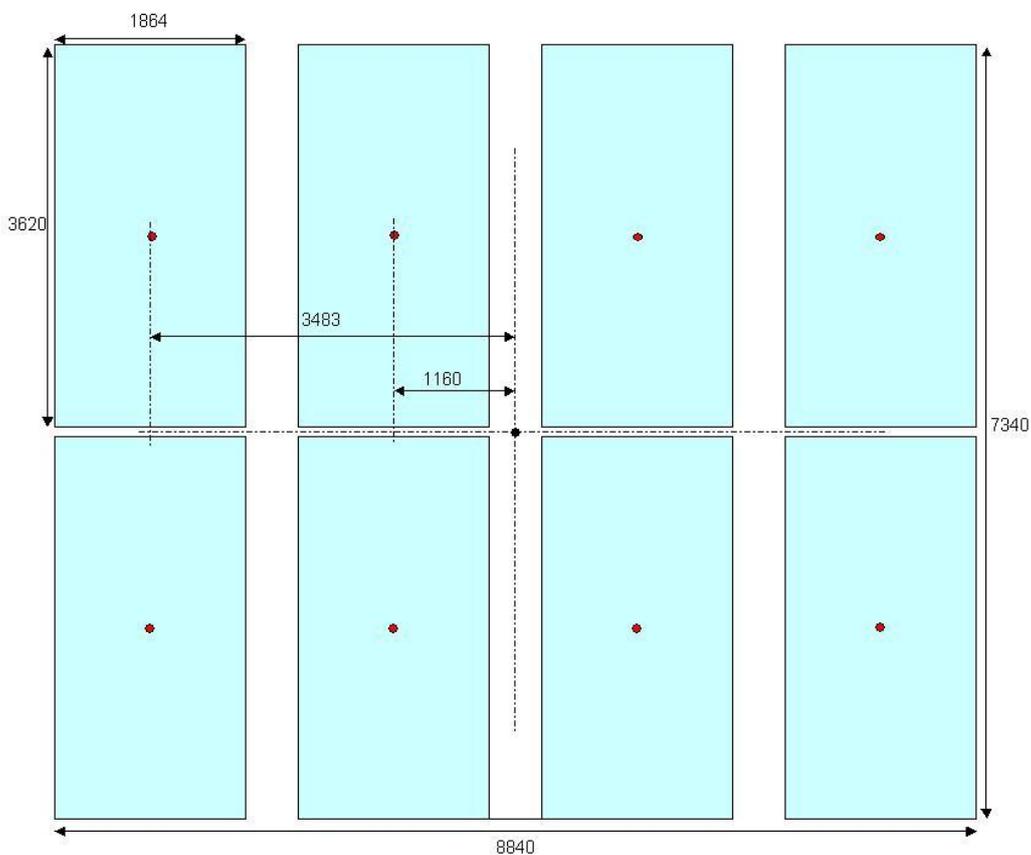
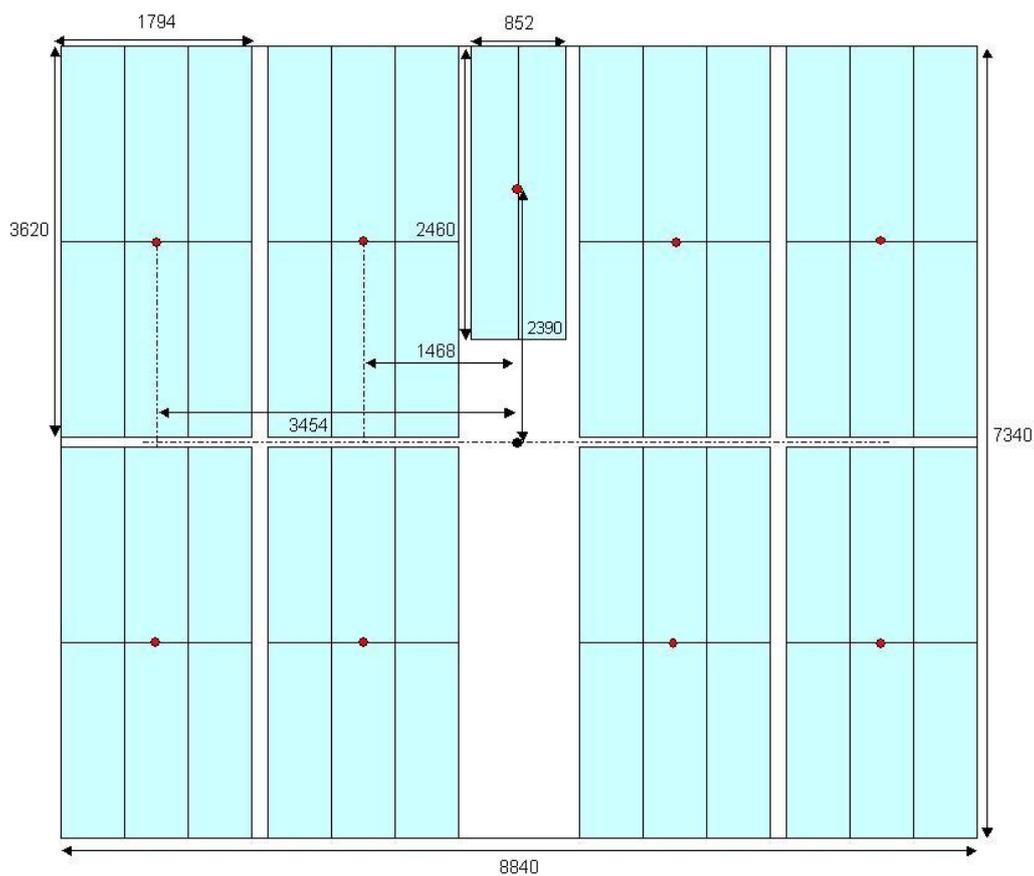


