



# Développement des Récepteurs volumétrique dans La Tour Solaire

Mammar Mohamed<sup>#1</sup>, Abderrahmane Hamidat<sup>#2</sup>,

<sup>#</sup> Centre de développement des énergies renouvelables(CDER)- BP. 62 Route de l'Observatoire Bouzaréah - Alger, Algérie

<sup>1</sup>mammar82@yahoo.fr

<sup>2</sup>hamidat@cder.dz

**Résumé**— Au cours des trois dernières décennies de l'étude, l'état de l'art des récepteurs volumétriques est similaire aux récepteurs à tube. Ce document a donné un bref aperçu de plus de 20 types de récepteurs volumétriques testés aux Etats-Unis, en Europe et en Israël. Ils ont été classés en quatre groupes: eaux-vapeur, sel fondu, métaux liquide, air, qui sont basé sur la pression de l'air utilisée et le type de matériau (céramique ou en métal).

La plupart des prototypes ont été démontrés en laboratoire ou dans un banc d'essai à petite échelle, mais d'autres ont été réalisés à moyenne échelle. Il y a aussi une centrale de démonstration pré-commerciale à Jülich qui va probablement répondre à certains facteurs, tels que le contrôle de fonctionnement, les stratégies de gestion de la tour, et les possibilités d'amélioration des performances dans les conditions fluctuantes, qui sont actuellement inconnues.

**Mots Clés**— tour solaire, récepteur, eau-vapeur, sel fondu, volumétrique

## I. INTRODUCTION

Depuis le début de ce siècle, en raison du réchauffement climatique dû à l'accentuation du phénomène de l'effet de serre qui a pour cause la production excessive des gaz ainsi que la demande énergétique importante, le développement des énergies renouvelables est devenu indispensable.

L'une des technologies d'énergies renouvelables qui peut être appliquée est l'énergie produite à partir de la tour solaire.

Depuis que Francia a développé le premier système d'exploitation de la tour solaire en 1968, cette technologie a connu des études plus élargies.

Un système typique d'une tour solaire se compose d'un terrain de réflecteurs à deux axes de suivi appelés les héliostats, ces réflecteurs concentrent le rayonnement solaire direct sur un récepteur monté sur une tour [1]. Le champ d'héliostats concentre la lumière du soleil jusqu'à des flux de 500-1000 soleils, cette concentration est suffisante pour atteindre des températures supérieures à 1200°C dans le récepteur.

Le récepteur est situé au sommet de la tour et agit comme un échangeur d'énergie. Il est fabriqué à partir d'un matériau qui peut résister aux variations élevée de la température et se caractérise par une haute densité énergétique (la chaleur massique est supérieure). Les structures en céramique ou en métal sont les plus appropriés pour cette application.

Les récepteurs reçoivent l'énergie solaire concentrée et la transfèrent en une chaleur, cette dernière est transportée par le fluide caloporteur (HTF) faisant un circuit thermo-hydraulique. Après le chauffage dans le récepteur, il est alimenté dans un générateur moderne de vapeur à récupération de chaleur (HRSG).

Dans ce cycle classique, la vapeur est produite dans la chaudière, puis transportée vers une turbine à vapeur, elle se détend dans la turbine et produit un travail mécanique qui est convertie en énergie électrique grâce à un générateur [2]. La vapeur d'échappement de la turbine est condensée dans un condenseur, par la suite, le condensat est pompé dans la chaudière où il reçoit à nouveau la chaleur du récepteur solaire, et le cycle se répète.

La chaleur transformée dans une tour solaire peut être utilisée principalement pour la production d'électricité. Pour ce fait, la tour solaire est combinée avec une centrale à vapeur conventionnelle. Autre application très importante, c'est le dessalement des eaux de mer pour fournir de l'eau potable dans les îles.

Le système de la tour solaire peut également être utilisé pour des applications chimiques, comme la production du carburant, notamment l'hydrogène, la fonte des métaux qui nécessite des températures élevées et la production d'autres composés chimiques.

Bien que les systèmes de la tour solaire soient commercialement moins matures que les systèmes des capteurs cylindro-paraboliques, un certain nombre des composants et des systèmes expérimentaux ont été testés sur le terrain à travers le monde durant les 30 dernières années, démontrant ainsi la faisabilité technique et le potentiel économique de cette technologie [3].



