

RAPPORT CSP



RAPPORT FINAL



TUTEURS :
PINCEMIN Sandrine (EPF)
RIVERA TINOCO Rodrigo (MINES ParisTech)



EQUIPE PROJET :
PLANTIER Estelle, TOURNEMAINE Brian, CONSTANT-
MENEY Vincent, VAUTHIER Mickael, THUOT Yves-
Amaury, VARANDAS Tiago

INTRODUCTION

La formation d'ingénieur(e) généraliste au sein de l'EPF guide les étudiants vers la compétence de chef de projet s'appuyant sur des connaissances solides pour mener à bien les tâches qui lui sont confiées. Au cours de la 4^{ème} année, nous sommes amenés à maintes reprises à travailler en groupe pour réunir nos connaissances et répartir les tâches de manière efficace.

Nous avons choisi le projet CSP (Concentrated Solar Power) pour une vision nouvelle des Energies renouvelables et pour consolider nos acquis en matière de production solaire d'électricité. La problématique étant de trouver un optimum technico-économique afin de réduire le coût de l'énergie produite par les centrales CSP, nous avons pu tout au long de ce projet travailler en groupe de 6 personnes sous la responsabilité d'un chef de projet variant chaque mois, ainsi que celle de nos tuteurs professionnels.

A travers ce rapport, nous décrivons quelles ont été les étapes essentielles dans la réalisation de ce projet. Nous commencerons par décrire la technologie existante en termes de CSP pour les problèmes que nous avons soulevés, la modélisation que nous avons pu faire grâce au logiciel TRNSYS, puis enfin les solutions que nous proposons pour améliorer le rendement d'une centrale CSP. Nous concluons ensuite sur ce que nous ont apporté ces cinq mois de travail collectif.

Sommaire

INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 : Etat de l'art des technologies existantes	4
1. Implantation.....	4
2. Technologies existantes.....	5
a) Miroirs cylindro-paraboliques	5
b) Réflecteur linéaire de Fresnel	6
c) Tour solaire	7
d) Capteur solaire parabolique.....	7
3. Production d'électricité.....	9
a) Cycle de Rankine	9
b) Cycle de Hirn	10
4. Coût de l'électricité avec CSP	11
5. Choix de technologie	11
CHAPITRE 2 : Améliorations envisagées.....	12
1. Problèmes rencontrés	12
2. Présentation des améliorations.....	13
a) Système de stockage aux performances maximales	13
b) Nanofluides	16
c) Pompe à chaleur.....	20
d) Optimisation de l'énergie solaire : mixer CSP et PV.....	22
3. Etude économique et sécuritaire de ces améliorations	24
a) Stockage	24
b) Nanofluides	25
c) Pompe à chaleur.....	26
CHAPITRE 3 : Modélisation des améliorations	27
1. Présentation	27
a) Le logiciel	27
b) La centrale Andasol.....	27
CHAPITRE 4 : Analyse des propositions	29
1. Nanofluides	29
2. Pompe à chaleur	31
CONCLUSION.....	33
Bibliographie.....	34
ANNEXE 1 : Etat de l'art	36
ANNEXE 2 : Rapport de modélisation CSP sous TRNSYS	60

Table des illustrations

Figure 1 : Carte des pays à DNI élevé	4
Figure 2 : Schéma de fonctionnement des miroirs de Fresnel	6
Figure 3 : Schéma de fonctionnement d'une tour solaire thermique	7
Figure 4 : Schéma d'un capteur solaire parabolique	7
Figure 5 : Schéma de fonctionnement d'un capteur solaire parabolique	8
Figure 6: Place du cycle production d'électricité dans le schéma de principe	9
Figure 7 : Cycle de Rankine	9
Figure 8 : Cycle de Hirn avec surchauffe (gauche) et resurchauffe (droite)	10
Figure 9: Cycle de Hirn avec soufflage	11
Figure 10 : Plages de température des différents fluides	17
Figure 11 : Incidence de la taille des nanoparticules.....	19
Figure 12 : Schéma d'une pompe à chaleur à absorption à eau	21
Figure 13: Réponse spectrale du silicium au rayonnement solaire	22
Figure 14: Schéma d'une installation CSP avec des cellules PV sur les miroirs	22
Figure 15: Rendement du système PV-CSP.....	23
Figure 16 : Représentation de la centrale ANDASOL 1	28
Figure 17 : Température de la cuve de stockage avec le fluide Dowtherm A	29
Figure 18 : température de la cuve de stockage avec les nanofluides	30
Figure 19 : Evolution de la température sans pompe à chaleur	31
Figure 20 : Evolution de la température avec pompe à chaleur	31
Tableau 1 : Données ANDASOL 1	6
Tableau 2 : Coût du kWh avec CSP	11
Tableau 3 : Tableau présentant les problèmes rencontrés accompagnés des solutions correspondantes	12
Tableau 4 : Comparatif des différentes technologies de stockage	14
Tableau 5 : Récapitulatif des fluides	17
Tableau 6 : Comparaison de propriétés entre un nanofluide et l'eau	18
Tableau 7 : Conductivités de différents matériaux.....	18
Tableau 8 : Prix des nanoparticules.....	25
Tableau 9 : Caractéristiques du fluide Dowtherm A.....	28

CHAPITRE 1 : Etat de l'art des technologies existantes

Les centrales CSP (Concentrated Solar Power) produisent de l'électricité en convertissant l'énergie amenée par rayonnement solaire en énergie thermique. Contrairement aux cellules photovoltaïques ou aux capteurs solaires thermiques plats, les centrales solaires CSP ne peuvent exploiter le rayonnement solaire diffus, qui résulte de la diffusion de la lumière du soleil sous l'effet des nuages, des particules et des molécules contenus dans l'air, parce qu'il n'est pas naturellement concentré.

Le processus de conversion énergétique se déroule en deux étapes :

- La concentration de l'énergie solaire, qui est ensuite convertie en une énergie thermique exploitable ;
- La conversion de la chaleur en électricité.

Un des principaux avantages des centrales CSP par rapport à d'autres technologies fondées sur l'utilisation des énergies renouvelables tient au fait qu'elles permettent de stocker l'énergie produite sous forme thermique. Le système de stockage est rempli pendant la journée et est utilisé à partir du coucher du soleil, ce qui permet de continuer à produire de l'électricité y compris après la tombée de la nuit.

1. Implantation

Les centrales solaires thermodynamiques utilisent une partie du rayonnement solaire, appelé Direct Normal irradiation (DNI). Les sites appropriés pour les centrales solaires thermodynamiques sont ceux qui possèdent les DNI les plus élevés, situés sur la ceinture solaire, soit au moins 2,000 kilowattsheures par m² et par an (les meilleurs sites reçoivent plus de 2800 kWh/m²/an).

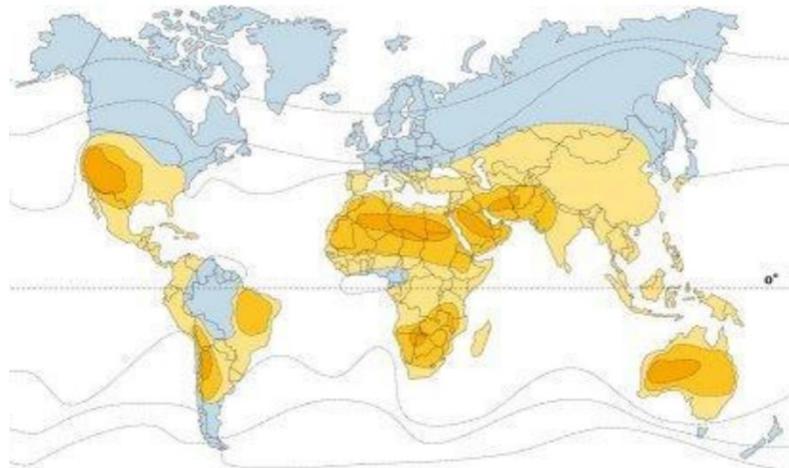


Figure 1 : Carte des pays à DNI élevé

Facteurs géographiques

- Disponibilité d'un terrain plat, non habité, qui n'est ni fragile sur le plan environnemental, ni déjà utilisé ;
- Grandes quantités d'eau disponibles pour le refroidissement ;
- La distance jusqu'au réseau électrique ;
- L'accès routier ;
- Les risques climatiques potentiels.

Facteurs politiques et économiques

- Stabilité politique de la région ;
- Coût de l'achat ou de la location du terrain ;
- Existence de programmes d'incitation gouvernementaux ;
- Liberté d'investissement ;
- Existence d'un accord d'achat d'énergie.

2. Technologies existantes

a) Miroirs cylindro-paraboliques

Un miroir cylindro-parabolique permet de transformer les radiations solaires en énergie thermique. Le rayonnement solaire est réfléchi par le miroir sur un capteur tubulaire sous vide placé dans l'axe du miroir (appelé aussi tube Dewar). Au cours de la journée, les miroirs suivent la course du soleil grâce à un vérin électrique commandé. Le capteur tubulaire comporte un fluide caloporteur qui varie selon la température de chauffe. On utilise un mélange d'eau déminéralisée, d'huiles synthétiques ou de sels fondus pour une température entre 200 et 500°C. Ce fluide caloporteur permet de transmettre la chaleur à de l'eau par le biais d'un échangeur thermique pour produire de la vapeur surchauffée. Cette vapeur entraîne une turbine à vapeur conventionnelle qui permet de produire de l'électricité par moyen d'une génératrice.

Avantages

- Rendement net de 15% ;
- Systèmes modulaires ;
- Besoins en matériaux peu élevés ;
- Capacité de stockage ;
- Hybridation avec des centrales électriques conventionnelles a été établie.

Inconvénients

- Dissipation de chaleur importante au niveau du champ de miroirs ;
- Fluide caloporteur utilisés non idéaux, problème du fait de la longueur des canalisations traversant le champ.

Nom du projet	ANDASOL 1
Emplacement	Grenade, Espagne
Puissance	50 MW
Superficie	200 acres
Génération d'électricité (prévue)	158 000 MWh/ana
Température maximum panneau solaire	393°C
Capacité de stockage thermique	7,5 heures
Matériau de stockage thermique	Sels fondus
Type de refroidissement	Tour de refroidissement humide
Fluide caloporteur	Biphényle-phénoxybenzène
Coût d'investissement	300 millions d'€
Coûts d'investissement spécifiques	0,27€/kWh

Tableau 1 : Données ANDASOL 1

b) Réflecteur linéaire de Fresnel

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses miroirs plans (plats) dits "réflecteurs compacts linéaires". Chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur. Un fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 270°C en circulant dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

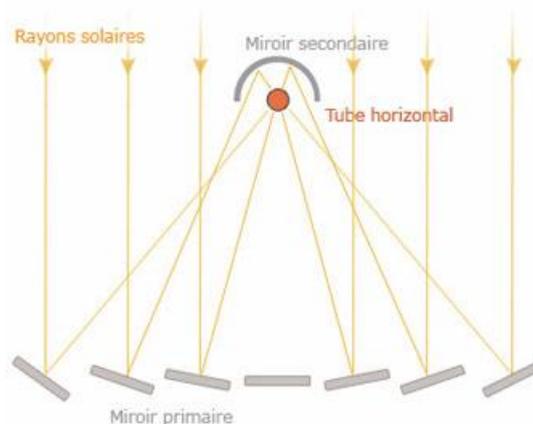


Figure 2 : Schéma de fonctionnement des miroirs de Fresnel

Avantages

- Matériaux facilement obtenus ;
- Coûts de fabrication plus faible que pour les systèmes cylindro-paraboliques ;
- Superficie de terrain nécessaire moins importante que pour les miroirs cylindro-paraboliques (pour une production électrique donnée) ;
- Fluide caloporteur utilisé : eau -> possible de produire de la vapeur directement, ce qui entraîne des pertes plus faibles lors du transport entre le champ de capteurs et la turbine à vapeur ;

- Fonctionnement hybride possible (en combinaison avec une centrale électrique conventionnelle à gaz ou à charbon).

Inconvénients

- Les coûts d'investissement et de fonctionnement n'ont pas encore fait leur preuve sur le plan commercial ;
- Rendement inférieur autour de 9%, inférieur à celui des systèmes CP;
- La combinaison avec le stockage thermique compliquée.

c) Tour solaire

Le concept est simple : il s'agit de concentrer les rayons du soleil, à l'aide de miroirs appelés héliostat, vers le sommet d'une tour contenant un liquide qui capte la chaleur. Ce liquide peut être de l'eau ou bien du sel fondu qui possède une capacité calorifique élevé. On peut alors le stocker ou l'utiliser afin de faire bouillir de l'eau.

Chaque héliostat est orienté de telle façon que les rayons du soleil viennent frapper le sommet de la tour dans laquelle se trouve le fluide caloporteur.

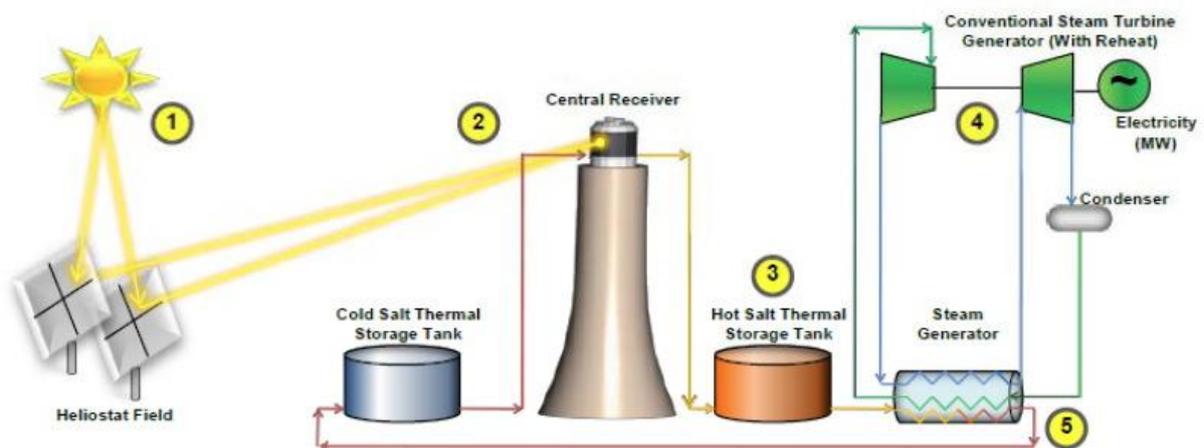


Figure 3 : Schéma de fonctionnement d'une tour solaire thermique

d) Capteur solaire parabolique

Le miroir parabolique réfléchit les rayons du soleil vers un point de convergence, le rayonnement solaire est alors concentré sur le récepteur qui monte en température. Le récepteur en question est un moteur Stirling qui fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée. Ce moteur convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique et ensuite en électricité. Tout au long de la journée, le socle de la parabole s'oriente automatiquement face au soleil pour suivre sa course et ainsi profiter d'un ensoleillement maximum.

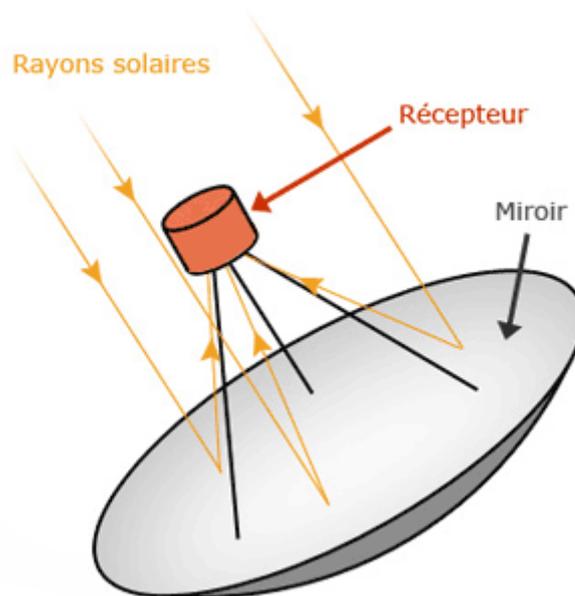


Figure 5 : Schéma de fonctionnement d'un capteur solaire parabolique

Avantages

- Rendement de 30% ;
- Aucun besoin en eau pour le refroidissement ;
- Système aérien ;
- Fabrication et production en série à partir des pièces existantes ;
- Stockage ayant une grande efficacité pour centrale de grande taille.

Inconvénients

- Aucune centrale existante ;
- Capteurs hybrides non développés ;
- Aucun coût de production connu ;
- Potentiel faible de distribution pour l'intégration au réseau.