Figure G.1. Coordonnées des héliostats de Thémis réels et simulés

### Définition des héliostats (fenêtre HSTAT)

Cette fenêtre contient toutes les caractéristiques géométriques de chaque héliostat : encombrement, dimensions et dispositions des modules, rayons de courbures, erreurs. WINDELSOL ne pouvant pas prendre en compte la géométrie particulière des héliostats Cethel implantés dans le champ de PEGASE (Figure G.2), nous avons dû définir un héliostat équivalent (Figure G.3) de même encombrement, de même densité de miroirs (proche de 0,83) mais avec 8 modules identiques et composés chacun d'une seule facette au lieu de 9 modules composés de 2 ou 6 facettes.

Les erreurs des modules sont ajustées selon les spécifications du constructeur ainsi que les mesures effectuées au cours de l'expérimentation de THEMIS. La forme de la structure métallique est réglée de manière à obtenir une focale identique pour tous les héliostats, égale à la distance oblique moyenne entre héliostats et récepteur, et conformément aux spécifications les modules ont 4 focales différentes en fonction de la position de l'héliostat dans le champ.



### Définition du récepteur (fenêtre REC)

Ici sont décrits le type de récepteur utilisé, ses dimensions ainsi que sa position par rapport au pied de la tour. Parmi les types de récepteur disponibles (récepteur plan, cylindrique ou cavité), nous avons choisi le récepteur plan incliné de 30° vers le bas. Ses dimensions seront optimisées lors de l'exécution de WINDELSOL.

Les travaux de conception du récepteur pour Pégase n'étant pas encore effectués, nous retenons à ce stade le concept REFOS utilisé lors de l'expérience Solgate [1]. Ce récepteur volumétrique sera placé derrière un concentrateur secondaire afin de limiter la taille de la fenêtre de quartz. Le logiciel ne permettant pas l'utilisation d'une optique secondaire, nous nous contenterons ici d'observer la distribution de flux sur le plan d'entrée du concentrateur secondaire, ce qui permettra de donner des ordres de grandeur concernant les flux maximaux atteints ainsi que la dimension de la tache focale.

### Autres fenêtres

Les informations entrées dans la fenêtre NLFLUX complètent celles de la fenêtre REC pour permettre la définition complète du ou des récepteurs et permettent le tracé de la carte de flux. Elles spécifient le type, l'orientation, la forme et le maillage de la surface réceptrice sur laquelle sera calculée la carte de flux.

La fenêtre NLEFF contient les paramètres définissant les performances des composants en aval de la surface du récepteur : le récepteur lui-même, les conduites, le stockage, le cycle de conversion en électricité. Ce modèle est très détaillé pour l'analyse d'une centrale solaire classique, mais ne permet pas de simuler un système hybride tel que Pégase. C'est pourquoi les rendements de tous les éléments en aval du récepteur sont ici réglés à 1 : au lieu de dimensionner l'installation en fonction de sa puissance électrique nominale, nous la dimensionnons de manière à obtenir 2,5 MW<sub>th</sub> en sortie de récepteur, ce qui correspond à la puissance thermique solaire nominale du système. Le rendement du récepteur choisi pour cette simulation est le rendement proposé par défaut dans WINDELSOL (83%).