## II. LES TYPES DE RECEPTEUR

Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les métaux liquides, les sels fondus et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas et nous les passons en revue.

### A. Le récepteur à eau-vapeur

L'eau est convertie en vapeur dans le récepteur et est utilisée directement pour alimenter une turbine à vapeur avec un cycle de Rankine conventionnelle [3]. Son avantage majeur est sa simplicité et sa puissance considérable. Ce type de récepteurs a été éprouvé dans plusieurs territoires (Italie-1981: EURELIOS, Japon-1981: SUNSHINE, USA-1982: Solar One, Espagne-1983: CESA-1, Russie-1986: SPP-5) [3].

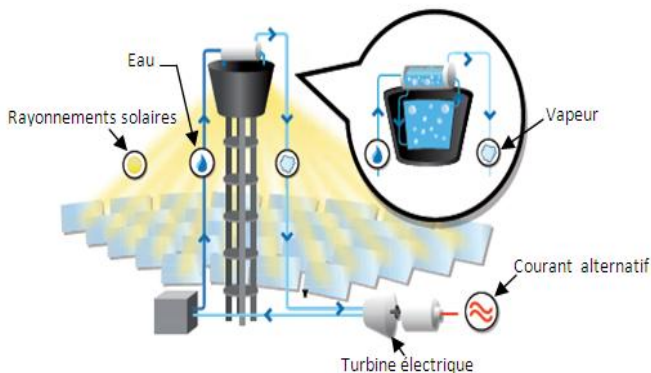


Fig 1 Un système à eau-vapeur

Pour ce genre, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression. Cela pose déjà un problème de sollicitation mécanique des tubes bien connu dans le cas des chaudières à vapeur classiques : leur entretien est coûteux car l'éclatement, et donc le changement d'un tube de chaudière, est ici un événement courant [4]. De plus, les possibilités d'extraction des calories sont très différentes dans les parties des panneaux qui sont « en eau » et dans celles qui sont « en vapeur ». La conduite d'un tel récepteur est donc délicate car elle implique que la cartographie des flux solaires soit contrôlée en permanence, une mauvaise répartition de ceux-ci entraînant une surchauffe et une fusion du tube. Dans la pratique elle impose une conduite sophistiquée des héliostats impliquant le calcul et la mise en œuvre de dépointages fins en permanence.

Le récepteur est directement couplé avec la turbine, ceci fait la turbine se déconnecter chaque fois un nuage passe, et le système de stockage thermique (la roche pétrolière) n'est pas efficace en raison des pertes thermodynamiques comme le cas de la centrale Solar One [5]. Voilà quatre des raisons de l'abandon aujourd'hui avéré du recours à l'eau-vapeur.

Notons aussi la nécessité de disposer des tubes les plus « noir » possible pour assurer le niveau d'absorptivité le plus élevé. Ce problème est général et concerne tous les récepteurs surfaciques, mais il est plus aigu pour les chaudières « ouvertes » (celles qu'on met en œuvre le plus souvent dans le cas de la formule optique du champ circulaire). Il est au contraire moins important dans les cas d'utilisation de chaudières en cavité telles que celles qui viennent d'être étudiées au paragraphe prochaine : dans ce cas, l'« effet cavité » est efficace et a vite fait d'augmenter le coefficient d'absorption apparent du récepteur dès lors que la surface développée par ses panneaux est nettement plus grande que la surface de son ouverture. Dans tous les cas, on met en œuvre une peinture noire « haute température » qui n'est en rien sélective et se dégrade assez facilement: le problème de ce revêtement absorbant n'est donc que partiellement résolu aujourd'hui.

### B. Le récepteur à sel fondu

La technologie du sel fondu représente aujourd'hui la technologie la plus rentable pour la production d'électricité pour les centrales solaire autonome [6].