3. Production d'électricité

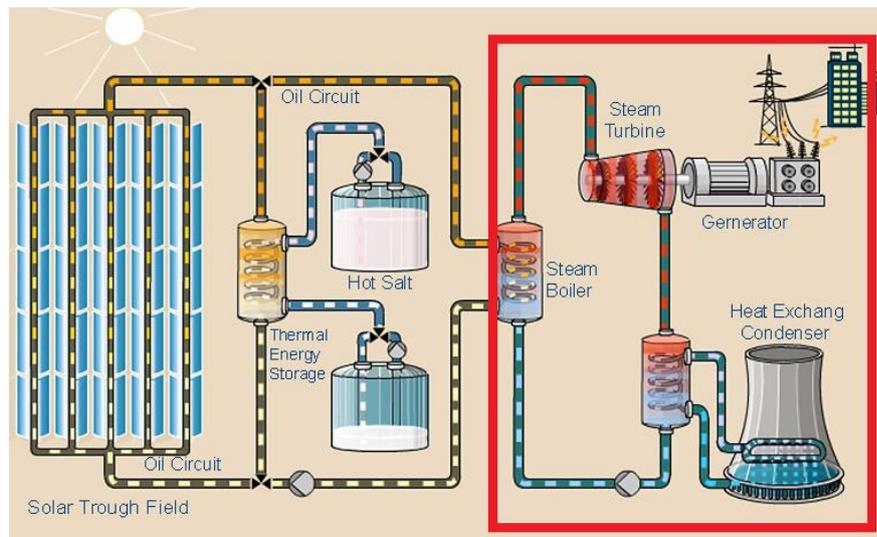


Figure 6: Place du cycle production d'électricité dans le schéma de principe

a) Cycle de Rankine

Le **Cycle de Rankine à eau** propose un rendement environ 4 fois supérieur au rendement du cycle de Rankine avec de l'eau à haute température. Il est de l'ordre de 40%. Voici son diagramme (T,S) :

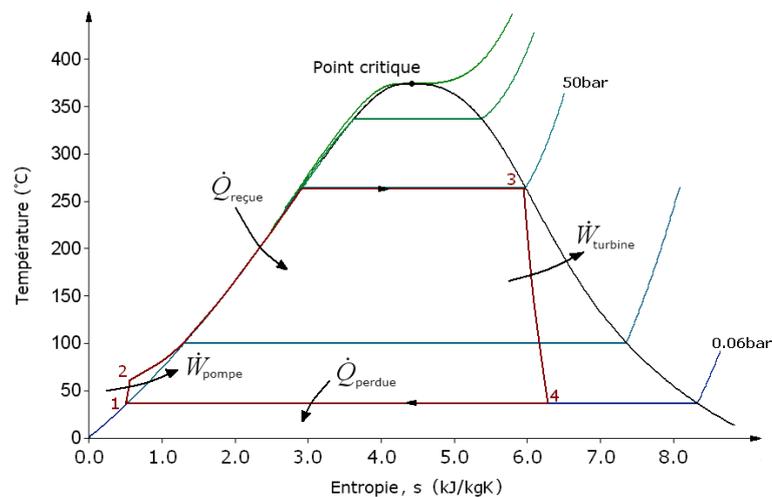


Figure 7 : Cycle de Rankine

- 1→2 : Pompage adiabatique et réversible (isentropique) ;
- 2→3 : Vaporisation isobare et irréversible ;
- 3→4 : Détente adiabatique et réversible (isentropique) ;
- 4→1 : Condensation isobare et irréversible.

Inconvénients du cycle de Rankine

- Condenseur sous vide complique la construction de l'installation ;
- Condensation complète pour ne pas endommager les pales

b) Cycle de Hirn

Le **Cycle de Hirn** est un cycle de Rankine, dans lequel la vapeur sortant de la chaudière est surchauffée à une température supérieure à la température critique.

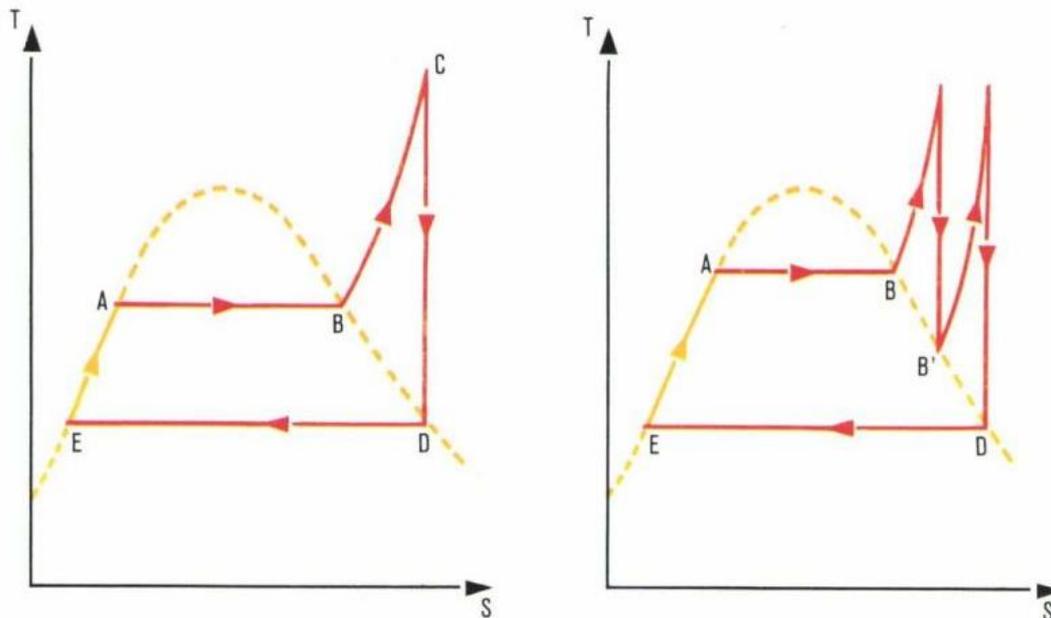


Figure 8 : Cycle de Hirn avec surchauffe (gauche) et resurchauffe (droite)

- A → B : Vaporisation isobare et irréversible
- B → C : Surchauffe
- C → B' : Détente adiabatique et réversible (isentropique)
- B' → C' : Resurchauffe
- C' → D : 2nde détente adiabatique et réversible (isentropique)
- D → E : Condensation isobare et irréversible.
- E → A : Chauffage de l'eau jusqu'à ébullition (350°C pour P=165 bars)

Le principe de la surchauffe est de d'éliminer les éventuelles particules d'eau liquide restantes après la première phase d'évaporation. Cela consiste à augmenter la température de la vapeur sans augmenter sa pression juste avant son entrée dans la turbine. Les problèmes de condensation dans la turbine sont ainsi réglés. De plus, la surchauffe permet à la vapeur surchauffée de travailler plus efficacement dans la turbine car la variation de son enthalpie est plus importante que sans surchauffe. Il est également possible d'effectuer une ou plusieurs surchauffes que nous appellerons resurchauffes. L'intérêt de la resurchauffe (diagramme de droite) est d'obtenir un titre plus pur et donc une variation d'enthalpie encore plus forte, ce qui améliore le rendement. Les resurchauffes sont beaucoup utilisées dans les grandes centrales car elles améliorent légèrement le rendement.

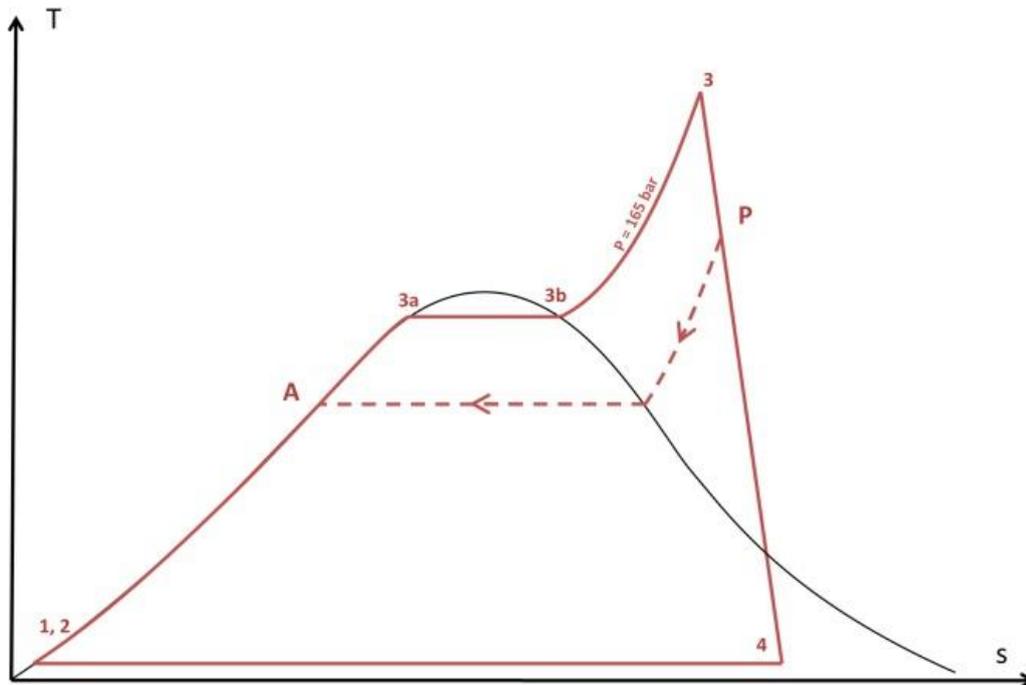


Figure 9: Cycle de Hirn avec soutirage

Comme nous le voyons dans la figure ci-dessus, de la vapeur (environ 30% du débit total) est soutirée après une détente partielle en **P** pour être réinjectée en **A**. L'intérêt du soutirage est de réduire le trop grand débit volumique en entrée de turbine. De plus, on combinant soutirages et resurchauffes, on peut augmenter le rendement du cycle de Hirn de jusqu'à 7%.

4. Coût de l'électricité avec CSP

Nom	Localisation	Type	Coût (kWh)	Production	Remarques
SEGS9	Californie (Harper Lake)	Cylindro-parabolique	0,24€	130 GWh/an	1,6 km ² de centrale dont 0,48 km ² de capteurs Puissance crête : 80 MW _e
PS20	Espagne (Séville)	Tour solaire	0,27€ (sur 25 ans)	48 GWh/an	0,8 km ² dont 0,15 km ² de panneaux de 120 m ²

Tableau 2 : Coût du kWh avec CSP

5. Choix de technologie

Dans l'objectif de s'appuyer sur un cas concret pour proposer nos solutions, nous avons dû choisir une technologie en particulier parmi celle existantes. C'est la technologie des miroirs cylindro-paraboliques que nous avons retenu car c'est la plus répandue sur le marché actuel. C'est donc sur ce type de centrale solaire à concentration que nous allons nous baser pour proposer et modéliser nos améliorations.

CHAPITRE 2 : Améliorations envisagées

1. Problèmes rencontrés

Les centrales CSP présentent de nombreux problèmes de fonctionnement que nous avons pu relever. Voici la liste de ces problèmes associée aux solutions que nous proposons.

Problèmes rencontrés	Solutions proposées
Dégradation des miroirs au fil du temps	Utilisations de matériaux auto-nettoyants
Dissipation de chaleur importante au niveau des champs de miroirs	X
Fluides caloporteurs utilisés non idéaux, problème dû au fait de la longueur des canalisations traversant le champ	Nanofluides, trouver un optimum conductivité thermique-stockage de la chaleur
Isolation non optimale (déperditions cuve et canalisations)	Insertion de pompes à chaleur, étude sur les isolants
Stockage de la chaleur (durée, température...)	Meilleure isolation des cuves, fluide avec de meilleures propriétés de stockage calorifique
Maintien d'une pression et température optimales sur tout le circuit (échangeur, entrée de turbine)	Améliorations du revêtement, des joints des tubes des absorbeurs, et des fluides caloporteurs pour augmenter la température et la pression du procédé, en réduisant les pertes de charge

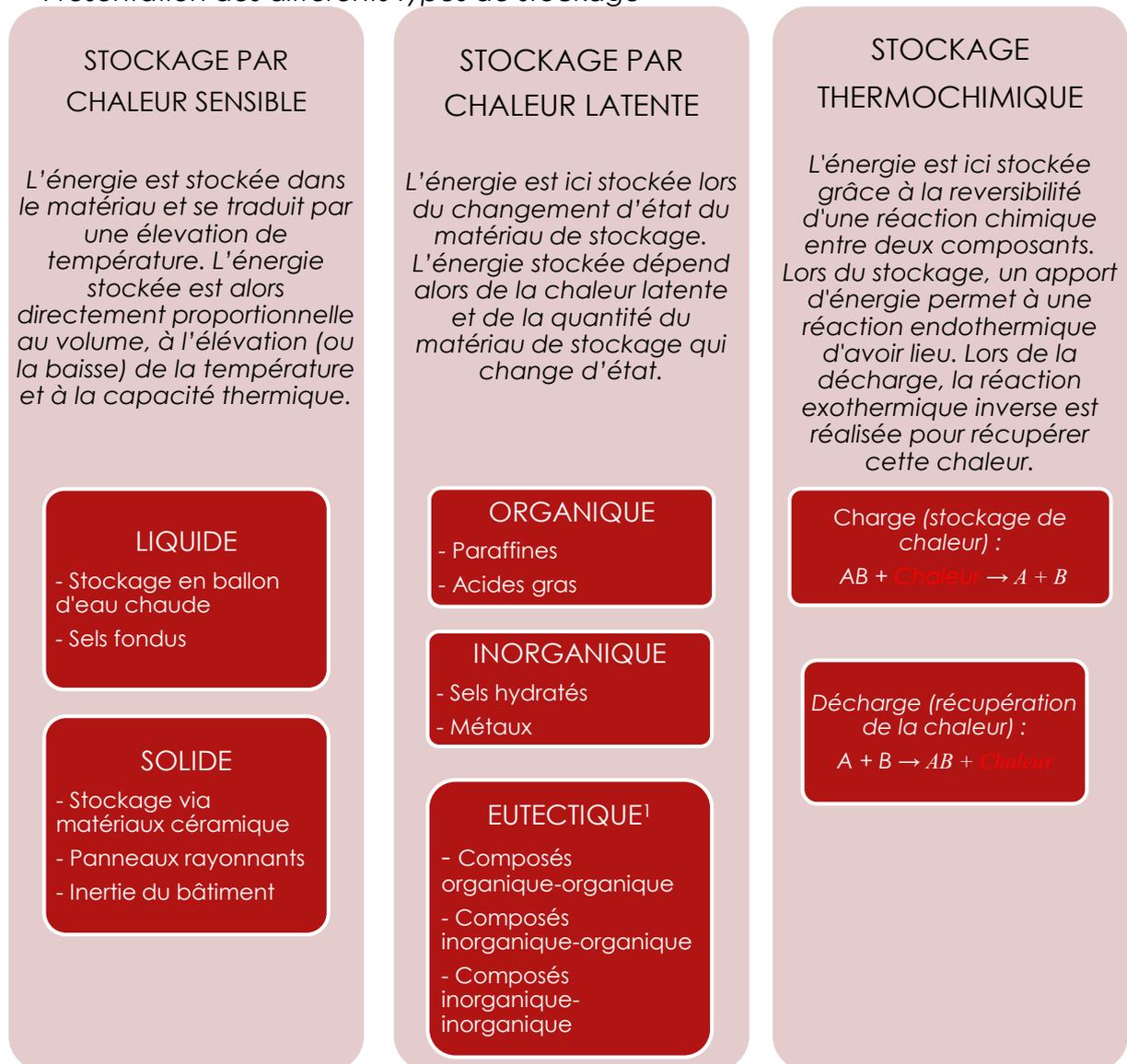
Tableau 3 : Tableau présentant les problèmes rencontrés accompagnés des solutions correspondantes

Les problèmes présentés dans le tableau ci-dessus ont été rencontrés tout au long du projet. Nous avons essayé de trouver une solution pour pallier à chaque problème grâce aux propositions de nos tuteurs, à nos recherches, et à nos réflexions personnelles. Concernant la dissipation de chaleur importante au niveau du champ de miroirs, nous n'avons pas pu déterminer comment régler ce problème.

2. Présentation des améliorations

a) Système de stockage aux performances maximales

Présentation des différents types de stockage



Le stockage pour les centrales solaires présente plusieurs intérêts :

- Il permet d'augmenter la flexibilité (aptitude de la centrale à faire varier sa puissance) ;
- Il améliore le taux d'utilisation à la puissance maximale ;
- Il permet le fonctionnement de la centrale la nuit.

L'optimisation de systèmes de stockage CSP est donc une condition nécessaire (mais pas suffisante) pour rendre les centrales CSP compétitives dans le marché de l'énergie actuel.

Le stockage permettrait une diminution du coût global de production d'électricité des centrales CSP pouvant aller jusqu'à 20%. (Source : IEA 2009, E-Cube Strategy Consultants analysis)

¹Eutectique : mélange de deux corps purs qui fond et qui se solidifie à température ambiante.

Cependant, d'autres technologies de stockage à fort potentiel ont été et sont toujours l'objet de travaux de recherche aujourd'hui et pourraient remplacer la technologie des sels fondus dans les années à venir.

Nous avons recensé ci-dessous les différentes technologies de stockage actuelles afin de déterminer notre optimum technico-économique :

	AVANTAGES	INCONVENIENTS	MATURITE	EXEMPLES DE PROJETS
Sels Fondus	Le moins cher actuellement	Capacité thermique limitée Faible T de gel		Majorité des CSP actuels
Huiles synthétiques à haute Tébullition	Haute capacité thermique	Non stable à haute T Dangereux		SEGS-1 Dagget, USA
Matériaux solides (béton, céramique)	Capacité thermique volumique élevée Densité énergétique élevée	Demande un système de stockage plus complexe : fluide caloporteur pour l'échange de chaleur Coût bas pour le béton		TSA-Receiver Almeria, Espagne
Vapeur d'eau sous pression	Adapté aux centrales DSG (Direct steamgeneration) : l'eau peut être à la fois le fluide caloporteur et le fluide de stockage	Coût d'investissement élevé (réservoirs haute pression) Difficile pour les grandes puissances		PS10 Séville, Espagne
Métaux liquides	Meilleure conductivité Stable à haute température	Cher Dangereux		
Matériaux à changements de phase	Capacités de stockage thermique très élevée	S'applique à de plus faibles T que les T recherchées		
Réactions chimiques	Capacités de stockage thermique très élevée	Encore au stade de la recherche		

Tableau 4 : Comparatif des différentes technologies de stockage
Source : IEA 2009, E-Cube Strategy Consultants analysis

Nous en concluons que les sels fondus constituent à ce jour l'optimum technico-économique des systèmes de stockage CSP mais beaucoup de possibilités d'innovation sont en cours de développement.