La fenêtre OPT contient tous les paramètres de l'installation à optimiser, comme la hauteur de la tour, le multiple solaire du champ, le nombre de récepteurs en haut de tour, et la puissance exigée. Dans le cas d'une centrale basée sur une installation existante comme Pégase, la plupart de ces paramètres sont figés. Seul le nombre de récepteurs utilisés aurait pu être intéressant à optimiser, mais comme il est impossible de prendre en compte la géométrie d'un récepteur de type REFOS, nous nous contenterons d'examiner la carte de flux sur un plan rectangulaire couvrant l'ouverture de tous les récepteurs.

Enfin les fenêtres NLCOST et NLECON rassemblent les variables économiques (coûts des composants) et financières (taux d'intérêts, taux de charge fixe, imprévus, taxes...) de l'installation. Ces paramètres ne sont pas pertinents pour cette étude, centrée sur les performances énergétiques de Pégase. Cependant ils constituent une base très complète pour l'analyse technico-économique d'une centrale solaire classique (sans hybridation).

### Références bibliographiques

[1] Final Technical Report Solgate, ENK5-CT-2000-00333, Project Co-Ordinator: Ormat, Partners: Ciemat, DLR, Solucar, Tuma, (2005). Disponible sur : [http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate_en.pdf).

## Annexe H – Dimensionnement de la cavité réceptrice de PEGASE à THEMIS

Contrairement aux études paramétriques concernant uniquement les caractéristiques du récepteur, celles qui touchent à la géométrie de la cavité ne peuvent pas être menées sans relancer des calculs SOLTRACE. Toujours dans le cadre d'une cavité à fond large d'ouverture circulaire, l'influence de deux paramètres déterminant l'aspect de la cavité est ici étudiée.

### a. Influence de la profondeur de la cavité

Le rayonnement solaire est très concentré sur le plan focal, mais quelques mètres derrière celui-ci, la tache s'étale et les flux sont plus acceptables par les matériaux. Ainsi, il est intéressant d'observer les variations des rendements du récepteur en fonction de sa profondeur. Le diamètre du fond du récepteur est ici ajusté manuellement de telle sorte que le flux minimal sur l'élément périphérique ne soit pas trop faible.

A rayon d'ouverture fixé, la figure H.1 détaille la température maximale atteinte par la paroi absorbante et le rendement énergétique du récepteur pour une profondeur variant de 1 m à 4 m, côte maximale limitée par l'espace disponible au sommet de la tour.