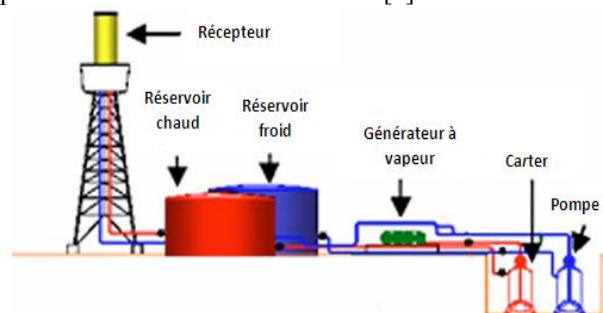


Fig. 2 Un système à sel fondu

Une série d'études financé par le Département américain de l'Énergie et de l'industrie a examiné des concepts avancés pour améliorer le fonctionnement de la tour solaire utilisant des fluides récepteurs monophasés [5], le meilleur était un fluide synthétique est connu par le sel fondu, se compose de 60% nitrate de sodium et 40% nitrate de potassium. Les principales caractéristiques du sel fondu est sa grande capacité thermique volumétrique et une faible conductivité, qui sont très désirables pour le stockage thermique, mais qui présentent un défi pour la conception de l'échange de chaleur dans les récepteurs tubulaires [6].

Les principaux avantages du récepteur à sel fondu sont : sa pression d'exploitation réduite (ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes) et son transfert de chaleur important (donc un flux incident élevé) par rapport à un récepteur eau-vapeur [5]. Cela se traduit par un récepteur



## Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

### The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



moins cher, plus petit et plus efficace. De plus, le sel fondu est peut être stockées dans des grands réservoirs sous une pression atmosphérique, il est toujours liquide, ce qui sollicite aussi peu la résistance mécanique des tubes. Pourtant il est un oxydant, il est ininflammable et non toxique. Néanmoins, le sel fondu peut être délicat à manipuler, il a une très faible viscosité (comme l'eau) et mouille les surfaces métalliques extrêmement bien [7].

Les spécifications de base d'un récepteur solaire à sel fondu concernent les extrêmes de la température, où la température du sel fondu a été fixée en tenant compte du point de fusion à 220°C, mais la température maximale admissible est 600°C [8].

Les inconvénients importants d'un tel type de récepteurs sont les suivantes :

- 1) Il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge.
- 2) Les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au dessous d'une valeur critique [8].
- 3) Ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel (au-dessus de 140°C à Thémis, et de 220°C à Solar Two).

Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel, d'où un entretien a priori peu coûteux. De plus, le contrôle de cette cartographie peut être abandonné, surtout dans le cas d'une chaudière en cavité à la surface de réception généreuse (le cas de Thémis). Il est donc facile à conduire.

Il doit être réchauffé avant le remplissage. Il l'est par « traçage » électrique. Cette technique est bien adaptée et a donné de bons résultats quand elle était bien réalisée. A contrario des malfaçons dans la réalisation peuvent provoquer des surchauffes corrosives galopantes. Ainsi des pannes sont advenues tant à Thémis qu'à Solar Two. Dans les deux cas, elles étaient dues à des sur-longueurs anormales de traceurs électriques.

Par contre, son fonctionnement entraîne des pertes de charge sévères qui nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante qui pénalise le rendement de conversion de la centrale.

A cet égard, il serait bien préférable d'absorber le rayonnement solaire dans la masse même du fluide en circulation plutôt que sur une paroi métallique intermédiaire : il serait alors inutile de provoquer ces coûteuses pertes de charge. Un prototype de récepteur à sel de ce type a été essayé

par les « Sandia Laboratories » sur leur site d'Albuquerque [9].

#### C. Le récepteur à métal liquide

L'intérêt d'utiliser un métal liquide comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement : le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées. Si on y ajoute le fait que le développement en cavité de la chaudière, qui renchérit le coût de l'appareil, peut néanmoins présenter un avantage du point de vue de son absorptivité et que le sodium est un calo-stockeur très médiocre en comparaison du sel fondu, on peut conclure que cette solution aux atouts brillants n'est guère prometteuse.

C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium. Au-delà de toutes ces différences, la conception d'un tel récepteur répond aux mêmes critères que dans le cas précédent et met en œuvre à peu près les mêmes solutions.