Présentation d'une nouvelle possibilité de stockage : le Cofalit

Dans l'étude menée par le programme de recherche Français « SOLSTOCK », le COFALIT est un matériau issu de la vitrification industrielle de déchets amiantés. Il est cyclé sous flux solaire concentré (sous air jusqu'à 1200°C, avec sollicitations dynamiques variables en fréquence et en amplitude) afin d'analyser son comportement thermique et mécanique et de valider son utilisation comme matériau de stockage par chaleur sensible.

Le matériau COFALIT a résisté à des variations brutales de température. Ceci valide l'aptitude de ce matériau à stocker et déstocker de la chaleur sensible sur un large intervalle de température et de puissance de l'ambiante à 1000°C. De ce fait, ce matériau peut être utilisé pour des applications solaires à différentes températures :

- Des températures de 200 à 400°C pour les centrales cylindro-paraboliques ;
- Hautes températures (jusqu'à 1000°C) pour des centrales à tour de nouvelle génération.

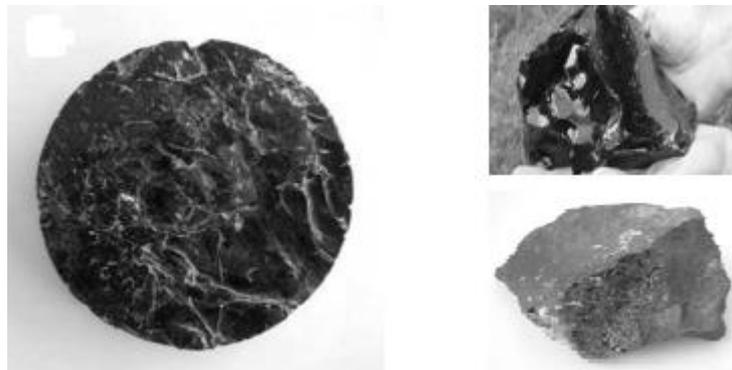


Figure 10 : Photographie d'un Cofalit vitrifié

b) Nanofluides

1- Généralités sur les fluides

L'énergie thermique provenant de la collecte du rayonnement solaire est convertie en électricité grâce à un fluide caloporteur et à un fluide thermodynamique. Dans certaines situations, le fluide caloporteur est utilisé directement en tant que fluide thermodynamique (double fonctionnalité). C'est le choix d'un fluide caloporteur précis qui détermine la température maximale supportable, oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage. En effet, une température maximale élevée permettra une flexibilité au niveau des températures intermédiaires (une grande plage de températures) mais posera des problèmes vis-à-vis du stockage. Au contraire, si la température maximale est basse, le rendement de la centrale est de même diminué.

- **Fluide caloporteur:** également appelé fluide de transfert (vecteur énergétique), il est utilisé pour transporter la chaleur collectée et concentrée par les miroirs et la transmettre par le biais d'échangeurs thermiques au fluide thermodynamique.

- **Fluide thermodynamique:** appelé également fluide de travail, il permet d'actionner et d'entraîner les machines (moteurs, turbines, etc.). Il peut être un fluide organique, de l'eau (vapeur d'eau) ou encore du gaz.

Les fluides utilisés :

- Les huiles sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400°C. Il s'agit du fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.

- Les sels fondus à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée, ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650°C. Leur association avec un concentrateur à tour solaire et un cycle thermodynamique de Rankine a déjà fait ses preuves.

- Les gaz tels que l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.

- L'eau liquide est a priori un fluide de transfert « idéal ». Cette dernière possède un excellent coefficient d'échange thermique et une forte capacité thermique. En d'autres termes, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Mais son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.

- Les fluides organiques (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine (à basse température).

- L'air peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

Fluides caloporteurs	Pression	Température	STOCKAGE	Conversion thermodynamique
Huiles synthétiques	10 bars	400°C		Turbine à fluide organique Turbine à vapeur Turbine à gaz Cycle combiné Moteur Stirling
Vapeur saturée	40 bars	260°C		
Vapeur surchauffée	50 à 100 bars	400-700°C		
Sels fondus	1 bar	500-600°C		
Air	1 bar	700-1000°C		
Air	15 bars	800-900°C		

Tableau 5 : Récapitulatif des fluides

Les fluides thermiques les plus couramment utilisés sont l'eau, l'éthylène glycol, les huiles thermiques et sels fondus. Ces fluides ont une faible conductivité thermique, ce qui limite l'efficacité des systèmes d'échange de chaleur qui les utilisent.

Sélection de tel ou tel fluide, en fonction des plages de températures envisagées :

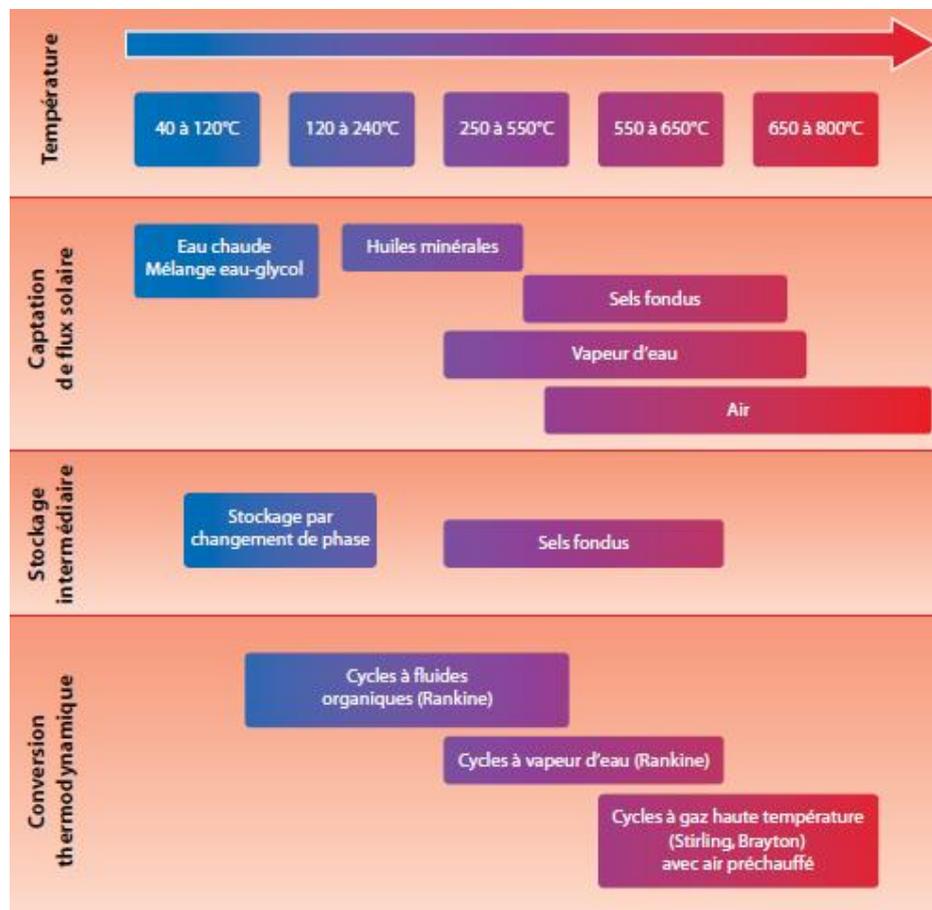


Figure 11 : Plages de température des différents fluides

2- Généralités sur les nanofluides

Qu'est-ce qu'un nanofluide ?

Il s'agit de l'association entre un fluide (eau, huile, etc....) et de nanoparticules métalliques, de l'ordre de 50nm. Pourquoi cette association ?

Les transferts thermiques, très fréquents dans le monde industriel et technologique (liquide de refroidissement pour moteur, huiles de lubrification, liquides caloporteurs des panneaux solaires et des échangeurs thermiques, ...), font souvent appel à des fluides très peu conducteurs thermiques. Les métaux quant à eux possèdent les plus grandes conductivités thermiques disponibles mais ne permettent pas des contacts thermiques aisés.

Comparaison de propriétés physiques entre un nanofluide (eau + 4% de CuO) et de l'eau pure, à 25°C

Fluide	Conductivité thermique (W/m.K)	Capacité thermique (J/kg.K)	Viscosité dynamique (mPA/s)	Densité (kg/m ³)	Tension superficielle (mN/m)
Nanofluide	0,670	3280	2	1250	51
Eau	0,607	4180	1	1000	72

Tableau 6 : Comparaison de propriétés entre un nanofluide et l'eau

Matériau	Diamant	Argent	Cuivre	Or	Aluminium	Eau	Huile Minérale	Air
Conductivité thermique (W/m ² K)	2500	428	398	315	247	0,61	0,14	0,026

Tableau 7 : Conductivités de différents matériaux

Une réponse possible à la question de l'amélioration des transferts thermiques consiste à utiliser à la fois :

- les propriétés d'écoulement des fluides ;
- l'importante conductivité thermique des métaux solides.

L'utilisation de nanofluides à base de particules métalliques ou de nanotubes de carbone est certainement la solution la plus prometteuse dans cette voie. C'est Choi qui a introduit pour la première fois en 1995 le concept de nanofluide, il s'agit d'une suspension stable, dans un fluide, de nanoparticules de tailles inférieures à 200 nm.

Meilleur transporteur de chaleur

En additionnant dans le liquide des particules dont le diamètre ne dépasse pas quelques nanomètres, celles-ci augmentent ses capacités de transfert thermique. On emploie des particules inférieures au micron car si elles sont trop grandes elles se déposent au fond des tuyaux et, à une vitesse élevée du fluide, elles provoquent l'endommagement des parois internes (notamment aux points de perte de charge : coude, rétrécissement, diaphragme,...).

Détermination de la taille des particules :

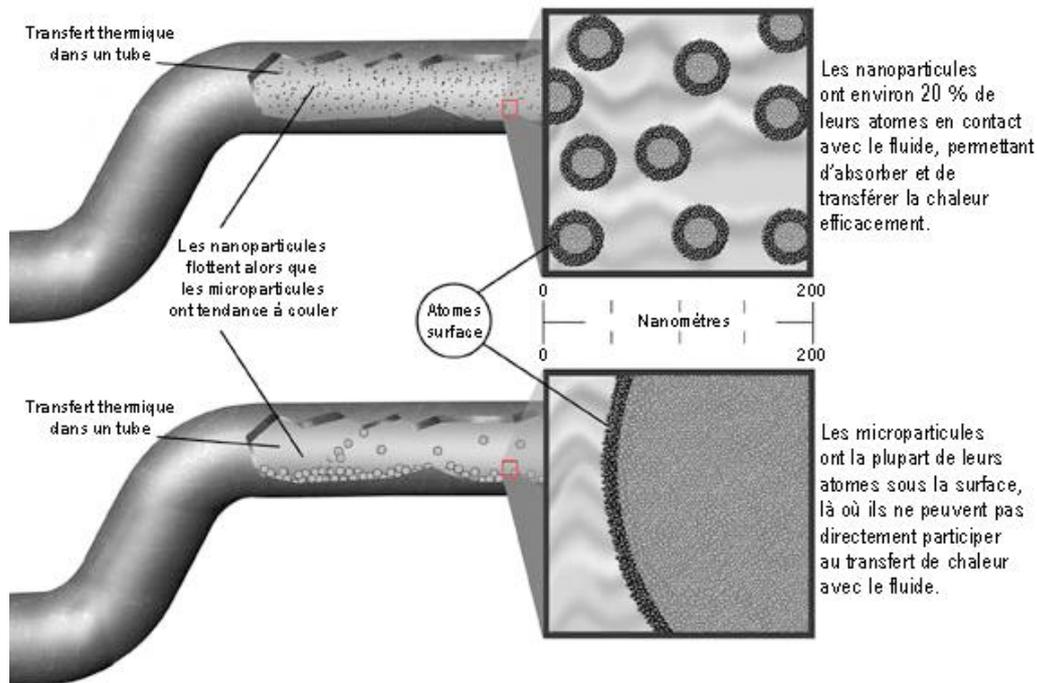


Figure 12 : Incidence de la taille des nanoparticules

Une association fructueuse

La difficulté était donc de créer des particules assez petites pour rester en suspension au sein du fluide, mais en même temps capables d'absorber rapidement de grandes quantités de chaleur. Pour cela les chercheurs ont fait des tests avec les oxydes métalliques et les résultats furent concluants, mais leurs meilleurs résultats ont été obtenus avec des particules de cuivre. Le procédé d'élaboration des nanoparticules est le suivant : le cuivre est d'abord chauffé jusqu'à fonte totale et ensuite vaporisé sous vide. Au contact d'un liquide de refroidissement, la vapeur de cuivre se condense en sphères d'oxydes métalliques de 10 nanomètres de diamètre. Ces nanobilles jouent alors un véritable rôle de dopant au niveau des propriétés du fluide. Les performances sont éloquentes : en moyenne, suivant le fluide (eau ou éthylène glycol) et les oxydes (cuivre ou aluminium), la conductivité thermique augmente de 20 % pour une concentration volumique de 4 % de nanoparticules. Cette valeur passe à 40 % avec des particules de cuivre dans un éthylène glycol.

Application possible sur le CSP (Etude Université Jaume 1^{er} – Espagne)

Des chercheurs de l'Université Jaume 1^{er} ont développé un nanofluide pour améliorer la conductivité thermique (jusqu'à 400°C) sans instaurer une augmentation des coûts ou avoir besoin de reconstruire l'infrastructure. Le nanofluide développé par le groupe de recherche, multi phase liquide UJ 1^{er}, est le premier à travailler à des températures élevées jusqu'à 400°C.

La technologie qui a été développée par UJ 1^{er} augmente la conductivité thermique en ajoutant dans le fluide de base (oxyde de diphenyle / diphenyle) dans une proportion exacte des nanoparticules de carbone et d'autres additifs, en une plage de température du fluide de base qui peut aller de 15°C à 400°C. Ainsi, il est possible d'obtenir des gains pouvant atteindre 30% de la conductivité thermique du fluide de base. Le tout est réalisé sans

compromettre la stabilité du fluide et à une augmentation modérée de la viscosité, qui ne cause pas de problèmes de pompage et d'obstruction du canal par les nanoparticules.

On note que la méthode de production est facilement applicable dans l'industrie, car il n'est pas nécessaire de faire des changements importants dans les établissements ou le fluide de base utilisé. En outre, les nanofluides développés sont basés sur une huile de transfert de chaleur (diphényl / oxyde de diphényle), largement utilisée dans l'industrie. Les coûts ne sont donc pas augmentés, car les nanoparticules et les stabilisants utilisés sont nombreux, facilement accessibles et à faibles coûts.

c) Pompe à chaleur

La technologie Pompe à Chaleur permet aujourd'hui d'extraire des calories d'un milieu froid afin de les transférer vers un second milieu, plus chaud. Dans le cadre de notre projet, elle peut être intéressante dans la mesure où nous souhaitons stocker notre énergie à température élevée (600°C). Les miroirs cylindro-paraboliques concentrent la radiation solaire sur les tubes dans lesquels circulent les fluides caloporteurs. La température des fluides augmente alors jusqu'à atteindre une température de l'ordre de 400°C, insuffisant pour un stockage de qualité.

L'idée de la pompe à chaleur prend alors toute sa dimension parce qu'elle où elle permettrait d'extraire la chaleur contenue dans les fluides caloporteurs (400°C) pour chauffer les sels fondus qui resteront en permanence aux alentours de 600° dans les cuves de stockage. Reste alors à trouver une technologie qui permettrait d'avoir une capacité de chauffage aussi puissante.

En ce qui concerne les pompes à chaleur, il existe de multiples variétés de technologies. Cependant la majeure partie d'entre elles ont été conçues pour des applications domestiques et non pour de tels écarts de températures. Nous avons donc lancé une phase de recherche d'information sur les technologies disponibles et nous en avons extrait plusieurs pouvant répondre à nos besoins :

- La Pompe à Chaleur CO₂
- La Pompe à Chaleur CaO/H₂O/Ca(OH)₂
- La Pompe à chaleur à absorption

Fonctionnement d'une pompe à chaleur à absorption :

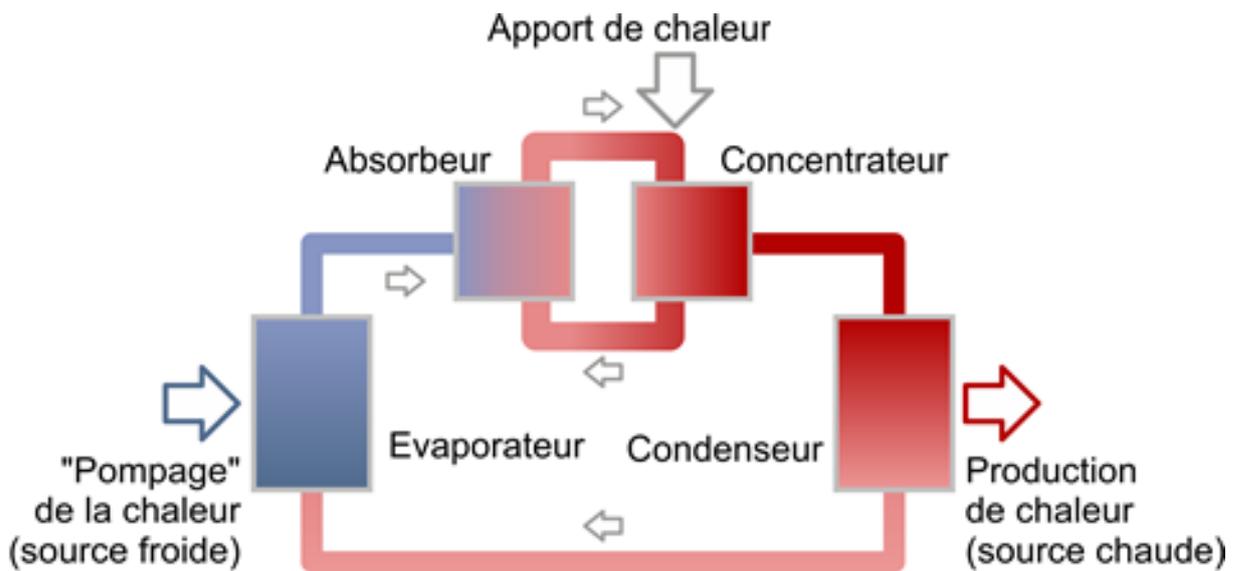


Figure 13 : Schéma d'une pompe à chaleur à absorption à eau

La pompe à chaleur est constituée de 4 éléments que l'on peut voir dans la figure 16 ci-dessus.