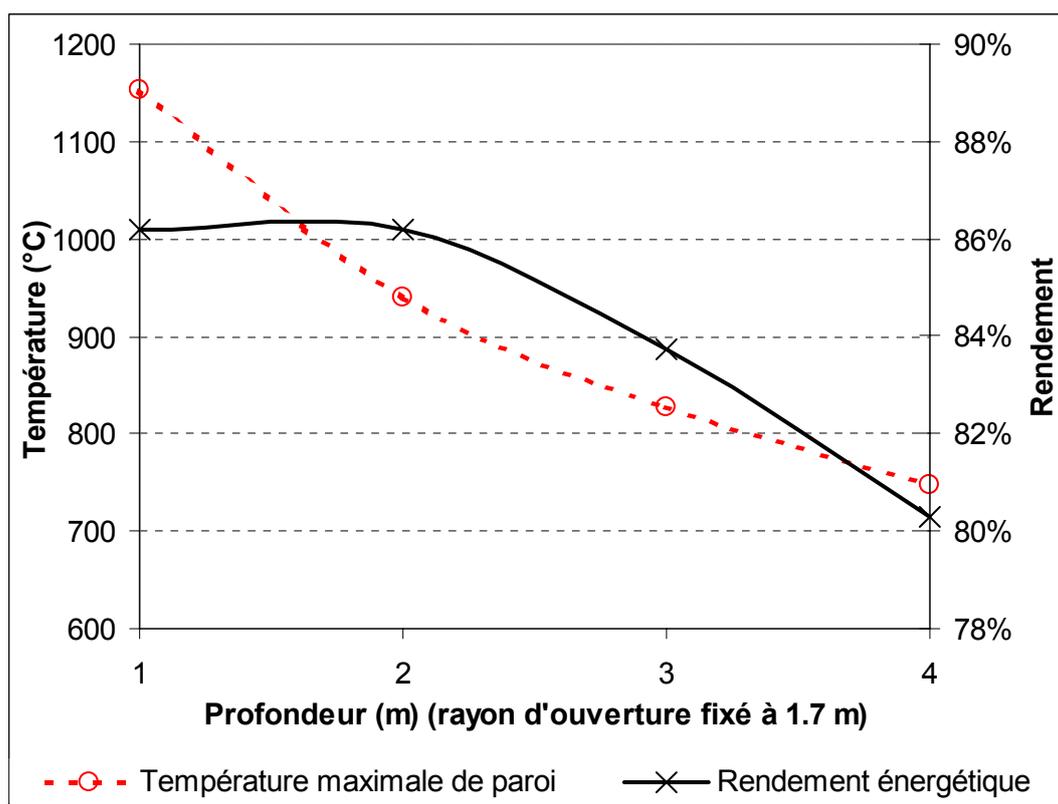


Figure H.1. Etude des performances du récepteur de PEGASE à THEMIS en fonction de la profondeur de la cavité

Sur cette courbe, on constate qu'avec ce modèle un optimum de rendement est atteint pour une cavité de profondeur 2 mètres. Au delà, les performances diminuent, ce qui peut s'expliquer par la faible épaisseur d'isolant et surtout par le fait que la paroi latérale ne soit

constituée que d'un seul élément. Ces approximations ont pour conséquence d'augmenter l'incertitude sur l'estimation des pertes par conducto-convection à travers la paroi isolante. Quand la profondeur augmente, ces pertes augmentent plus vite que ne diminuent les pertes par rayonnement limitées par l'aspect plus étroit de la cavité. Néanmoins pour une cavité de 2 mètres de profondeur, la température du matériau absorbeur avoisine 950 °C, ce qui paraît excessif pour un alliage métallique. Ainsi pour ne pas chauffer excessivement le matériau absorbeur, une profondeur de 3 mètres a été retenue pour le cas de base de l'étude du chapitre 5.

### b. Influence de la surface d'ouverture (Souv)

En faisant varier le rayon d'ouverture du récepteur entre 1 et 2 m, pour une profondeur de 2m, on obtient les courbes de la figure H.2. Plus le rayon d'ouverture est grand et plus le rendement énergétique du récepteur diminue, car le re-rayonnement dans l'infrarouge est moins limité. Cependant, le facteur d'interception suit la tendance inverse : s'il est de 100% pour une ouverture de rayon 2 m, il n'atteint que 80% pour une ouverture de 1 m. Ainsi la surface d'ouverture influe non seulement sur le rendement du récepteur, mais aussi sur le rendement du concentrateur. Le critère d'optimisation pertinent n'est donc plus ici le rendement énergétique du récepteur mais un rendement global produit du rendement du récepteur et du facteur d'interception. Le rayon d'ouverture optimal lu sur la figure H.2 est d'environ 1,7 m.