#### D. Le récepteur à air

Les Différents récepteurs à air ont été proposés et certains ont été développés au cours les trois dernières décennies [10]. Elles peuvent être classées en deux groupes principaux : Les récepteurs à air tubulaires (irradiés indirectement) et les récepteurs à air volumétrique (irradiés directement).

##### 1) Les récepteurs à air tubulaires (irradiés indirectement)

Le fluide de travail s'écoule à l'intérieur des tubes métalliques ou en céramique dont la surface extérieure absorbe le rayonnement solaire [10][11]. Les tubes peuvent être disposés sur un panneau dans le plan focal des héliostats, et à l'intérieur d'une cavité, ou l'énergie solaire peut être transmise aux tubes et après au fluide caloporteur.

Tous ces récepteurs sont limités par une température de travail en dessous de 1000°C et un flux solaire moins de 1000



## Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

### The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



kW/m<sup>2</sup>. A cause du matériel choisi et les limites de conception, l'augmentation de la température de fonctionnement pose des restrictions plus sévères sur la pression et le flux solaire. Par exemple, pour une température supérieure dans un récepteur tubulaire irradié indirectement ( $T > 800^{\circ}\text{C}$ ), le flux et la pression ne peuvent pas dépasser 600 kW/m<sup>2</sup> et 10 bar respectivement [11].

#### 2) *Le récepteur à air volumétrique (irradiés directement)*

Le fluide absorbe le rayonnement soit directement, où en contact avec une surface solide qui absorbe le rayonnement [10]. Dans les différentes conceptions, l'absorbeur est localisé à côté de l'ouverture du récepteur, ou plus profond dans la cavité du récepteur. La surface d'absorption peut être une matrice stationnaire (grille, fil-maille, mousse, nid d'abeilles, etc.), ou des particules mouvantes (compact) [11].

Dans certains récepteurs, la matrice d'absorption est exposée directement à l'air ambiant. Les autres récepteurs sont munis par des fenêtres, ce qui permet de fonctionner sous une pression plus élevée, ces types utilisent un autres gaz avec l'air. De toute évidence, les récepteurs volumétriques qui fonctionnent sans une fenêtre sont très limités. Le développement d'une fenêtre fiable, ayant la capacité de résister à une pression et température élevées est hautement souhaitable, toutefois, toute les recherches effectuées auparavant n'ont apporté aucun résultat fiable [10].

#### 3) *Les avantages d'un récepteur volumétrique qu'un récepteur à tube*

Pour quoi on choisi le récepteur volumétrique que le récepteur à tube?

Les Etats-Unis est un pionnier dans le domaine de l'énergie solaire, d'abord avec le développement et l'utilisation de récepteurs à tube. Néanmoins, dans l'Europe, la recherche d'un récepteur alternatif a été basée sur d'autres concepts, tels que le récepteur volumétrique, qui étaient plus simples, moins chères, plus efficaces et avaient des propriétés thermiques adéquates. Mais l'avantage principal de ces récepteurs est la capacité d'absorption des flux solaires élevée relativement et le fonctionnement à hautes températures, tout est réalisable en utilisant un design compact [10].

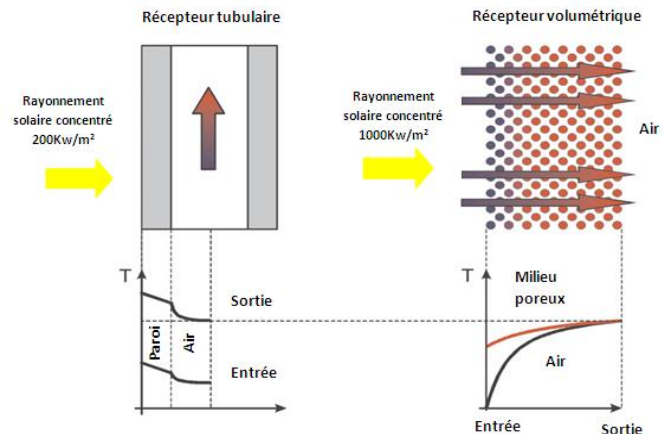


Fig. 3 Le principe d'un récepteur volumétrique par rapport à un récepteur de tubes.

La recherche et le développement sont axés sur les nouveaux récepteurs avec une petite ouverture pour minimiser les pertes de chaleur, permettant une meilleure réception du flux solaire que les récepteurs à tube.