L'eau liquide entre dans l'évaporateur pour s'évaporer à une température de 60°C sous une pression de 150 mmHg. La vapeur d'eau passe ensuite dans l'absorbeur où circule le concentrat qui est une solution de soude caustique. L'absorption de la vapeur d'eau par le concentrat est une réaction exothermique ce qui permet d'atteindre une température de 100°C. Le diluat alors obtenu est injecté dans le bouilleur qui permet de séparer l'eau et la solution de soude caustique, on peut y choisir la température et la pression de travail que l'on souhaite. Enfin la vapeur d'eau est envoyée vers le condenseur où l'eau peut alors redevenir liquide.

Cette pompe à chaleur ne permet pas à la source chaude de dépasser 100°C ce qui est beaucoup trop faible pour une centrale CSP. Une solution à ce problème est de modifier les fluides utilisés dans ce type de pompe. Ainsi en utilisant un mélange de mercure et de sodium on peut travailler avec une source froide à 110°C et une source chaude à 300°C pouvant être montée jusqu'à 520°C. D'autres mélanges avec d'autres métaux sont possibles selon les températures que l'on souhaite obtenir. D'autres mélanges qui pourraient être intéressants seraient les mélanges sodium/plomb ou sodium/étain qui permettent à la source chaude d'aller jusqu'à des températures de 700°C et 800°C. Ainsi une utilisation de ces pompes à chaleur serait un système en escalier qui permettrait de chauffer bien au-delà de ce que permettraient les miroirs cylindro-paraboliques. Cependant l'utilisation de tel mélange contenant des métaux lourds est soumise à réglementation. Ainsi le fluide au sodium/mercure n'est pas possible en Europe à cause des législations sur le mercure et les mélanges au plomb et à l'étain sont soumis à des normes de sécurité.

d) Optimisation de l'énergie solaire : mixer CSP et PV

L'Arizona State University est en train de développer des miroirs cylindro-paraboliques pourvus de cellules PV (PhotoVoltaïques) dans son programme FOCUS (Full-Spectrum Optimized Conversion and Utilization of Sunlight).

FOCUS est un programme finançant une douzaine de projets en lien avec l'énergie solaire. Nous nous intéressons spécifiquement à l'un d'entre eux dont l'objectif est d'obtenir un rendement supérieur de 50% aux centrales CSP actuelles afin d'être compétitif tout en gardant leur principal atout : distribuer de l'électricité à n'importe quelle heure de la journée. L'enjeu du projet est de trouver des cellules PV efficaces et résistantes à des températures supérieures allant jusqu'à 500°C afin d'optimiser le rendement PV de ce système hybride. La date de fin du programme est le 31/05/2017.

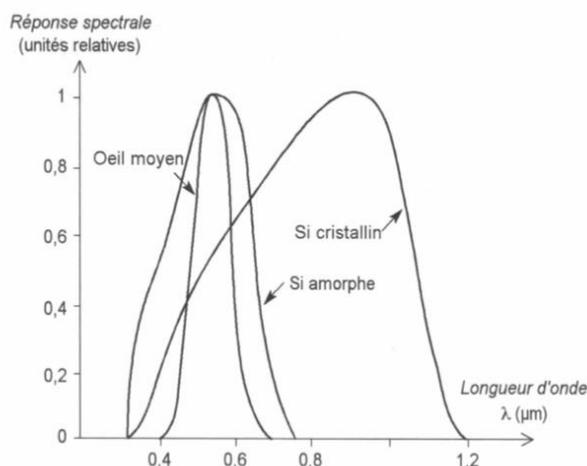


Figure 14: Réponse spectrale du silicium au rayonnement solaire

L'intérêt de ce mélange PV/CSP est de récolter l'intégralité du rayonnement solaire. En effet, le PV, très efficace sur certaines longueurs d'onde, et le CSP, utilisant la chaleur sur toutes les longueurs d'onde, sont donc complémentaires.

Où placer les cellules PV ? En les installant sur le miroir, les cellules doivent être transparentes mais en les fixant sur le tube-récepteur l'irradiation solaire est trop importante. Nous retiendrons donc la première option car elle permet également de récupérer la lumière diffuse.

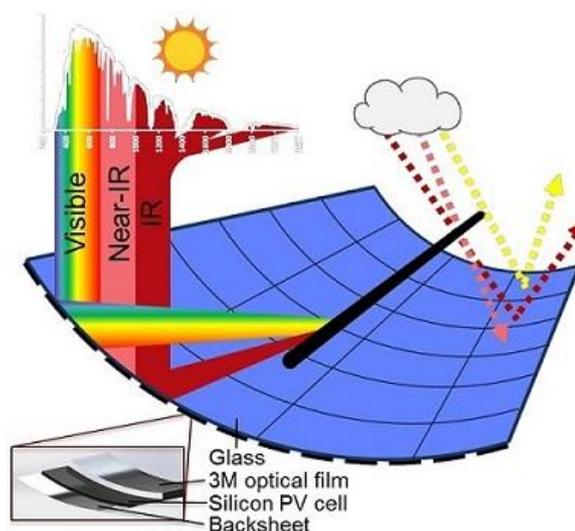


Figure 15: Schéma d'une installation CSP avec des cellules PV sur les miroirs

Les radiations de longueur d'onde comprise entre 600 et 1000 nm (entre le domaine du visible et les infrarouges) sont absorbées par les cellules PV placées sur le miroir et immédiatement converties en électricité. Les autres radiations sont réfléchies sur le récepteur contenant le fluide caloporteur et seront soit stockées sous forme de chaleur soit converties en électricité en suivant le cycle thermodynamique de Hirn.

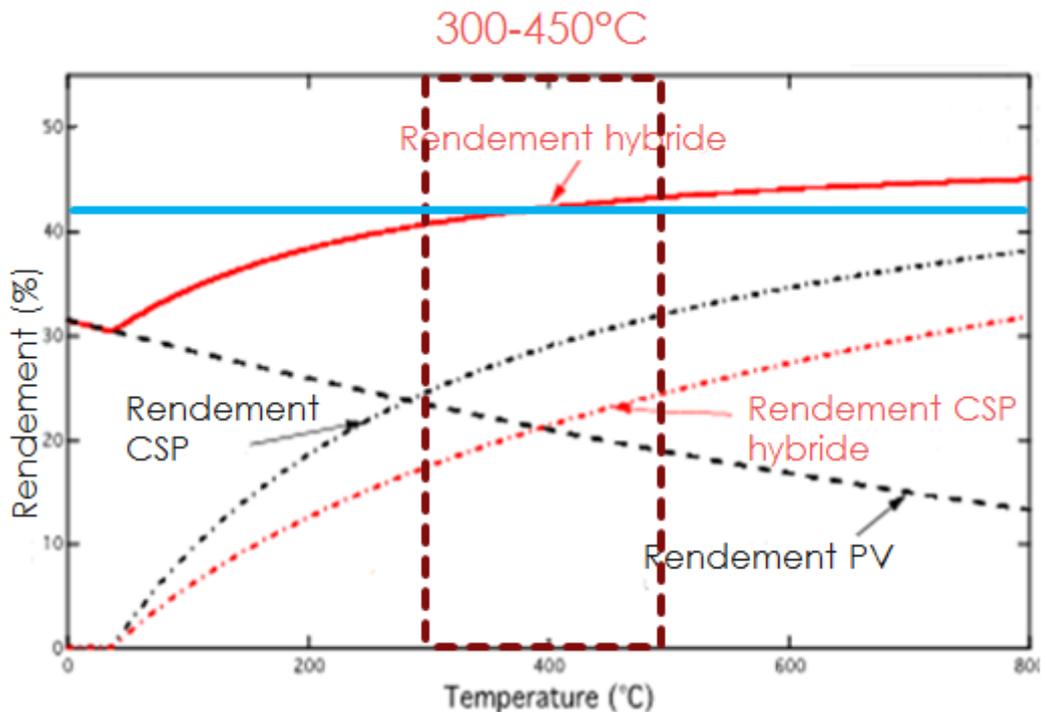


Figure 16: Rendement idéal du système PV-CSP

On s'intéresse sur ce graphe aux rendements compris entre 300°C et 450°C car ce sont les températures réelles sur les miroirs CSP. Après avoir installé les cellules PV sur les miroirs CSP, on s'aperçoit que le système CSP est moins efficace (perte d'environ 8% de rendement). Cependant en rajoutant le rendement PV, on obtient un rendement total supérieur au rendement CSP pur : 42% contre 28% soit 50% d'efficacité supplémentaire. Il s'agit de l'objectif du programme FOCUS car actuellement le rendement réel PV est très inférieur, surtout dans cette plage de températures.

Des projets de centrales hybrides à tour sont en train d'émerger notamment en Amérique du sud où le coût de l'électricité, principalement produite à partir de charbon ou de gaz, est en moyenne de 15 cents/kWh. Au Chili, le groupe Abengoa exploite bien le filon avec 2 projets de centrale à tour, Atacama 1 et 2, composées de 2 centrales CSP de 110MW associées à une centrale PV de 100MW, le tout pour un coût de 11,5 cents/kWh.

Ce nouveau secteur est donc très prometteur puisqu'il est compétitif, propre et fonctionne à toute heure de la journée. De plus, selon ACWA Power les coûts du kWh solaire PV et CSP vont respectivement tomber à 4 cents et 9 cents d'ici quelques années, l'hybride PV/CSP pourrait en être le plus grand bénéficiaire.

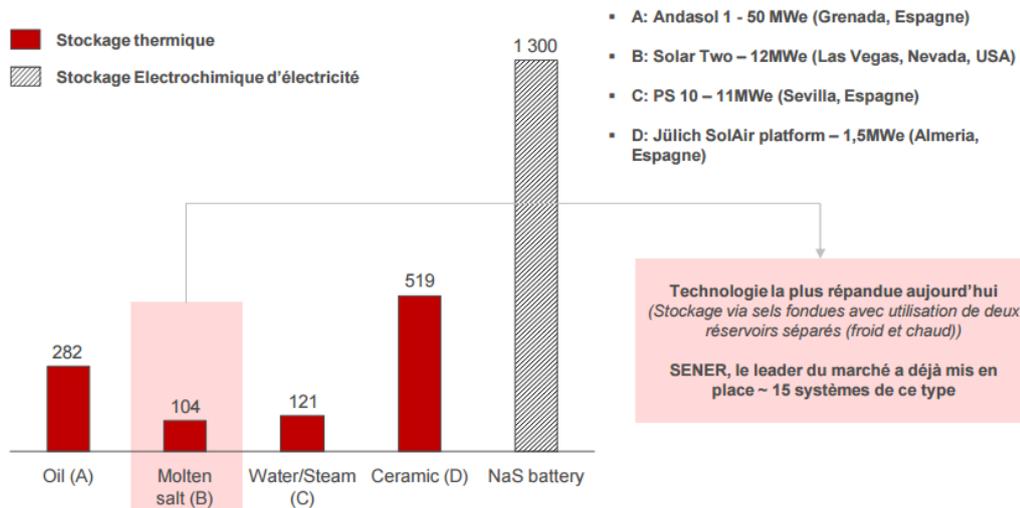
3. Etude économique et sécuritaire de ces améliorations

a) Stockage

Coût

Parmi les différentes technologies de stockage applicables aux centrales CSP, la technologie des sels fondus est aujourd'hui la plus répandue car la plus compétitive d'un point de vue économique.

Estimation du coût des technologies en 2008



Source : IEA 2009, E-Cube Strategy Consultants analysis

Le Cofalit :

L'étude présentée précédemment dans la partie précédente affirme que le Cofalit a une capacité de stockage thermique équivalente à celles des céramiques hautes températures ou du béton haute température, la meilleure conductivité thermique mais surtout un coût extrêmement faible : 10 à 500 fois inférieur à celui de ses concurrents. Ces résultats montrent le potentiel du matériau. Ce matériau recyclé est favorable à l'analyse du cycle de vie (ACV) appliqué à l'ensemble d'une centrale solaire dans laquelle des milliers de tonnes de matériau de stockage sont nécessaires.

Sécurité

Au niveau de la sécurité des cuves, il est nécessaire d'avoir un bassin de versement au cas où la cuve de stockage se mette à fuir. Il est indispensable de vérifier la pression dans les conduits et dans les cuves à chaque instant, afin qu'il n'y ait pas de rupture.

b) Nanofluides

Coût

La disponibilité et le choix de nanofluides directement prêts à l'emploi est difficile à trouver actuellement. Quelques firmes, comme nanophase Technologies par exemple, utilisent des procédés en deux étapes pour avoir du volume de production afin de vendre des suspensions concentrées à haute pureté. Néanmoins, les tarifs de ces nanofluides, que nous avons eus en les contactant, sont d'environ 100 à 200\$ pour 1 kg de nanofluide d'alumine de diamètre 45 nm à 50% de concentration en masse pour une commande de plus de 20 kg. Il faudrait ensuite les diluer pour atteindre une concentration bien plus faible, mais la qualité peut être variable à cause des agglomérations, c'est impossible à déterminer sans matériel. Selon le chercheur, le coût de production du nanofluide du CEA ne serait que de quelques euros le litre...

Par contre, on trouve quasiment toutes les nanopoudres sèches que l'on veut, même si les firmes n'en vendent normalement pas aux particuliers. Pour un litre de nanofluide à 5%, il nous faut entre 10 et 50 grammes environ de nanopoudre selon le matériau et les dimensions des nanoparticules.

Tarifs de diverses nanopoudres relevées chez NanoAmor			
Matériau utilisé	Diamètre moyen	Tarif en petite quantité	Tarif pour un kg acheté brut
Oxyde de zinc	20 nm	70 \$ pour 100 g = 700 \$/kg	160 \$
Oxyde d'aluminium	25 nm	80 \$ pour 100 g = 800 \$/kg	210 \$
Cuivre	25 nm	110 \$ pour 25 g = 4 400 \$/kg	2254 \$
Diamant synthétique	6 nm	245 \$ pour 25 g = 9 800 \$/kg	5500 \$
Argent	10 nm	533 \$ pour 25 g = 21 320 \$/kg	7253 \$
Or	35 nm	4941 \$ pour 25 g = 197 640 \$/kg	-
Nanotubes de carbone à simple paroi	1-2 nm	350 \$ pour 1 g = 350 000 \$/kg	-

Tableau 8 : Prix des nanoparticules

Les nanoparticules à base d'oxydes sont de loin les plus accessibles, mais ce ne sont pas les plus performantes. On peut faire un litre de nanofluide à base d'oxydes métalliques pour 3 à 7€ environ. Néanmoins, il faut disposer d'un moyen pour homogénéiser la solution après le mélange de la nanopoudre, notamment grâce à des ultrasons. L'utilisation de nanoparticules de métaux purs sera dix à cent fois plus coûteuse.

Application : Central Andasol

Nous savons grâce à des données sur la centrale d'Andasol, que cette dernière utilise environ 1700m³ de fluide caloporteur.

En faisant la simulation avec des nanofluides à base d'oxydes métalliques à 5% la centrale d'Andasol nécessite 68m³ de nanoparticules, ce qui reviendra entre : 5 et 12 millions d'euros pour de telles modifications.

La même simulation avec un métal pur tel que le cuivre : plus de 2 milliards d'euros.

Les coûts exposés ci-dessus sont pour des petites quantités de nanoparticules, on peut donc en déduire que pour des quantités beaucoup plus importantes, telles que celles utilisées pour une centrale comme ANDASOL, les coûts seraient plus abordables.

Sécurité

Le dernier point concerne les aspects toxicologiques et là, il y a un manque de recul certain sur les dangers des nanoparticules pour l'environnement et la santé. Ces particules sont si fines qu'elles volent et pénètrent profondément partout (voies respiratoires) et il faut des mesures spécifiques de filtration et de confinement. Dans un nanofluide, les nanoparticules sont piégées dans le liquide donc il n'y a pas de souci, mais il est à priori préférable de ne pas en renverser sur soi sans porter de gants, car il a été démontré qu'elles traversent la barrière cutanée sans grande difficulté. Suivant leur nature et leur concentration, ces corps étrangers pourraient mener à des maladies du type cancer à force de les manipuler (bien qu'on en respire déjà un peu tous les jours avec certains types de pollution).

c) Pompe à chaleur

La pompe à chaleur à absorption utilisant des métaux lourds est au stade de recherche et développement, il n'y a donc pas d'estimation de coût ni de sécurité à ce jour. Cependant on peut parler de l'utilisation des fluides à métal lourd, notamment le fluide au mercure qui pose des problèmes d'utilisation car il est interdit en Europe. Dans le cas du plomb, il faut consulter la norme 6 REACH qui traite de l'utilisation des métaux lourds dans l'industrie. On ne peut pas associer de coût à de tels fluides puisqu'ils sont encore au stade de recherche et développement, tout comme la pompe à chaleur à absorption.