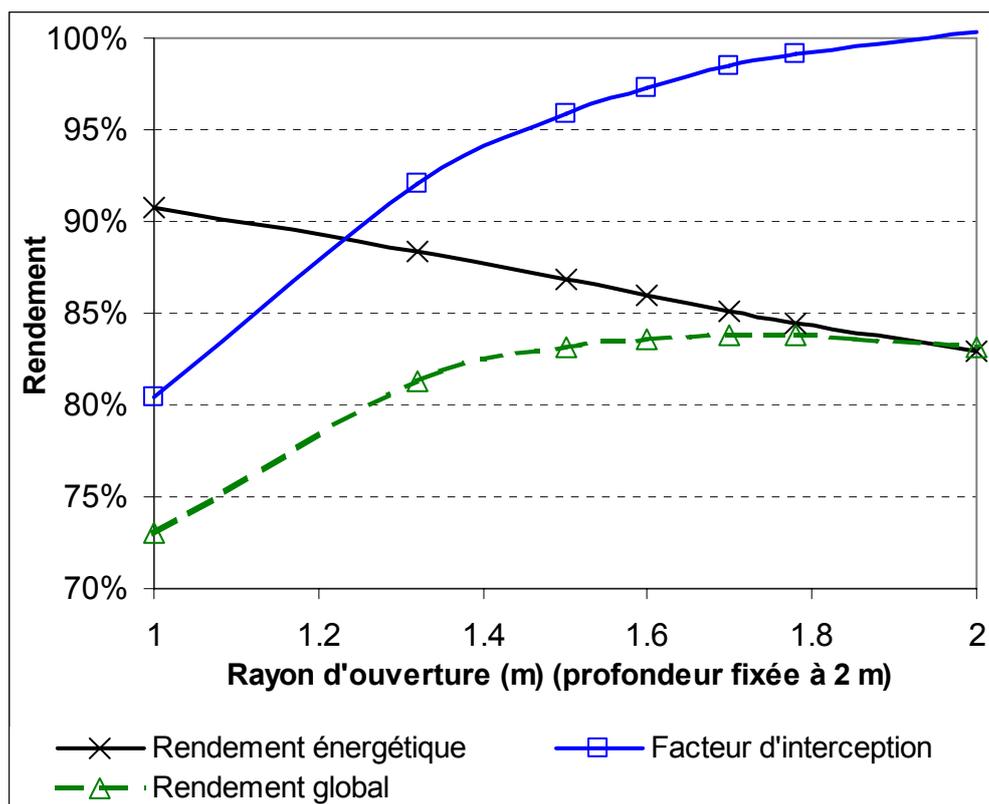


Figure H.2. Etude des performances du récepteur de PEGASE à THEMIS en fonction du rayon d'ouverture de la cavité

Ces études paramétriques permettent donc de fixer les dimensions optimales du récepteur à fond large, comme suit :

**Rayon d'ouverture = 1,7 m**

**Profondeur = 3 m**

Ces dimensions, pour lesquelles le récepteur subira des contraintes thermomécaniques acceptables, sont celles retenues pour le cas de base. Remarquons néanmoins que ces valeurs dépendent directement de la forme de la tache focale, qu'il faudra valider par des mesures de flux après réflexion du champ d'héliostats et pour d'autres positions du soleil dans le ciel que celle du point de dimensionnement.

# Annexe I - Indicateurs économiques

Dans cette Annexe, nous allons tenter de proposer des définitions consistantes d'indicateurs économiques et financiers fréquemment employés dans l'analyse de projets de centrales solaires commerciales. Les outils présentés au chapitre 6 proposent pour la plupart des indicateurs économiques (dans ECOSTAR, GREENIUS, SOLELE et SAM), avec presque autant de définitions et de méthodes de calculs que de logiciels. Ce document tentera d'en faire une synthèse à la lumière des recommandations de l'AIE [1], afin de donner au lecteur les clés pour une analyse à la fois simple et rigoureuse.

Le *coût normalisé de production de l'électricité* (LEC) est de loin l'indicateur le plus communément utilisé pour l'analyse des performances économiques des centrales CSP. Néanmoins son calcul est fortement influencé par la méthodologie employée et les hypothèses de départ. La méthodologie décrite dans cette Annexe est inspirée de [2]. D'autres indicateurs ont aussi été sélectionnés pour évaluer la rentabilité intrinsèque d'un investissement, comme la *valeur actualisée nette* (NPV), le *taux de rentabilité interne* (IRR), et le *délai de récupération actualisé* (PB).

## 1. Calcul du coût des équipements

Le coût des équipements n'est pas toujours connu à la capacité voulue (nombre d'héliostats, taille du stockage, puissance de la turbine) surtout pour des composants spécifiques solaires encore loin de la production de masse. C'est pourquoi ce coût est souvent déduit d'une référence connue pour une capacité donnée à l'aide de facteurs d'échelle, selon la formule ci-dessous.

$$CT_{equip}(C_2) = (C_2/C_1)^q \times CT_{equip}(C_1) \quad (I.1)$$

avec :

$CT_{equip}(C_2)$  coût estimé de l'équipement à la capacité  $C_2$   
 $CT_{equip}(C_1)$  coût de référence du même équipement à la capacité  $C_1$   
 $q$  facteur d'échelle relatif à l'équipement

## 2. Coût normalisé de l'énergie (LEC)

C'est l'indicateur principal pour l'analyse économique des systèmes CSP, qui représente la valeur actualisée des coûts convertis en un courant de paiements annuels égaux, et divisé par la production électrique annuelle. Il peut inclure les coûts associés aux émissions de CO<sub>2</sub>. Cette approche doit être réservée à la comparaison de cas où les hypothèses économiques sont équivalentes.