Les récepteurs volumétriques sont plus souples que les récepteurs à tube quasi-bidimensionnel (surfaccique) en raison de leur fonctionnalité et leur configuration tridimensionnelle (volumétrique).

#### 4) *Les Principes de fonctionnement d'un récepteur volumétrique*

Les principes fondamentaux de fonctionnement d'un récepteur volumétrique sont les suivants:

1) Une multitude de formes poreuses emboîtées, paquet des fils tricotés, mousse, des feuilles arrangés, métal, céramique ou d'autres matériaux adéquats avec une porosité spécifique, tout sont installés dans le volume intérieur du récepteur de sorte que le rayonnement solaire concentré est absorbé dans la profondeur de la structure.

2) Les rayonnements solaires concentrés chauffent la matière dans le volume. Au même temps, le fluide caloporteur (air) passe par le volume. Ce fluide est chauffé par convection forcée (transformation des rayonnements solaires en énergie thermique). La fig.3 montre l'absorption dans les récepteurs tubulaires et volumétrique.

3) La chaleur est transférée au fluide caloporteur passant sur la surface qui est chauffé par le rayonnement incident.

4) Enfin, l'effet volumétrique fait la température sur le côté irradié de l'absorbeur d'être inférieure à la température de sortie.

#### 5) *Les cycles de puissance d'un récepteur volumétrique*

Il ya deux cycles de base :





1) Le système d'un récepteur à boucle ouverte avec un cycle de Rankine : l'air atmosphérique est chauffé par un récepteur volumétrique d'un métal ou céramique, ensuite est utilisé pour produire la vapeur dans un générateur de récupération de chaleur muni par une surchauffeur, un réchauffeur séparé, un évaporateur dans le système Phoebus TSA, qui alimente une partie de turbine-alternateur avec un cycle de Rankine [12]. La conception d'un système de récepteur à boucle ouverte peut inclure un système d'air retourné qui permettraient d'améliorer l'efficacité du récepteur en utilisant le flux d'air froid sortant du générateur de vapeur à deux fins, pour refroidir la structure de soutien du récepteur et de réutiliser l'enthalpie de l'air de retour. Le schéma de ce procédé est résumé dans la fig. 4.

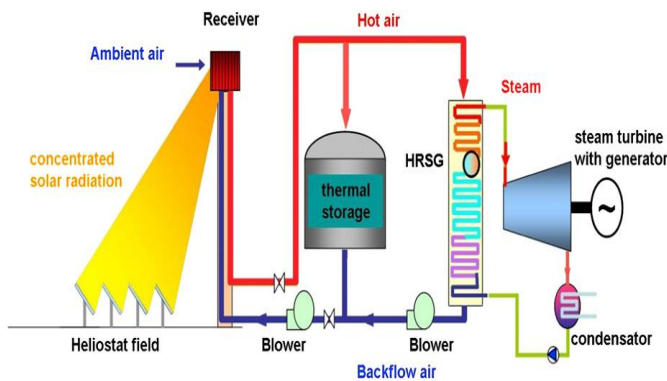


Fig.4 Système d'un récepteur à boucle ouverte avec un cycle de Rankine

2) Le système d'un récepteur à boucle fermée avec un cycle de Brayton : l'intégration de l'énergie solaire d'un récepteur volumétrique sous pression dans une turbine à gaz d'un système à cycle combiné (CC) offre des avantages significatifs par rapport aux autres conceptions de centrale solaires hybride. Un système très prometteur qui permet d'exploiter pleinement le potentiel de la combinaison solaire/CC. Ceci s'effectue par le préchauffage solaire de l'air sortant du compresseur avant qu'il entre dans la chambre de combustion de la turbine à gaz [20]. Ce système de préchauffage solaire est représenté dans la Fig. 5.