CHAPITRE 3 : Modélisation des améliorations

Dans le cadre de notre projet de filière sur les centrales solaire à concentration (CSP), nous devons trouver des améliorations possibles de ces centrales pour faire baisser le coût de l'électricité produite par celles-ci. Nous avons choisi dans ce projet de nous concentrer sur les centrales à miroirs cylindro-paraboliques car ce sont les centrales les plus répandues dans le monde. Les problèmes rencontrés par ces centrales peuvent donc être mieux cernés.

Le projet de simulation thermodynamique s'appuie sur celui-ci. Son objectif est de modéliser une centrale à miroirs cylindro-paraboliques pour pouvoir ainsi permettre de fournir de l'électricité. Pour cela nous nous sommes inspirés d'un cas concret de centrale à miroir cylindro-paraboliques, celle d'ANDASOL en Espagne.

1. Présentation

a) Le logiciel

L'objectif de la simulation est dans un premier temps de simuler le fonctionnement d'une centrale CSP à miroirs cylindro-paraboliques qui fonctionne déjà (Andasol, Espagne) en se basant sur des données réelles. Ensuite, le but final de la simulation est d'intégrer des améliorations économiques ou techniques au système afin de les valider ou non.

TRNSYS est un logiciel permettant de résoudre des systèmes d'équations, de réaliser des simulations thermodynamiques, de créer des modèles grâce à une large bibliothèque de modèles de systèmes thermiques et de composants auxiliaires.

TRNSYS est un environnement de simulation des systèmes très flexible offrant à l'utilisateur une approche modulaire du système à modéliser, c'est-à-dire qu'il permet de représenter des systèmes plus ou moins complexes avec la même simplicité apparente, organisés en une arborescence intuitive. De plus, les utilisateurs plus expérimentés ont la possibilité de créer leur propres composants ce qui est très souvent un critère déterminant dans la simulation de nouveaux systèmes.

A l'aide de ce logiciel nous pouvons ainsi valider les améliorations selon les résultats de modélisation obtenus.

b) La centrale Andasol

La centrale Andasol 1 est une centrale à miroir cylindro-paraboliques construite sur un sol plat à une altitude de 1100 m dans la région de Séville. La centrale Andasol 1 a été construite par la société ACS COBRE ENERGY pendant 28 mois pour un coût total de 1.221 milliards d'euros. Elle a une puissance de 150MWc, ce qui permet d'avoir une production annuelle de 510GWh. Le prix de l'électricité revendu est de 0,27€/kWh. La région de Séville reçoit en moyenne 250 W/m² ce qui est équivalent à 2 200 kWh/m²/an.



Figure 13 : Centrale ANDASOL 1 vue du ciel

La centrale de Séville est composée de 625 collecteurs de 800 m de long et s'étend sur une surface de 510 000m². Cette centrale est composée de 156 rangées, dans ces rangées 4 collecteurs sont connectés en série. Le fluide caloporteur utilisé est un Dowtherm A pouvant chauffer jusqu'à 393°C.

Les modèles de tubes contenant les fluides caloporteurs sont : Schott PTR-70 et Solel UVAC models. La production d'électricité se fait à l'aide de turbine à vapeur dont le fournisseur est Siemens et ayant pour référence SST-700. Le stockage se fait grâce à un mélange de 60% de nitrate de sodium et de 40% de nitrate de potassium. Ce stockage est effectif pendant 7,5 h.

Dowtherm A	
Chaleur spécifique	2,5 kJ/kg.K
Fusion	12°C
T Ebullition à P _{atm}	257°C
Densité à °C	1056 kg/m ³

Tableau 9 : Caractéristiques du fluide Dowtherm A

Le stockage de la centrale est caractérisé par 2 réservoirs de capacité égale à 1010 MWh. Ces réservoirs ont un diamètre de 36m et une hauteur de 14m pour un volume de 14250m³. Ils sont composés de 28 500 tonnes de sels fondus. La centrale nécessite 870 000 m³ d'eau pour le refroidissement. Ceci est équivalent à 5L d'eau par kWh.

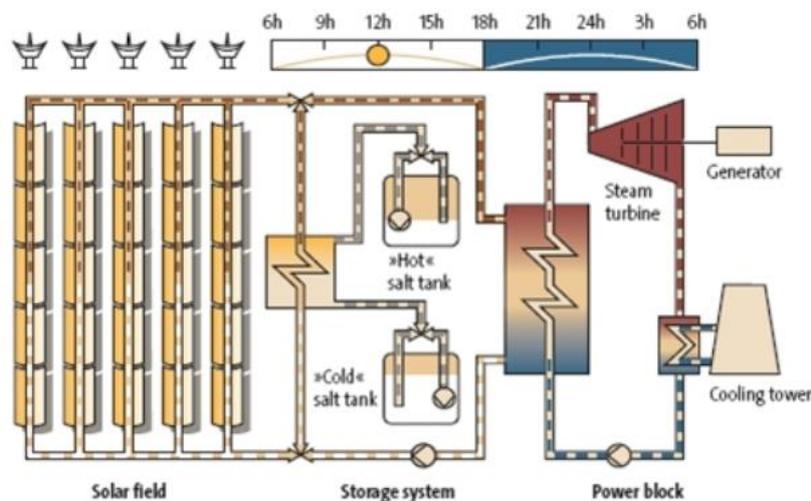


Figure 17 : Représentation de la centrale ANDASOL 1

La description de la modélisation de la centrale se situe en annexe.

CHAPITRE 4 : Analyse des propositions

1. Nanofluides

L'utilisation du logiciel TRNSYS nous permet de faire une comparaison pour la centrale d'Andasol 1 sur l'emploi de nanofluide plutôt que du fluide dowtherm A.

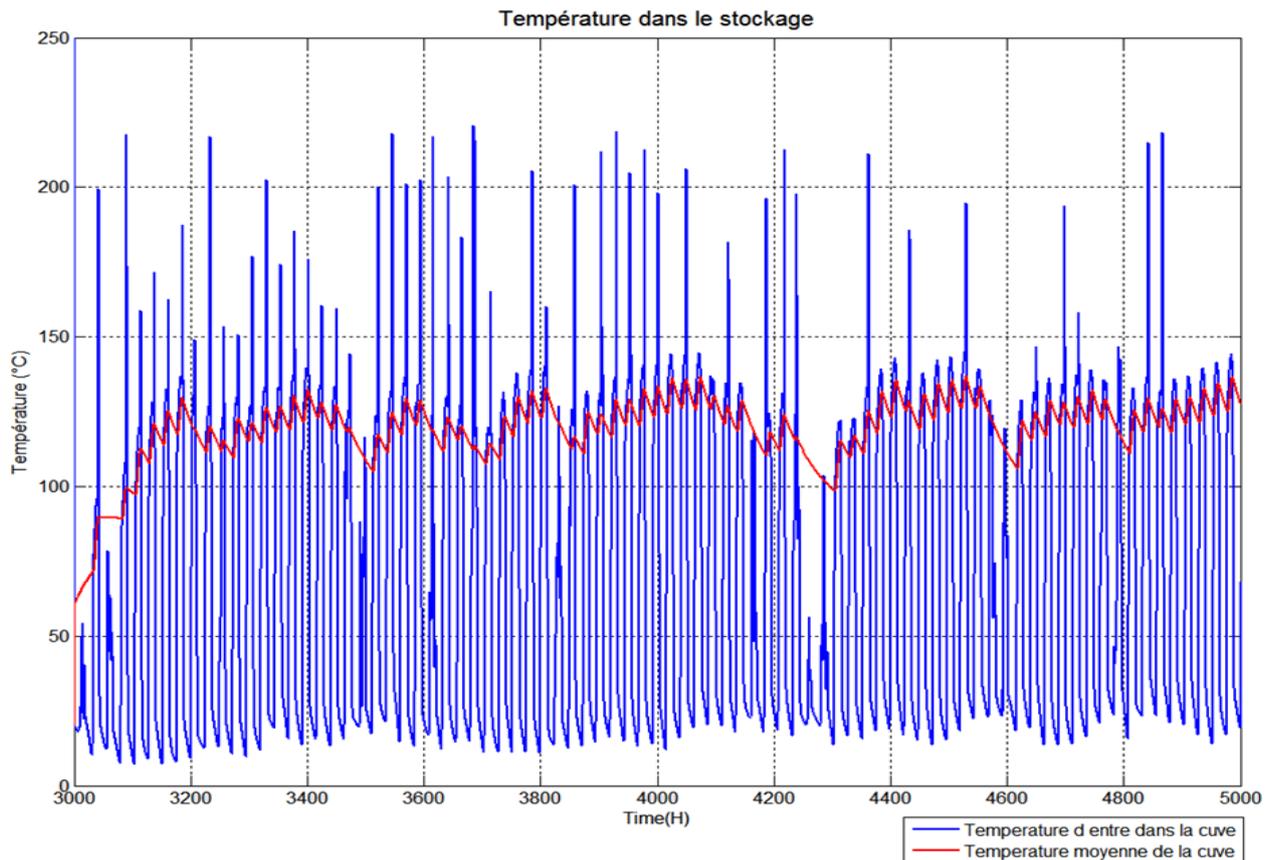


Figure 18 : Température de la cuve de stockage avec le fluide Dowtherm A

On voit sur cette courbe que la température transférée au niveau de l'échangeur ne correspond pas au plus haut niveau de température produite par les miroirs. Cela est normal et est dû au fait que l'échangeur n'est pas parfait.

Voyons maintenant ce que l'ajout d'un nanofluide peut améliorer.

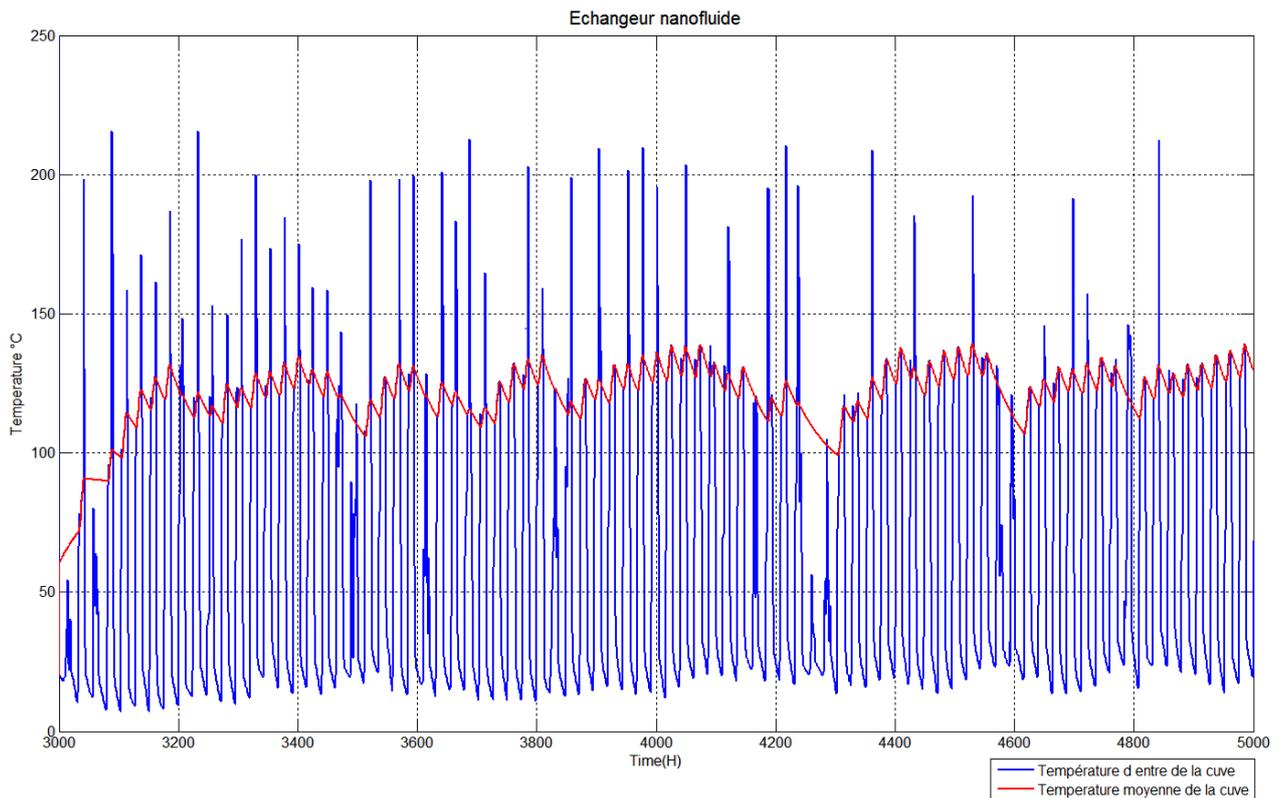


Figure 19 : température de la cuve de stockage avec les nanofluides

On voit qu'après l'ajout du nanofluide dans le système de production de chaleur, le transfert au niveau de l'échangeur est meilleur, c'est-à-dire qu'il y a plus de chaleur transmise. Ceci est dû à la plus forte conductivité thermique du nanofluide qui permet un meilleur transport et transfert de chaleur.

Grace à cela la température moyenne de la cuve est légèrement supérieure qu'avec le fluide Dowtherm A.

2. Pompe à chaleur

De même que pour les nanofluides, la simulation TRNSYS nous permet de simuler les effets de l'utilisation d'une pompe à chaleur. Nous avons réalisé une modélisation sans pompe à chaleur (figure 20) et une modélisation avec pompe à chaleur (figure 21).