### Équation de base

L'équation générale pour calculer le LEC est la suivante:

$$LEC = \frac{CA_{invest} + CA_{O\&M} + CA_{fuel} - CA_{CO_2}}{E_{net}} \quad (I.2)$$

Avec:

$CA_{invest}$  valeur actualisée des coûts annuels d'investissement  
 $CA_{O\&M}$  valeur actualisée des coûts annuels d'exploitation et maintenance  
 $CA_{fuel}$  valeur actualisée des coûts annuels de combustible  
 $CA_{CO_2}$  valeur actualisée des crédits annuels de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

$E_{net}$ : production électrique annuelle

De manière générale les valeurs actualisées des coûts annuels et des coûts totaux sont liées par les relations suivantes :

$$CA_{invest} = CT_{invest} \times fcr$$

$$CA_{O\&M} = CT_{O\&M} \times crf$$

$$CA_{fuel} = CT_{fuel} \times crf$$

Avec :

$CT_{invest}$  valeur actualisée des coûts totaux d'investissement  
 $CT_{O\&M}$  valeur actualisée des coûts totaux d'exploitation et maintenance  
 $CT_{fuel}$  valeur actualisée des coûts totaux de combustible  
 $fcr$  taux de charge fixe  
 $crf$  facteur de recouvrement du capital

Cette définition générale est simple, mais les valeurs actualisées des coûts annuels sont difficiles à déterminer et sont interprétés à des niveaux de détails différents suivant les références.

#### Taux de charge fixe ( $fcr$ ) et Facteur de recouvrement du capital ( $crf$ )

Le taux de charge fixe prend en compte les impôts sur les bénéfices des sociétés (incluant les amortissements et les crédits d'impôts à l'investissement), les intérêts de la dette, l'assurance, les impôts fonciers et autre taxes [2]. Le facteur de recouvrement du capital est le rapport d'une annuité constante sur la somme actualisée de toutes ces annuités sur la période d'amortissement. Leurs définitions complètes sont les suivantes :

$$fcr = crf \times \left[ \frac{1-t \times depr - itc}{1-t} + K_{assurance} \times \frac{1+g_i}{k_d - g_i} \times \left( 1 - \left( \frac{1+g_i}{1+k_d} \right)^n \right) \right] \quad (1.3)$$

Et

$$crf = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+k_d)^i}} = \frac{k_d \times (1+k_d)^n}{(1+k_d)^n - 1} \quad (1.4)$$

Avec :

$t$  taux d'imposition sur les bénéfices  
 $itc$  crédits d'impôts à l'investissement  
 $K_{assurance}$  taux d'assurance  
 $g_i$  taux d'inflation général  
 $n$  durée d'amortissement  
 $k_d$  taux d'actualisation  
 $depr$  facteur d'amortissement

Cette équation prend en compte les facteurs financiers et suppose que l'impôt foncier est constant [2]. Pour une analyse du point de vue d'un service public, le calcul est simplifié en omettant les impôts ( $t$  et  $itc$ ). En outre, dans certaines approches simplifiées, l'inflation est considérée nulle. Vient alors l'expression simplifiée, utilisée dans de nombreuses références (ECOSTAR, SOLELE).

$$fcr = crf + K_{assurance} \quad (1.5)$$

### Coûts totaux d'investissement

Ils peuvent être calculés de deux manières différentes :

a) Tous les investissements sont réalisés dès la première année. C'est l'hypothèse que fait le programme ECOSTAR par exemple. Alors les coûts d'investissements sont directement calculés comme suit :

$$CT_{invest} = (1 + \sum CT_{equip0}) \times K_{indirect} \quad (1.6)$$

avec :

$CT_{equip0}$  Coût total des équipements au début du projet  
 $K_{indirect}$  Facteur de coûts indirects (surcharge pour la construction, l'ingénierie, le management, et les imprévus)

b) Une autre méthode consiste à détailler les flux annuels de trésorerie concernant les investissements. Dans ce cas les coûts totaux sont déduits des coûts correspondant aux années  $i$  par l'équation suivante :

$$CT_{invest} = \sum_{i=1}^n \frac{CA_{investi}}{(1+k_d)^i} \quad (1.7)$$

avec  $CA_{investi}$  : Coûts d'investissements relatifs à l'année  $i$

Il arrive que les coûts d'investissement relatifs à l'année  $i$  ne soient pas directement connus. Ils peuvent alors être déduits des coûts d'investissement pour une année de référence  $b$  comme suit :

$$CA_{investi} = CA_{investb} \times (1+g_c)^{i-b} \quad (1.8)$$

Avec :

$b$  Année de référence pour l'estimation des coûts d'investissement  
 $g_c$  Inflation annuelle du coût des capitaux  
 $CA_{investb}$  Coût annuel d'investissement pour l'année de référence.