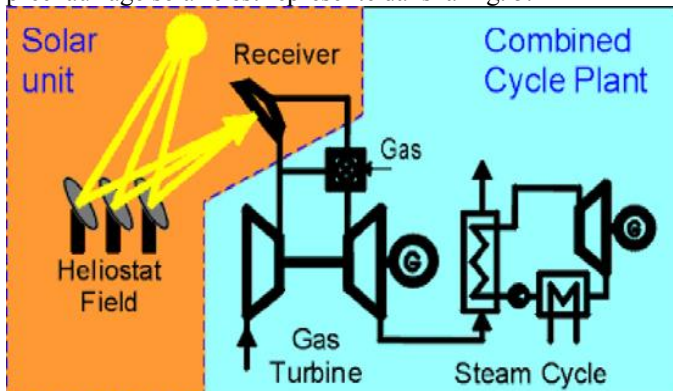


Fig.4 Des Options pour l'intégration de l'énergie solaire. Option (I): supplément de vapeur pour le cycle de Rankine. Option (II): chauffage ou de préchauffage par le cycle Brayton, ne fournir que la température basse Solar Tech-cycle.

Le préchauffage solaire de l'air offre une meilleure performance par apport la conversion directe de l'énergie solaire absorbée.

#### 6) Les types d'absorbeurs volumétriques

Comme mentionné ci-dessus, les absorbeurs volumétriques sont les plus prometteuses, ayant un design plus simple afin de développer un récepteur commercial.

En raison du grand nombre d'absorbeurs qui sont proposé pour des applications thermiques, certains rapports et documents ont fait des tentatives de leur classification par la géométrie, matériaux, type d'application, la puissance de prototypes, etc...

On propose ici une calcification basée sur la combinaison de deux facteurs importants, la pressurisation et le matériel, ceci résulte quatre sous-groupes :

- 1) Type Phoebus-TSA: Un récepteur volumétrique en boucle ouverte avec un absorbeur métallique.
- 2) Type SOLAIR: Un récepteur volumétrique en boucle ouverte avec un absorbeur en céramique.
- 3) Type REFOS: Un récepteur volumétrique en boucle fermée avec un absorbeur métallique.
- 4) Type DIAPR: Un récepteur volumétrique en boucle fermée avec un absorbeur en céramique.

### III. RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT:

On a mentionné précédemment que les deux types de récepteur à eau-vapeur et à métal liquide ont été abandonnés pour des raisons bien expliquées. Actuellement, la recherche se fait exclusivement pour performer les deux types restés (le récepteur à sel fondu et le récepteur à air volumétrique).

Dans le processus de conception d'un récepteur à sel fondu, la recherche s'effectue jusqu'à présent sur: la surface optimal de perception des rayonnements solaires, les pertes de chaleur (convection, émission et conduction), le nombre de tubes dans le panneau récepteur et le diamètre du tube approprié.

Avant la commercialisation d'un système avec un récepteur volumétrique, certains problèmes doivent être résolus afin de considérer cette technologie approuvable, à savoir:

- Le développement du contrôle et les stratégies de gestion.
- L' amélioration de la performance et la fiabilité des composants.
- La durabilité des matériaux sous haut flux solaires.
- Les performances du système sous des conditions d'irradiation fluctuante.



# Le 2<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

## The 2<sup>nd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



En dépit de la recherche et le développement réalisés auparavant, les investissements actuels pour la commercialisation de cette technologie font les subventions nécessaires pour la déployer sur le marché de l'électricité.