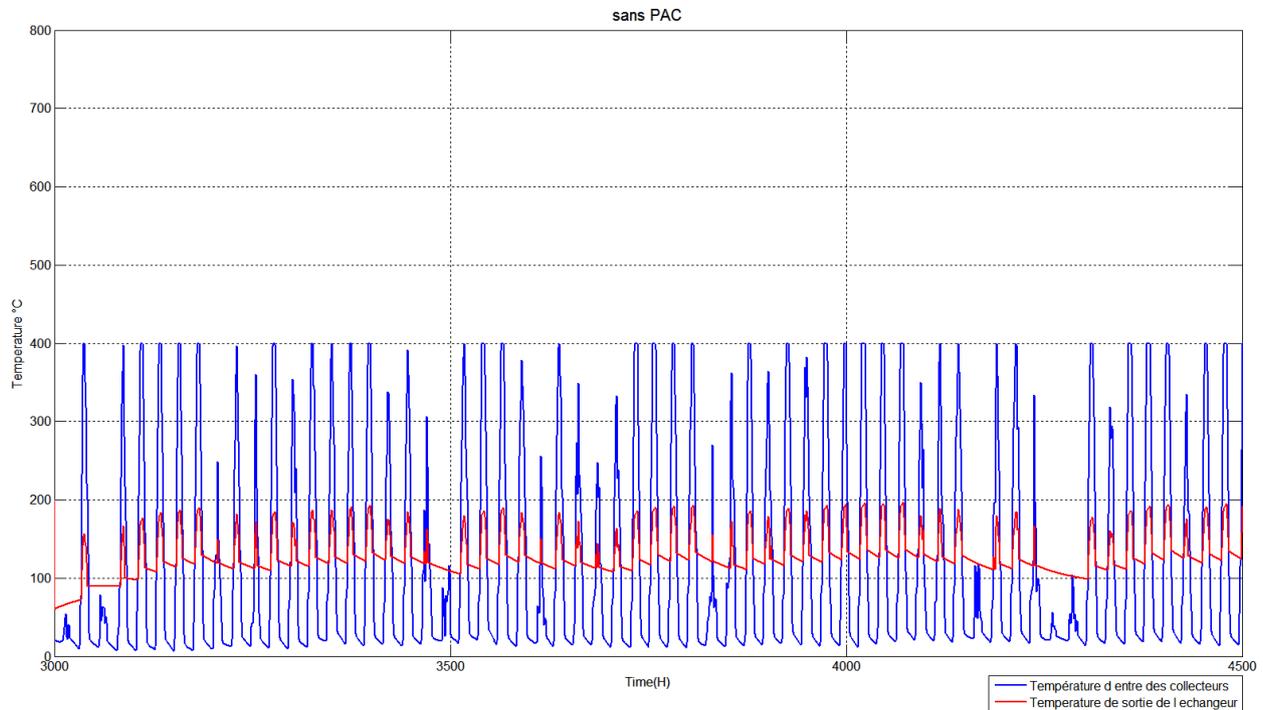


Figure 20 : Evolution de la température sans pompe à chaleur

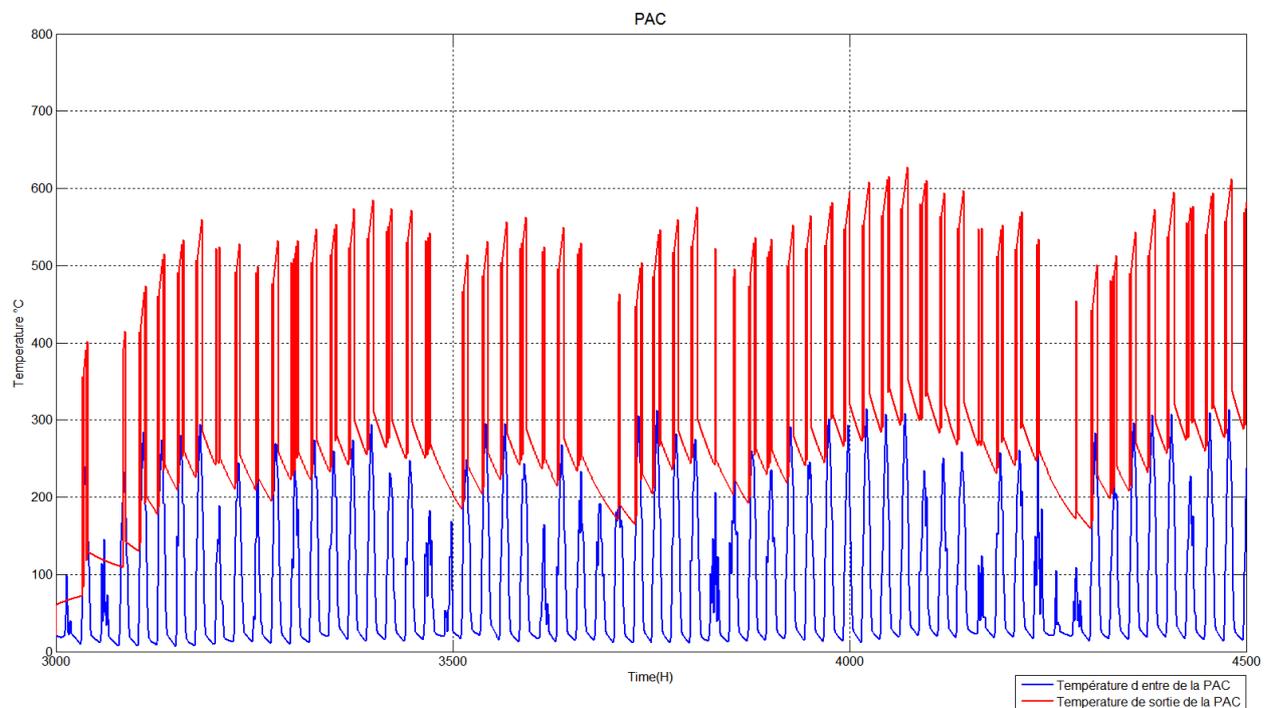


Figure 21 : Evolution de la température avec pompe à chaleur

Sur le premier graphique nous pouvons observer la température d'entrée et de sortie de l'échangeur de température. On constate que la température d'entrée (en bleu) est supérieur à la température de sortie (en rouge) ce qui est normal dans le cas d'un échangeur puisqu'il y a des pertes thermiques lors de l'échange de température. Sur le deuxième graphique nous avons les températures d'entrée (en bleu) et de sortie (en rouge) de la pompe à chaleur. Contrairement au graphe précédent nous pouvons clairement voir que la température de sortie est supérieure d'environ 200°C à la température d'entrée. La pompe à chaleur permet donc bien d'augmenter la température du fluide de stockage. Cependant il est bon de noter qu'une telle pompe à chaleur consomme $6,6 \times 10^5$ W, ce qui est énorme pour une pompe à chaleur. Et à ce jour nous ne savons pas si une telle pompe à chaleur existe.

CONCLUSION

Au cours des 5 derniers mois, l'équipe projet CSP stockage a travaillé communément pour répondre aux attentes de nos clients. La problématique était d'améliorer la technologie dans son ensemble, donc de trouver un optimum technico-économique dans le domaine des CSP. Ceci nous a laissé une entière liberté sur l'orientation de nos pistes d'améliorations. La phase de recherche commune ayant été fructueuse, nous avons pu délimiter plusieurs axes d'optimisations possibles que nous avons creusés par la suite pour arriver au résultat final. Ces pistes ont été le remplacement du fluide caloporteur en un nanofluide, et l'approfondissement de l'étude sur les cuves de stockage.

Nos pistes d'optimisations concernant les centrales CSP ont toutes été pensées et travaillées par notre équipe. Avec plus de temps, nous aurions pu obtenir une modélisation plus précise et comportant l'ensemble de nos améliorations afin de visualiser leur efficacité. Nous aurions aussi pu approfondir le domaine des pompes à chaleur à absorption qui, étant au stade de recherche et développement, requiert beaucoup de temps de recueillir l'ensemble des informations qui nous sont nécessaires.

Nous nous sommes rendu compte à travers ce projet de la complexité des installations CSP et de la production d'électricité dans son ensemble. En addition aux connaissances scientifiques générales emmagasinées, nous avons pu mettre en application nos connaissances en modélisation grâce au logiciel TRNSYS. Nous avons modélisé une centrale CSP en prenant comme données de références les données de la centrale ANDASOL en Espagne.

Enfin, nous avons pu acquérir de l'expérience en termes de gestion de projet et de travail en équipe. Grâce au projet CSP, nous pouvons maintenant mieux nous rendre compte des difficultés rencontrées dans les projets qui demandent une phase de recherche importante. Pour le mener à bien, il a fallu une bonne communication, un esprit de synthèse, une cohésion dans l'équipe et avec les tuteurs professionnels.

Bibliographie

Pour CSP :

- <http://ptob.free.fr/enseign/gim/THERMb/cours/polyTHERMb-7.html>
- <http://www.thermodynamique.com/spip.php?article21>
- <http://www.cycle-organique-rankine.com/technologie.php>
- http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_thermodynamique
- <http://www.thermodynamique.com/spip.php?article20>
- <http://www.thermodynamique.com/spip.php?article21>
- <http://www.ulb.ac.be/sma/enseignement/thermo/moteurs.pdf>
- <http://direns.mines-paristech.fr/Sites/Thopt/CartesMentales/Rankine-map-En.html>
- <http://physiquecira.free.fr/CoursPhys/InstallVapeur/Hirn.htm>
- https://books.google.fr/books?id=JC3wTFD7AcYC&pg=PA85&lpg=PA85&dq=int%C3%A9r%C3%AAt+resurchauffe&source=bl&ots=yCRossIZOM&sig=LSr025HTZXckYITdUHO3iYYnew&hl=fr&sa=X&ei=EhreVP5jgrc8_PyA-AE&ved=0CCEQ6AEwAA#v=onepage&q=int%C3%A9r%C3%AAt%20resurchauffe&f=false
- http://artic.ac-besancon.fr/genie_electronique/telech/capteur/capteur_solaire.pdf
- http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_capteur_parabolique
- http://www.renac.de/fileadmin/user_upload/Download/Projects/ReGrid/Webinar_Brochure/CSP_online_broschure_frz_final_3_.pdf
- <http://www.aveva.com/FR/activites-3641/la-technologie-clfr-reflecteur-a-miroirs-de-fresnel-lineaires.html>
- http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_miroir_Fresnel_solaire_thermodynamique
- http://fr.wikipedia.org/wiki/Tour_solaire_%28thermique%29
- <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/le-solaire-thermique-a-concentration-csp/35-fparticles/842-le-solaire-thermique-a-concentration-csp.html>
- <http://pyreneescatalanes.free.fr/Thematiques/Batiments/Histoire/Themis.php>
- http://www.maxisciences.com/gemasolar/gemasolar-une-centrale-solaire-capable-de-produire-de-l-039-energie-la-nuit_art15117.html
- <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/gemasolar-plant/en>
- http://agora.enim.fr/hk/3A_Thermo_C2_Cycles_vapeur/C2_Cycles_vapeur_web.publi/auroraW/co/C2_Cycles_vapeur_18.html
- <https://www.mtholyoke.edu/~wang30y/csp/PTPP.html>
- [http://www.researchgate.net/publication/266140468_Hybrid_Photovoltaic_\(PV\)_-_Concentrated_Solar_Thermal_Power_\(CSP\)_Power_Plants_Modelling_Simulation_and_Economics](http://www.researchgate.net/publication/266140468_Hybrid_Photovoltaic_(PV)_-_Concentrated_Solar_Thermal_Power_(CSP)_Power_Plants_Modelling_Simulation_and_Economics)
- <http://www.rechargenews.com/solar/1401098/chile-go-ahead-for-abengoas-210mw-csppv-hybrid>
- http://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/technologies-de-l-energie-thematique_89428/la-prometteuse-alliance-du-solaire-avec-le-solaire-article_292425/
- http://www.sft.asso.fr/Local/sft/dir/user-3775/documents/actes/Congres_2010/communications/183.pdf

Pour TRNSYS :

- [http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_d%27Andasol\(1\)](http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_d%27Andasol(1))
- http://www.google.fr/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fblog.idnes.cz%2Fblog%2F4426%2F93035%2FAndasol1_den_v.jpg&imgrefurl=http%3A%2F%2Fnejedly.blog.idnes.cz%2F%2F93035%2Fslunecni-high-tech-Andasol-1.html&h=381&w=639&tbnid=dtA8QgfOY9QviM%3A&zoom=1&docid=T_IORTnGvOKfMmM&ei=i9ZRVTzC8HxUPWxglG&tbn=isch&client=firefox-

a&iact=rc&uact=3&dur=2309&page=1&start=0&ndsp=38&ved=0CC0QrQMwBA
12/05/2015

- <http://www.flagsol.com/flagsol/english/what-we-offer/products/collector/skal-et/skal-et-kopie610.html> 14/04
- https://sam.nrel.gov/sites/sam.nrel.gov/files/content/case_studies/sam_case_csp_physical_trough_andasol-1_2013-1-15.pdf 14/04
- http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Andasol_Solar_Power_Station__Energy_Storage_Case_Study.html* 17/04
- <http://www.cspworld.org/cspworldmap/andasol-3> 17/04
- <http://perso.univ-lr.fr/fcherqui/IBPSAmars/presentations/AM1-05-Abadie.pdf> 18/05
- <http://www.fika.org/jb/resources/EuroTrough.pdf> 21/05

Pour les améliorations proposées :

- http://www.investinhauteprovence.com/mediatheque/25012012_Stockage_Capenergies_Vf.pdf
- <http://www.enerzine.com/603/5933+stockage-de-chaleur--une-solution-en-beton+.html>
- www.cea.fr/content/download/93549/.../file/DP_Stockage_Vweb.pdf
- <http://www.google.com/patents/EP0490767A1?q=fr> 28/05/2015
- <http://www.iea.org/topics/solarpvandcsp/>
- <http://www.photovoltaique.info/L-effet-photovoltaique.html>
- <http://arpa-e.energy.gov/?q=slick-sheet-project/solar-concentrating-photovoltaic-mirror>
- <http://cedricphilibert.net/vers-la-fusion-pv-csp/>
- <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=17100>
- <http://www.cooling-masters.com/articles-46-2.html>

ETAT DE L'ART



RAPPORT FINAL

Sommaire

Introduction.....	39
CHAPITRE 1 : Les technologies existantes.....	41
1. Miroir cylindro-parabolique	41
a) Description globale	41
b) Description technique	42
c) Avantages.....	42
d) Inconvénients	42
e) Exemples d'installations.....	43
2. Réflecteur linéaire de Fresnel	44
a) Description globale	44
b) Description technique	44
c) Avantages.....	46
d) Inconvénients	46
e) Exemples d'installations.....	46
3. Tour solaire.....	47
a) Description globale	47
b) Description technique	47
c) Production / Coût.....	47
d) Exemples d'installations.....	48
4. Capteur solaire parabolique	49
a) Description globale	49
b) Description technique	49
c) Avantages.....	50
d) Inconvénients	50
CHAPITRE 2 : Cycle de production d'électricité.....	51
1. Cycle de Rankine	51
2. Inconvénients du cycle de Rankine à eau	51
3. Cycle de Hirn	52
4. Solution possibles	54
Environnement des centrales CSP.....	56
1. Où implanter une centrale CSP solaire thermoélectrique ?	56
a) Facteurs géographiques.....	56
b) Facteurs politiques et économiques.....	56
c) Implantation décentralisée	57
d) Implantation centralisée	57
2. Tableau comparatif entre CSP et les autres technologies.....	57
Conclusion	58
Bibliographie	59

Tables des figures et des tableaux

Figure 1 : Les 3 principaux systèmes thermodynamiques à concentration	40
Figure 2 Schéma de fonctionnement d'un miroir cylindro-parabolique	41
Figure 3 Schéma d'installation de la centrale.....	42
Figure 4 Schéma de fonctionnement des miroirs de Fresnel	44
Figure 5 Différentes utilisations de la chaleur	45
Figure 6 Schéma de fonctionnement d'une tour solaire thermique	47
Figure 7 Tour solaire Thémis (France).....	48
Figure 8 Tour solaire Gemasolar (Séville)	48
Figure 9 Schéma d'un capteur solaire parabolique	49
Figure 10 Cycle de Rankine	51
Figure 11 Schéma du fonctionnement d'une centrale CSP (Tour solaire)	52
Figure 12 Schéma du circuit de production avec surchauffe	53
Figure 13 Cycle de Hirn (diagramme entropique)	
Figure 14 Cycle de Hirn (diagramme de Mollier)	54
Figure 15 Schéma d'un circuit à resurchauffe	55
Figure 16 Cartographie des lieux privilégiés pour l'implantation d'une centrale CSP	56
Tableau 1 Récapitulatif du projet Andasol 1	43
Tableau 2 : Comparatif entre CSP et autres technologies.....	57
Tableau 3 Tableau des problèmes rencontrés avec les solutions proposées	58

Introduction

Une région ensoleillée reçoit de l'ordre de 1 kW.m^2 de puissance crête, et si l'on récupérait l'intégralité des rayonnements solaires on pourrait fournir en un an environ 14000 fois plus d'énergie que celle consommée par l'humanité.

La surface du soleil est à 5770 K, et deux tiers de son énergie rayonnée arrive au niveau du sol dans les conditions d'un bon ensoleillement suite à l'absorption atmosphérique.

La récupération de cette énergie dispersée au niveau du sol est un vieux problème. Pour la génération d'électricité, deux méthodes ont été privilégiées : le photovoltaïque (PV) et le solaire thermique à concentration (on utilisera l'acronyme anglo-saxon: CSP pour Concentrated Solar Power).

Qu'est-ce que le CSP ?

Les centrales CSP produisent de l'électricité en convertissant le rayonnement solaire en énergie thermique qui est elle-même convertie en énergie électrique. Contrairement aux cellules photovoltaïques ou aux capteurs solaires thermiques plats, les centrales solaires CSP ne peuvent exploiter le rayonnement solaire diffus, qui résulte de la diffusion de la lumière du soleil sous l'effet des nuages, des particules et des molécules contenus dans l'air, parce qu'il ne peut être concentré. Il faut que les rayons solaires incidents arrivent sur les capteurs sans avoir traversé un quelconque obstacle.

Le processus de conversion énergétique se déroule en deux étapes :

- la concentration du rayonnement solaire, qui est ensuite converti en énergie thermique que l'on peut exploiter ;
- la conversion de cette énergie thermique en énergie électrique.

La conversion de la chaleur en électricité s'opère classiquement au moyen d'une turbine à vapeur (cycle de Rankine).

Les capteurs solaires qui concentrent les rayons se répartissent généralement en deux catégories, selon le principe de concentration utilisé, mais tous utilisent des miroirs pour concentrer ce rayonnement (cf. figure 1) :

- Les systèmes à concentration linéaire, comme les collecteurs cylindro-paraboliques et les collecteurs Fresnel linéaires, sont des systèmes unidimensionnels de suivi du soleil (ils suivent la direction des rayons solaires par rapport à un axe).
- Les systèmes à concentration ponctuelle : tours solaires ou paraboles solaires. Ces derniers permettent d'obtenir des taux de concentration supérieurs à ceux des systèmes linéaires. Leur miroir assure un suivi bidimensionnel de la position du soleil (ils suivent la direction du soleil sur deux axes).

Un des principaux avantages des centrales CSP par rapport à d'autres technologies fondées sur l'utilisation des énergies renouvelables, comme les convertisseurs photovoltaïques et éoliens, est le fait de pouvoir stocker l'énergie produite (sous forme d'énergie thermique). En effet, contrairement au stockage de l'énergie électrique, le stockage de l'énergie thermique est envisageable. Les centrales thermiques solaires peuvent être équipées d'un système de stockage de l'énergie thermique doté d'une capacité de plusieurs heures en pleine charge. Ce système de stockage est rempli pendant la journée et vidé dès que le soleil ne fournit plus assez d'énergie, ce qui permet de continuer à produire de l'électricité y compris après le coucher du soleil. Il s'agit là d'une application très intéressante lorsqu'on sait que les pics de consommation électrique ont lieu, dans de nombreux pays, après la tombée de la nuit. Au sein d'une centrale CSP il peut exister plusieurs types de stockage dépendant du rôle qui leur est assigné (tampon, production, sécurité,...).

Les premières centrales CSP à grande échelle ont été construites en Californie et sont exploitées depuis environ vingt ans. Aujourd'hui, la croissance mondiale du marché des énergies renouvelables ouvre de nouvelles perspectives pour la technologie CSP, qui pourrait connaître un fort développement dans les pays bénéficiant d'un ensoleillement direct important. L'Espagne et les États-Unis ont été les premiers à s'y intéresser et aujourd'hui, de nombreux projets sont en cours d'élaboration et de construction.