### Coûts annuels d'exploitation et maintenance et du combustible

Les valeurs actualisées des coûts annuels d'exploitation et maintenance et des coûts annuels du combustible (dans le cas d'une centrale hybride ou avec appoint fossile) sont estimés grâce aux formules générales suivantes :

$$CA_{O\&M} = CT_{O\&M} \times crf = CA_{O\&M0} \times \left( \frac{1+g_o}{k_d - g_o} \right) \times \left( 1 - \left( \frac{1+g_o}{1+k_d} \right)^n \right) \times crf \quad (1.9)$$

Et

$$CA_{fuel} = CT_{fuel} \times crf = E_{fuel0} \times k_{fuel0} \times \left( \frac{1+g_f}{kd-g_f} \right) \times \left( 1 - \left( \frac{1+g_f}{1+kd} \right)^n \right) \times crf \quad (I.10)$$

Avec :

$g_o$	Inflation annuelle des coûts d'exploitation et de maintenance
$CA_{O\&M0}$	Coûts d'exploitation et de maintenance pendant la 1 <sup>ère</sup> année d'exploitation
$g_f$	Inflation annuelle des coûts du combustible
$E_{fuel0}$	Consommation de combustible pendant la 1 <sup>ère</sup> année d'exploitation
$k_{fuel0}$	Coûts du combustible pendant la 1 <sup>ère</sup> année d'exploitation

On remarquera que négliger l'inflation ( $g_o=g_f=0$ ) revient à considérer que la valeur actualisée correspond aux coûts de la 1<sup>ère</sup> année d'exploitation.

De même que pour les coûts d'investissement, on peut déduire les coûts annuels d'O&M et du combustible pour une année quelconque  $i$  à partir des mêmes coûts pour une année de référence  $b$  :

$$CA_{O\&Mi} = CA_{O\&Mb} \times (1+g_o)^{i-b} \quad \text{et} \quad CA_{fi} = CA_{fb} \times (1+g_f)^{i-b} \quad (I.11)$$

### Crédits annuels de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

Ces crédits (en euros) sont calculés à l'aide de l'expression suivante :

$$CA_{CO2} = FS \times E_{net} \times F_{CO2} \times C_{CO2} \quad (I.12)$$

Avec :

FS	Fraction solaire annuelle de l'installation
$F_{CO2}$	Facteur d'émissions relatif au combustible fossile utilisé, en tonne de CO <sub>2</sub> par unité d'énergie électrique
$C_{CO2}$	Coût d'une tonne de CO <sub>2</sub> évitée

### 3. Valeur actualisée nette (VAN, en anglais NPV)

C'est une valeur standardisée très répandue pour l'analyse financière de projets qui correspond à la somme actualisée de la variation de trésorerie disponible sur toute la période d'amortissement. L'expression générale est la suivante :

$$NPV = \sum_{i=1}^n (E_{neti} \times p_{eli}) - (CT_{fuel} + CT_{O\&M} + CT_{invest}) \quad (I.13)$$

Avec  $p_{eli}$  le prix de vente de l'électricité pendant l'année  $i$ .

Cet indicateur permet d'évaluer très rapidement la viabilité économique d'un projet d'installation. En effet s'il est positif, l'investissement sera attractif. Il peut même servir à classer plusieurs projets entre eux, à condition qu'ils aient la même durée de vie.

### 4. Délai de récupération actualisé (DR, en anglais PB)

Il correspond aux nombres d'années nécessaires pour récupérer le montant total de l'investissement actualisé. Il est calculé en divisant l'investissement total par les revenus annuels actualisés [1], comme détaillé ci-dessous :

$$PB = \frac{CT_{invest}}{E_{net} \times p_{el} - CA_{fuel} - CA_{O\&M}} \quad (I.14)$$

Cette méthode est bien adaptée pour comparer entre eux des projets innovants, dont la rentabilité repose sur des critères très variables. Par exemple le coût du mètre carré d'héliostat sera amené à varier fortement en peu de temps entre les premiers prototypes et la production de masse. Pour des raisons comparables de variations de prix, les investissements dont la rentabilité dépend du prix des énergies fossiles devront être récupérés rapidement pour investir de nouveau et s'adapter aux modifications de l'environnement. Cependant cet indicateur pénalise les projets dont les investissements sont lourds.

### 5. Taux de rentabilité interne (TRI, en anglais IRR)

Il correspond au taux d'actualisation nécessaire pour obtenir une NPV égale à zéro. Cet indicateur présente donc l'intérêt de ne pas avoir à définir de taux d'actualisation. Il donne parfois des résultats contradictoires à une analyse par la valeur actualisée nette.