### REFERENCES

- [1] Philipp Schramek, David R. Mills. Multi-tower solar array. *Solar Energy* 75 (2003) 249–260. Muhlbergstr. 26, D-82319 Starnberg, Germany..
- [2] Spiros Alexopoulos, Bernhard Hoffschmidt. Solar tower power plant in Germany and future perspectives of the development of the technology in Greece and Cyprus. *Renewable Energy* 35 (2010) 1352–1356. Solar-Institut Jülich (SIJ), FH Aachen, Aachen University of Applied Sciences, Heinrich-Mußmann-Str. 5, D-52428 Jülich, Germany.
- [3] Renewable Energy Technology Characterizations. Office of Utility Technologies, Energy Efficiency and Renewable Energy. December 1997. Washington, D.C. 20585.
- [4] L. J. Dubberly et al. Comparative Ranking of Thermal Storage Systems, Volume II, Cost and Performance of Thermal Storage Concepts in Solar Thermal Systems, Phase I. SERI/TR-631-1283. November 1983. Solar Energy Research Institute. Golden, Colorado 80401.
- [5] Craig E. Tyner et al, Solar Two: A Molten Salt Power Tower Demonstration. SAND 1995-1828C, CONF 95ID12—1. Albuquerque, New Mexico.
- [6] Jesús M. Lata. Manuel, R. Mónica, Á. High Flux Central Receivers of Molten Salts for the New Generation of Commercial Stand-Alone Solar Power Plants. *Journal of Solar Energy Engineering*. MAY 2008, Vol. 130 / 021002-1. 28040 Madrid, Spain.
- [7] Michael R et al, J. Paul Sutherland. Solar Central Receiver Technology. SAND 1996-1056 C. Sandia National Laboratories Albuquerque, NM 87185. Southern California Edison Company Irwindale, CA 91770.
- [8] Hiroshi Hasuike et al. Study on design of molten salt solar receivers for beam-down solar concentrator. *Solar Energy* 80 (2006) 1255–1262. Research and Development Division, The Institute of Applied Energy, 1-14-2 Nishi-shinbashi, Minato-ku, Tokyo 105-0003, Japan.
- [9] Gregory J. Kolb. Charles W. Lopez. Reliability of the Solar One Plant During the Power Production Phase. (August 1, 1984 through July 31, 1987). SAND88-2664. Sandia National Laboratories. Albuquerque, NM 87185-5800. Site Manager at Solar One. Southern California Edison Company. Rosemead, CA 91770.
- [10] Energy Research Department. The Weizmann Institute of Science Rehovot 76100, ISRAEL
- [11] J. Karni, A et al. The “Porcupine”: A Novel High-Flux Absorber For Volumetric Solar Receivers. *Journal of Solar Energy Engineering*. 1998, Vol.120 / 85–95 Department of Environmental Sciences and Energy Research. The Weizmann Institute of Science Rehovot 76100, ISRAEL.
- [12] Manuel Romero et al. An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies. *Journal of Solar Energy Engineering*. MAY 2002, MAY 2002, Vol. 124 / 99. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Avenida Complutense, 22, E 28040 Madrid, Spain.
- [13] Hellmuth, T.E., 1995. Experimental Characterization, Modeling and Optimum Design of a Wire Mesh Solar Volumetric Air Receiver, PhD Thesis, New Mexico State University, Las Cruces, NM.
- [14] Téllez, F.M., Romero, M., Marcos, M.J., 2001. Design of “SIREC-1” wire mesh open volumetric solar receiver prototype. In: *International Solar Energy Conference*, Washington, DC, pp. 357–364.
- [15] Hoffschmidt, B., Fernández, V., Pitz-Paal, R., Romero, M., Stobbe, P., Téllez, F., 2002. The development strategy of the HiTREC volumetric receiver technology—up-scaling from 200 kW h via 3 MW h up to 10MWel. In: *Proceedings of the 11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*, Zurich, Switzerland.
- [16] Kribus, A., Doron, P., Rubin, R., Karni, J., Reuven, R., Duchan, S., Taragan, E., 1999. A multistage solar receiver: the route to high temperature. *Solar Energy* 67 (1–3), 3–11.
- [17] Buck, R., Brauning, T., Denk, T., Pfänder, M., Schwarzbozl, P., Tellez, F., 2002. Solar-hybrid gas turbine-based power tower systems (REFOS). *Journal of Solar Energy Engineering* 124 (1), 2–9.
- [18] Hofmann, A., Schenk, C., Uhlig, R., 2009. Optical quartz glass windows for high concentrated thermal power plants. In: *Proceedings of 15th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy, Technologies*, Berlin, Germany, September/2009.
- [19] Heller, P., Pfänder, M., Denk, T., Tellez, F., Valverde, A., Fernandez, J., Ring, A., 2004. Test and evaluation of a solar powered gas turbine system. In: *Proceedings of 12th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy, Technologies*, Oaxaca, Mexico, October/2004.
- [20] A. Kribus et al, a solar-driven combined cycle power plant. *Solar Energy* Vol. 62, No. 2, pp. 121–129, 1998. Environmental Sciences and Energy Research Dept, Weizmann Institute of Science, Rehovot 76100, Israel.