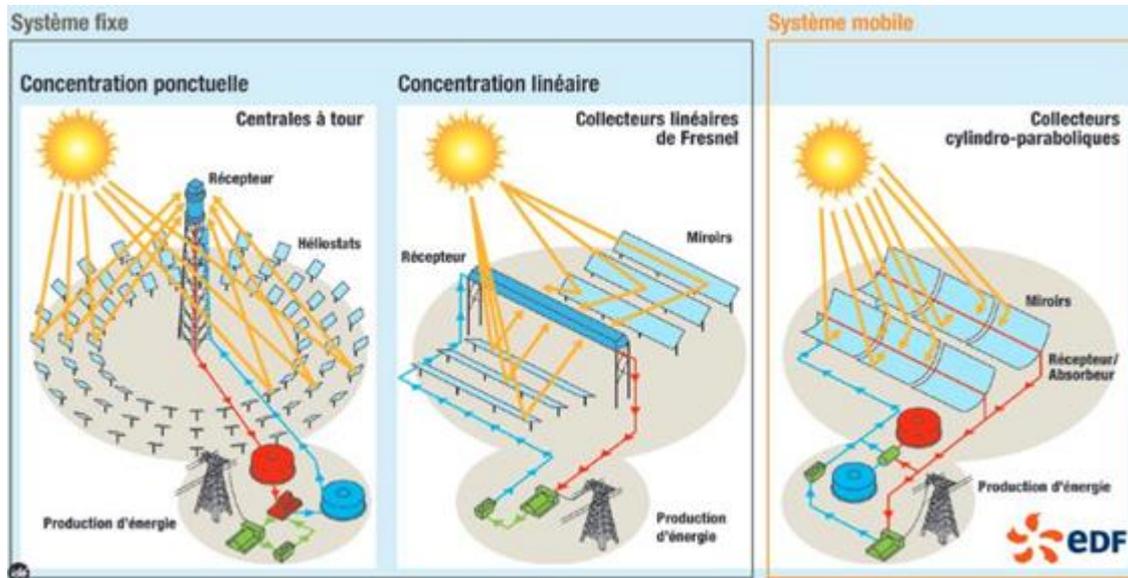


Figure 22 : Les 3 principaux systèmes thermodynamiques à concentration [1]

Un dernier type de capteur pour la concentration solaire est la parabole. Cette technologie est encore à l'étude mais nous en parlerons plus loin dans le rapport.

CHAPITRE 1 : Les technologies existantes

1. Miroir cylindro-parabolique

a) Description globale

Un miroir cylindro-parabolique est composé d'un réflecteur parabolique, c'est-à-dire d'un miroir en argent ou en aluminium poli rectangulaire, d'une structure métallique, d'un tube récepteur à double enveloppe sous vide qui est positionné sur toute la longueur de l'axe focale et d'un système de poursuite solaire.

Il existe sous deux formes :

- La première repose sur des miroirs statiques pouvant pivoter dans le plan est-ouest suivant la course du soleil.
- La seconde repose sur un alignement des panneaux selon l'axe est-ouest. Un décalage angulaire a lieu ce qui diminue l'efficacité du système et rend le système optimal qu'au moment des équinoxes.

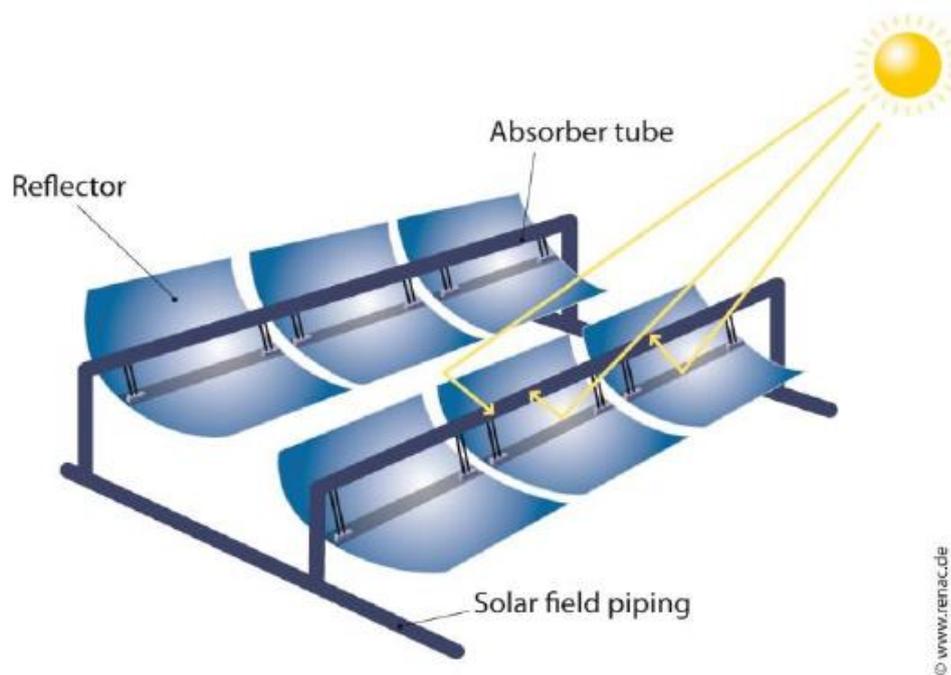


Figure 23 Schéma de fonctionnement d'un miroir cylindro-parabolique [2]

b) Description technique

Un miroir cylindro-parabolique permet de transformer les radiations solaires en énergie thermique. Le rayonnement solaire est réfléchi par le miroir sur un capteur tubulaire sous vide placé dans l'axe du miroir (appelé aussi tube Dewar). Au cours de la journée, les miroirs suivent la course du soleil grâce à un vérin électrique commandé. Le capteur tubulaire comporte un fluide caloporteur qui varie selon la température de chauffe. On utilise un mélange d'eau déminéralisée, d'huiles synthétiques ou de sels fondus pour une température entre 200 et 500°C. Ce fluide caloporteur permet de transmettre la chaleur à de l'eau par le biais d'un échangeur thermique pour produire de la vapeur surchauffée. Cette vapeur entraîne une turbine à vapeur conventionnelle qui permet de produire de l'électricité par moyen d'une génératrice.

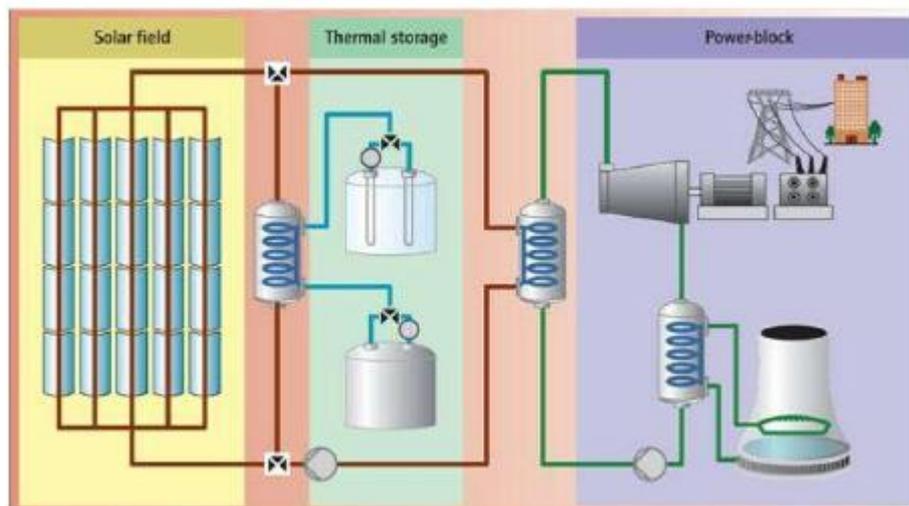


Figure 24 Schéma d'installation de la centrale [2]

c) Avantages

- Rendement net de 14% à 20%
- Systèmes modulaires
- Besoins en matériaux peu élevés
- Hybridation avec des centrales électriques conventionnelles a été établies

d) Inconvénients

- Dissipation de chaleur importante au niveau du champ de miroirs
- Fluides caloporteurs utilisés doivent être adaptés à la longueur des canalisations traversant le champ pour conserver la chaleur.

e) Exemples d'installations

Dans la région de Grenade, il y a 3 centrales thermiques : Andasol Uno, Dos et Tres. ACS, l'un des leaders de l'énergie en Espagne a débuté Andasol Uno en Juin. Le site a une taille de 195ha pour une puissance de 50 MW, celle-ci revient à alimenter 50 000 personnes en électricité. Le coût d'investissement est de 260 millions d'euros. Sa production annuelle est de 181,1 millions de kW/h ce qui permet d'éviter l'injection de 152.000 tonnes de dioxyde de carbone par an dans l'atmosphère et le respect du protocole de Kyoto. Grâce au stockage cette centrale peut augmenter fortement sa production par rapport à une centrale sans stockage.

A Andasol, il y a 625 "collecteurs solaires", des miroirs paraboliques de 12m de long et de 6m d'envergure fixés sur un axe permettant de suivre le soleil. Le fluide caloporteur utilisé est une huile synthétique circulant dans un tube et chauffé par ces miroirs jusqu'à une température de 400°C. Cette huile a deux utilisations distinctes :

La première est de chauffer de l'eau en la transformant en vapeur. Cette vapeur permet de faire tourner une turbine qui produit de l'électricité injecté directement dans le réseau.

La seconde est de stocker dans des réservoirs un mélange de sel et d'eau permettant d'exploiter plus tard la chaleur. Ces réservoirs permettent ainsi de produire de l'électricité pendant 7 heures après le coucher du soleil.

A Andasol, pour permettre le stockage de cette chaleur dans les réservoirs, la taille de la partie solaire de la centrale a été surdimensionnée. Ce surdimensionnement permet une production d'énergie thermique deux fois plus importante que celle absorbée par les turbines à vapeur. Ainsi il y a un maximum d'énergie stockée pour permettre la production d'électricité durant la nuit.

Nom du projet	Andasol 1
Emplacement	Séville, Espagne
Puissance	50 MW
Superficie du terrain	195 ha
Génération d'électricité (prévue)	158 000 MWh/an
Température maximum panneau solaire	393°C
Capacité de stockage thermique	7,5 heures
Matériau de stockage thermique	Sels fondus
Type de refroidissement	Tour de refroidissement humide
Fluide caloporteur	Dowtherm A
Coût d'investissement	260 millions €
Coûts d'investissement spécifiques	0,27 €/kWh

Tableau 10 Récapitulatif du projet Andasol 1[2]

2. Réflecteur linéaire de Fresnel

a) Description globale

La technologie du réflecteur de Fresnel utilise des lentilles ou des miroirs afin de concentrer le rayonnement solaire sur une surface. Cette technologie est l'une des technologies à concentration les plus fiables et simples.

Cette technologie permet de générer de la vapeur. Cette solution utilise des miroirs plats et modulaires, qui orientent la chaleur du soleil vers des récepteurs situés sur des tuyaux contenant de l'eau. La concentration des rayons du soleil fait augmenter la température de l'eau à l'intérieur de ces tuyaux, produisant de la vapeur saturée et surchauffée. Cette vapeur est ensuite utilisée pour la production d'électricité.

b) Description technique

Le principe d'un concentrateur de Fresnel réside dans ses miroirs plans (plats) dits "réflecteurs compacts linéaires". Chacun de ces miroirs peut pivoter en suivant la course du soleil pour rediriger et concentrer en permanence les rayons solaires vers un tube absorbeur. Un fluide caloporteur est chauffé jusqu'à 270°C en circulant dans ce tube horizontal. Cette énergie est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine qui produit de l'électricité.

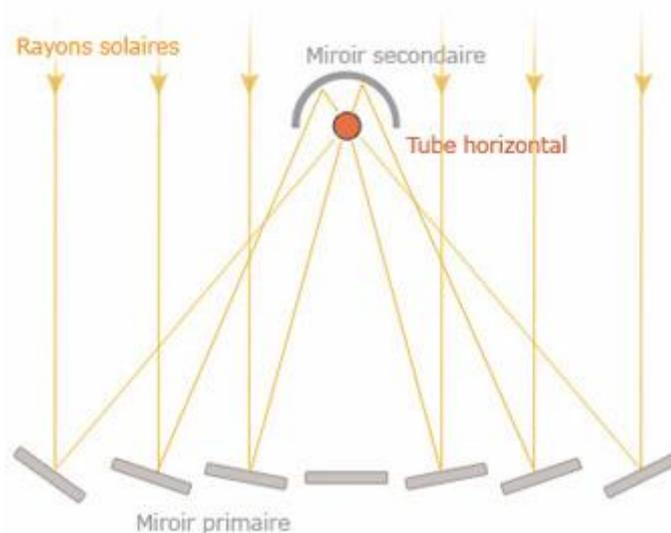


Figure 25 Schéma de fonctionnement des miroirs de Fresnel [3]

Cette technologie peut être utilisée de différentes manières, dont nous pouvons voir les schémas à la page suivante :

- **Centrale solaire thermodynamique autonome**

La vapeur générée par l'énergie solaire concentrée entraîne les turbines à vapeur pour produire de l'électricité.

- **Augmentation de puissance de centrales conventionnelles**

Les générateurs de vapeur solaire augmentent la quantité de vapeur disponible dans les centrales fonctionnant au gaz ou au charbon. Cette vapeur solaire permet aux centrales d'accroître leur production d'électricité pendant les périodes de pointe et de réduire leurs émissions de CO₂.

Ce procédé permet aussi d'allonger la durée de vie des centrales à biomasse et géothermiques.

- **La vapeur industrielle**

La vapeur produite peut être directement utilisée dans plusieurs procédés industriels, allant de l'amélioration des performances d'extraction et d'exploitation pétrolière, à la transformation des aliments, en passant par la désalinisation des eaux.

Cette technologie s'intègre facilement au sein des systèmes vapeur existants et des nouvelles centrales.

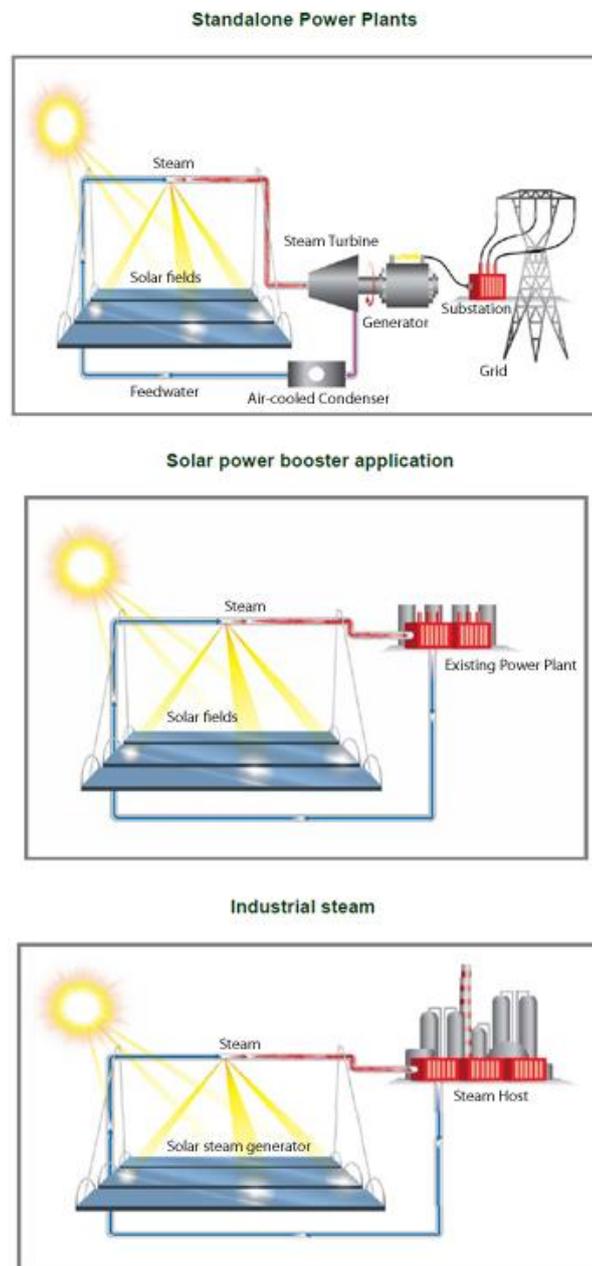


Figure 26 Différentes utilisations de la chaleur [4]

c) Avantages

- Matériaux facilement obtenus (miroirs plats) ;
- Coûts de fabrication plus faible que pour les systèmes à miroirs cylindro-paraboliques ;
- Superficie de terrain nécessaire moins importante que pour les miroirs cylindro-paraboliques (environ 100 acres contre environ 200 acres pour les miroirs cylindro-paraboliques) ;

d) Inconvénients

- Les coûts d'investissement et de fonctionnement n'ont pas encore fait leur preuve sur le plan commercial ;
- Rendement inférieur à celui des systèmes utilisant des miroirs cylindro-paraboliques (8 – 10 %) ;
- La combinaison avec le stockage thermique compliqué.

e) Exemples d'installations

A ce jour, trois centrales LFR sont en activité. La société australienne Ausra, achetée par Areva, a construit une centrale électrique à miroirs de Fresnel linéaires en 2005 en Nouvelles-Galles du Sud, en Australie, fournissant ainsi 1 MW à la centrale électrique à charbon voisine. Ausra a construit une deuxième centrale électrique à miroirs linéaires de Fresnel à Kimberlina, en Californie. Cette installation génère une turbine produisant jusqu'à 5 MW. Il y a aussi l'installation NovatecBiosol située à Murcie en Espagne. Cette centrale électrique peut produire 1,4 MW. Des coûts plus faibles au niveau du champ LFR (comparé à un champ à miroirs cylindro-paraboliques) ont permis un investissement plus important dans le système de refroidissement sec, plus coûteux. Ceci signifie une consommation d'eau plus faible que celle d'une centrale à miroirs cylindro-paraboliques de taille comparable.