### Références bibliographiques

[1] IEA Guidelines for the economic analysis of Renewable Energy Technology Applications, 1991

[2] P.K. Falcone, A handbook for solar central receiver design, Sandia Report SAND86-8009, 1986

## Annexe J – Paramètres d’entrée de la simulation de PEGASE avec TRNSYS-STECC

Les principaux paramètres de la simulation de PEGASE à THEMIS dans TRNSYS sont rassemblés dans le tableau J.1. Le cycle thermodynamique considéré est ici TAG1. Ses composants, ainsi que ceux du champ d’héliostat et du récepteur, ont été développés par les équipes de la DLR.

Composant	Type	Paramètres (P) - Entrées (I)	Commentaires
solar radiation processor	16g	P4 starting day P5 latitude P7 shift in solar time P9 solar time ?	182 42,5 -15 1 simulation des 1 & 2 juillet 2003 latitude d'Odeillo données météo sur le fuseau GMT+1
heliostat field	194	P4 No of concentrator units P5 Mirror surface area	101 53,9 matrice d'efficacité SOLTRACE (5 pts él, 9 pts az)
compressor	224	P1 compression ratio P3 ISO inlet mass flow design I1 inlet air temperature I2 inlet pressure I4 isentropic efficiency	8 32075 kg/h 15 83% 88% donnée constructeur débit d'air ISO ajusté de façon à avoir le même débit d'air réel rendement ajusté pour retrouver la température de sortie prévue par Thermoptim
recuperator	225	P2 overall heat transfer coefficient of exchanger	120000 kJ/hr.K facteur d'échange ajusté pour retrouver la température de sortie prévue par Thermoptim
receiver	222	P2 optical efficiency P3 emissivity of absorber P4 receiver aperture P14 design inlet pressure P15 design inlet temperature P16 design outlet temperature P17 design inlet mass flow	95% 1 10 m <sup>2</sup> 7 bar 550 °C 850 °C 7,3 kg/s valeur probable d'après RECSOL d'après modèle Thermoptim d'après modèle Thermoptim donnée constructeur
combustion chamber	226	P2 lower calorific value	49000 kJ/kg donnée constructeur
turbine	227	I6 isentropic efficiency	79,5% rendement ajusté pour retrouver la température de sortie prévue par Thermoptim
electric generator	228	P1 generator efficiency	95,3% donnée constructeur

**Tableau J.1. Principaux paramètres retenus pour le modèle de PEGASE dans TRNSYS**

Le **compresseur** fonctionne en mode 2, pour lequel le débit d'air entrant est considéré comme un paramètre d'entrée dans les conditions ISO et ajusté de manière à correspondre au débit indiqué par le constructeur (7,3 kg/s). De même les rendements du compresseur, de la turbine, ainsi que le coefficient d'échange global du récupérateur sont ajustés pour obtenir des températures du cycle comparables à celles de la turbine TAG1 utilisée pour PEGASE, d'après le cycle défini dans Thermoptim [1]. On remarquera cependant que les modèles de composants de TRNSYS et THERMOPTIM sont légèrement différents, puisque pour des cycles identiques les rendements de compresseur et turbine sont différents (respectivement 89% et 74% dans Thermoptim). Le modèle de **récepteur** pressurisé choisi parmi les trois modèles de la bibliothèque STEC est le Type 222 dans lequel le rendement de récepteur est

calculé à partir d'un modèle corps noir simple dont les paramètres sont ajustés pour retrouver des performances similaires à celles obtenues par RECSOL. La température de sortie est déterminée à partir de la température d'entrée et du débit masse. Par ailleurs l'injection de combustible est régulée en fonction de la température d'entrée **chambre de combustion** de manière à avoir la température adéquate en entrée de turbine. La **génératrice électrique** est telle que la puissance mécanique prélevée par le compresseur est définie par les conditions de fonctionnement de celui-ci. L'inertie au démarrage prévue pour la génératrice lors de la première heure d'utilisation de la journée a été supprimée des fichiers résultats : si cette inertie peut être très utile pour l'étude du comportement du système en régime transitoire avec un pas de temps faible (quelques minutes), elle ne se justifie pas pour une étude à pas de temps horaire. Les résultats de la simulation sont rassemblés dans 2 fichiers textes contenant les températures, débits et puissances aux points clés du système, ultérieurement retraités et mis en forme dans MS Excel.

### **Références bibliographiques**

[1] S. Faye, R. Gicquel, , Thermoptim, une autre façon d'apprendre la thermodynamique, Bulletin de l'Union des physiciens (Bull. Union phys.), 840, 53-68, 2002