3. Tour solaire

a) Description globale

Le concept est simple : il s'agit de concentrer les rayons du soleil, à l'aide de miroirs appelés héliostat, vers le sommet d'une tour contenant un liquide qui capte la chaleur. Ce liquide peut être de l'eau ou bien du sel fondu qui possède une capacité calorifique élevé. On peut alors le stocker ou l'utiliser afin de faire bouillir de l'eau.

b) Description technique

Chaque héliostat est orienté de telle façon que les rayons du soleil viennent frapper le sommet de la tour dans laquelle se trouve le fluide caloporteur.

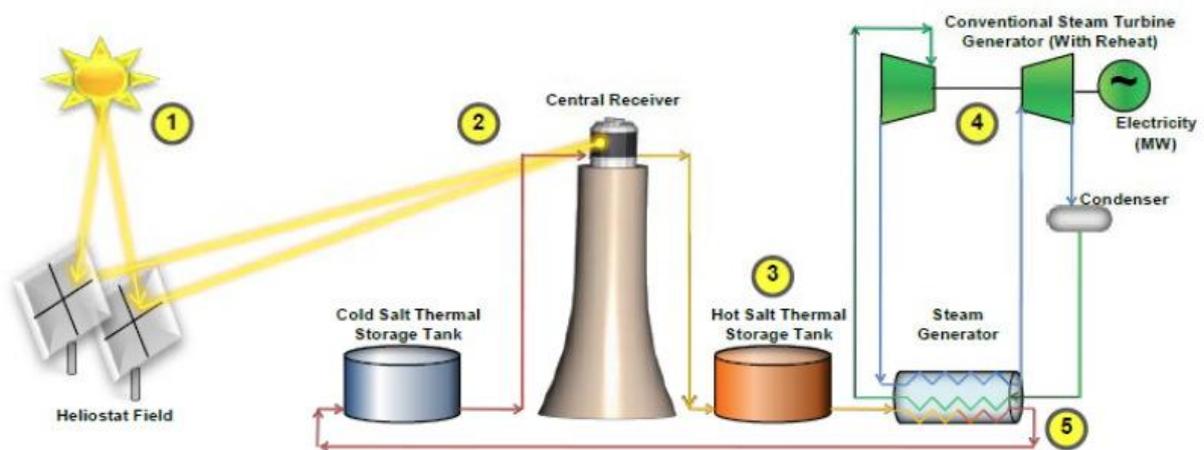


Figure 27 Schéma de fonctionnement d'une tour solaire thermique [2]

L'installation occupe 235 hectares en moyenne ce qui permet de récupérer un maximum de lumière grâce aux héliostats répartis en arc de cercle autour de la tour centrale.

Le fluide caloporteur est chauffé à des températures allant jusqu'à plus de 1000°C puis il est alors soit stocké afin de pouvoir être utilisé plus tard, soit utilisé directement dans un générateur de vapeur.

c) Production / Coût

Le NREL (National Renewable Energy Laboratory) a estimé, que d'ici 2020, l'électricité pourrait être produite à partir de tours solaire pour 5,47 cents par kWh. Actuellement le coût d'une telle énergie est de 12 cents par kWh avec stockage jusqu'à 25 cents sans stockage.

d) Exemples d'installations

- Thémis en France, qui est une centrale expérimentale.



Figure 28 Tour solaire Thémis (France) [5]

Gemasolar en Espagne est une centrale CSP de 185 hectares, composée de 2650 héliostats permettant de chauffer le fluide caloporteur jusqu'à une température de 900 °C. Sa capacité de stockage lui permet de fonctionner pendant une durée de 15 heures sans ensoleillement. Elle produit de l'électricité pendant un minimum de 270 jours par an et alimente 25000 foyers grâce à sa capacité de 110 GWh/an pour une puissance de 19.9 MW.



Figure 29 Tour solaire Gemasolar (Séville) [6]

Les tours solaires thermiques PS10 (11 MW) et PS20 (20 MW) en Espagne

- La tour solaire Sierra Sun Tower, une centrale de 5 MW située à Lancaster, en Californie.
- Khi Solar One, centrale à tour de 205 m de hauteur et 50 MW de puissance en Afrique du Sud.

4. Capteur solaire parabolique

a) Description globale

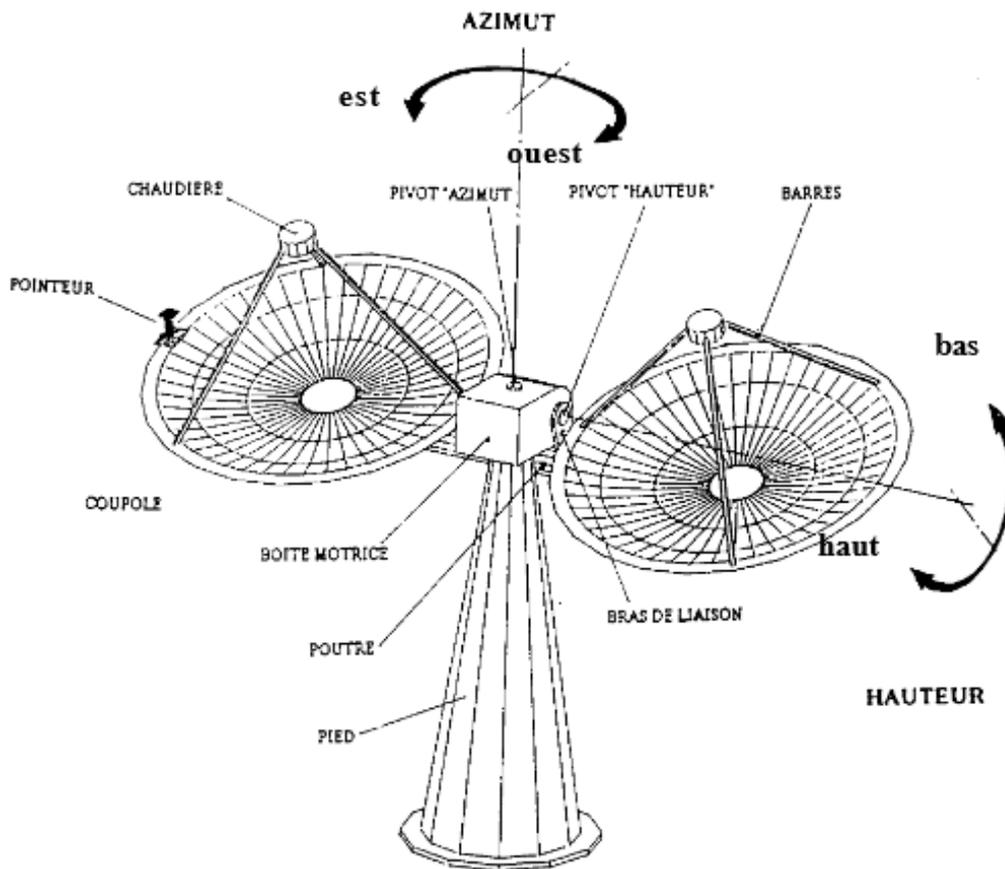


Figure 30 Schéma d'un capteur solaire parabolique [2]

b) Description technique

Le miroir parabolique réfléchit les rayons du soleil qu'il reçoit vers un point de convergence, cette réflexion permet la concentration des rayons du soleil sur un récepteur qui monte alors en température. Le récepteur utilisé est un moteur Stirling. La montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée permet le fonctionnement du moteur Stirling. Le moteur Stirling sert de convertisseur d'énergie. Il y a conversion de l'énergie solaire thermique en énergie mécanique puis en électricité. La parabole est constituée d'un socle mobile qui permet de suivre la course du soleil et produire de l'énergie de façon optimale selon l'heure de la journée. Au niveau du récepteur la température peut atteindre 1 000°C permettant d'obtenir des rendements optimaux de conversion de l'énergie solaire en électricité en utilisant une faible quantité d'énergie. Le rendement dépend de la qualité optique des miroirs de la parabole et du rendement du moteur Stirling.

c) Avantages

- Rendement de 30% ;
- Aucun besoin en eau pour le refroidissement ;
- Système aérien ;
- Fabrication et production en série à partir des pièces existantes ;
- Stockage ayant une grande efficacité pour centrale de grande taille.

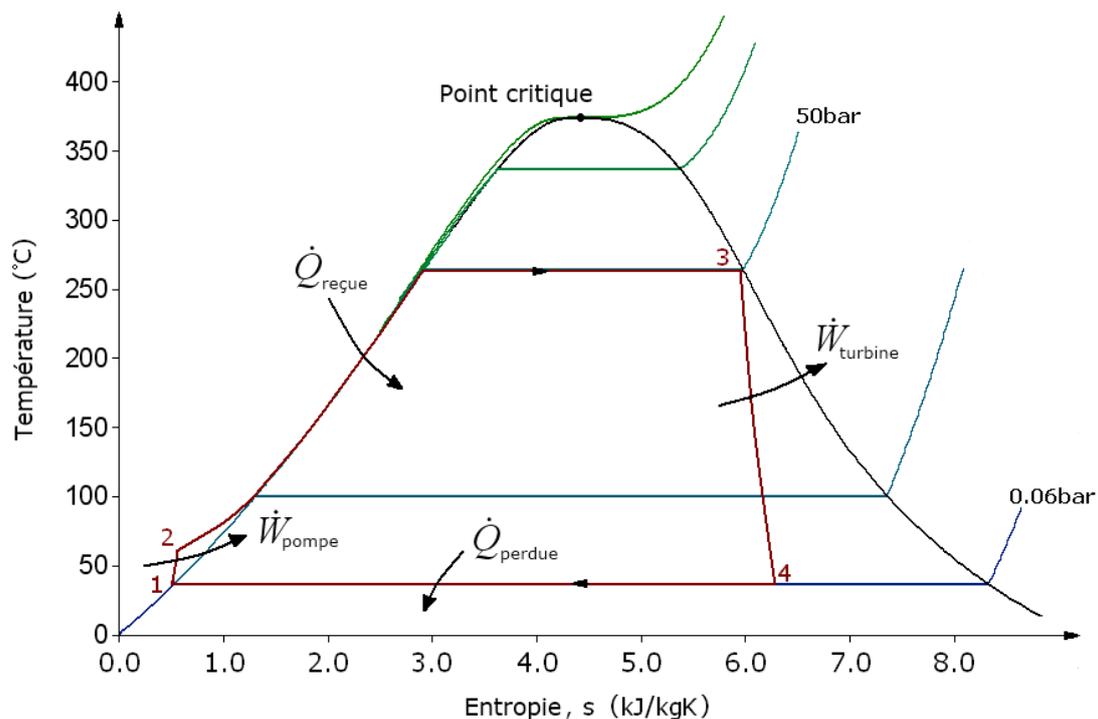
d) Inconvénients

- Aucune centrale existante ;
- Capteurs hybrides non développés ;
- Aucun coût de production connu ;
- Potentiel de distribution pour l'intégration au réseau faible.

CHAPITRE 2 : Cycle de production d'électricité

1. Cycle de Rankine

Tout d'abord nous nous sommes intéressés au cycle de Rankine. En effet, le cycle de Rankine organique propose un rendement environ 4 fois inférieur au rendement du cycle de Rankine avec de l'eau (40%).



Le cycle, parcouru dans le sens *moteur*, se décompose en 4 étapes :

- 1→2 : Compression adiabatique et réversible (isentropique).
- 2→3 : Vaporisation isobare et irréversible.
- 3→4 : Détente adiabatique et réversible (isentropique).
- 4→1 : Liquéfaction isobare et irréversible

2. Inconvénients du cycle de Rankine à eau

Comme il y a deux changements de phase, la température d'entrée doit être comprise entre le point triple et le point critique. $\Delta(T)$ peut donc difficilement dépasser 150 °C, et donc un rendement de Carnot de 30 à 40%.

Pour l'eau, avec l'ambiance comme source froide, le condenseur doit être sous vide, ce qui complique la construction de la machine et aussi celui de la machine motrice car le rapport de détente est très élevé.

La condensation doit être complète si on ne veut pas endommager les turbines ce qui implique l'utilisation d'une machine volumétrique qui baisse le rendement.

3. Cycle de Hirn

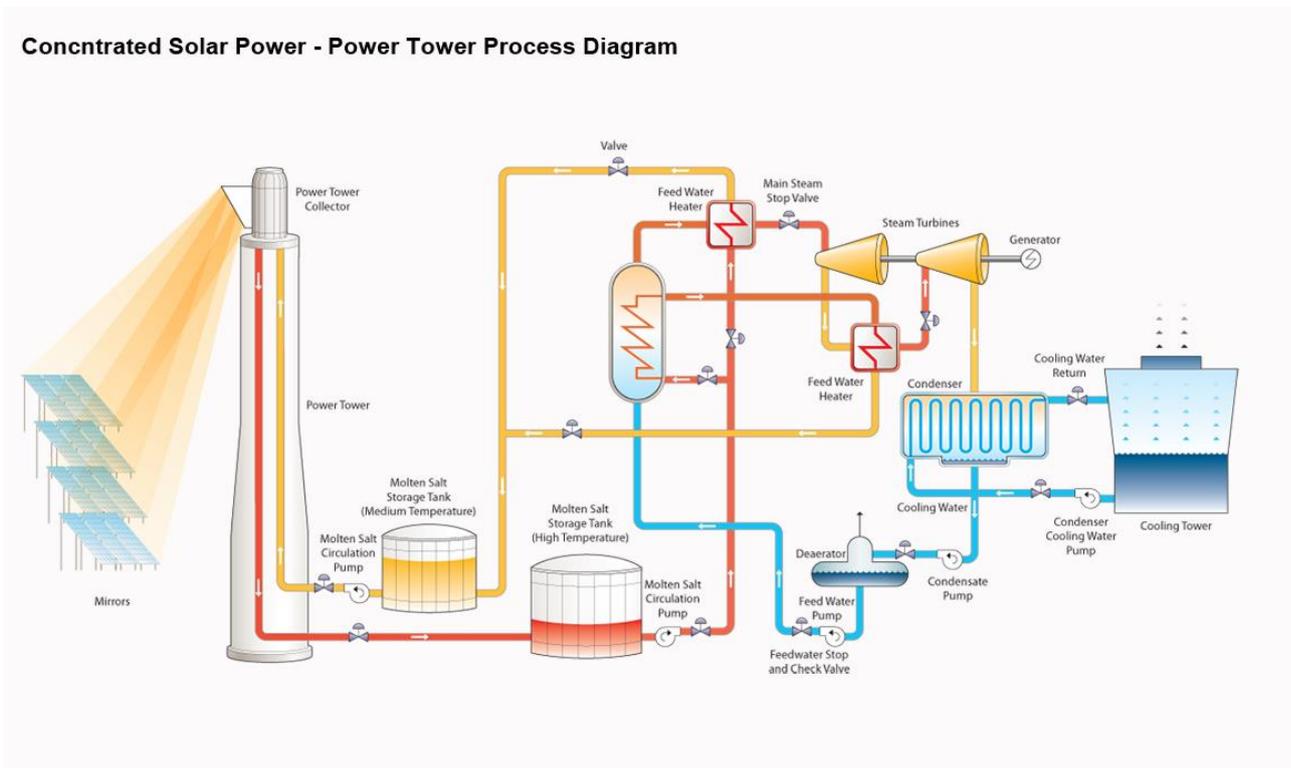


Figure 32 Schéma du fonctionnement d'une centrale CSP (Tour solaire) [8]

Description du schéma :

Phase 1 : Production de chaleur et stockage

Le fluide caloporteur est chauffé par le système à concentration solaire (ici, sur le schéma ci-dessus, il s'agit d'une tour solaire). Il est ensuite envoyé, par un système de pompage, dans un circuit pour transférer l'énergie thermique du fluide. Il sera enfin stocké dans la cuve de stockage à haute température.

Phase 2 : Préchauffage et vaporisation de l'eau

Il est ensuite acheminé vers deux échangeurs :

- Un préchauffeur qui va transférer l'énergie thermique du fluide caloporteur vers l'eau. Il s'agit d'un préchauffeur car il ne fait qu'augmenter la température de l'eau sans la vaporiser.
- La vaporisation a lieu dans le deuxième échangeur thermique. L'eau préchauffée subit un changement d'état en vapeur à haute pression.

Cette vapeur à haute pression est envoyée dans une première turbine. L'entraînement mécanique de cette turbine fait tourner un alternateur qui produit alors de l'électricité.

On utilise le cycle à resurchauffe de Hirn.

Phase 3 : Seconde vaporisation

La vapeur d'eau en sortie de la turbine (qui est alors moins chaude) est renvoyée dans un échangeur alimenté par le même fluide caloporteur que précédemment afin d'être à nouveau vaporisée. Elle peut ainsi travailler dans une seconde turbine afin de produire encore plus d'énergie électrique et éviter la buée qui pourrait endommager le condenseur.

Phase 4 : Condensation et stockage

La vapeur d'eau en sortie de la seconde turbine est envoyée dans un condenseur, alimenté par une tour de refroidissement, qui va changer la vapeur en eau liquide.

Cette eau « à basse température » passe dans un dégazeur afin d'évacuer les gaz et de ne garder que l'eau liquide.

Le fluide utilisé dans les deux échangeurs de surchauffe est envoyé dans une cuve de stockage à moyenne température. Il sera alors renvoyé dans un cycle de chauffe dans le système à concentration solaire.

Pourquoi la surchauffe ?

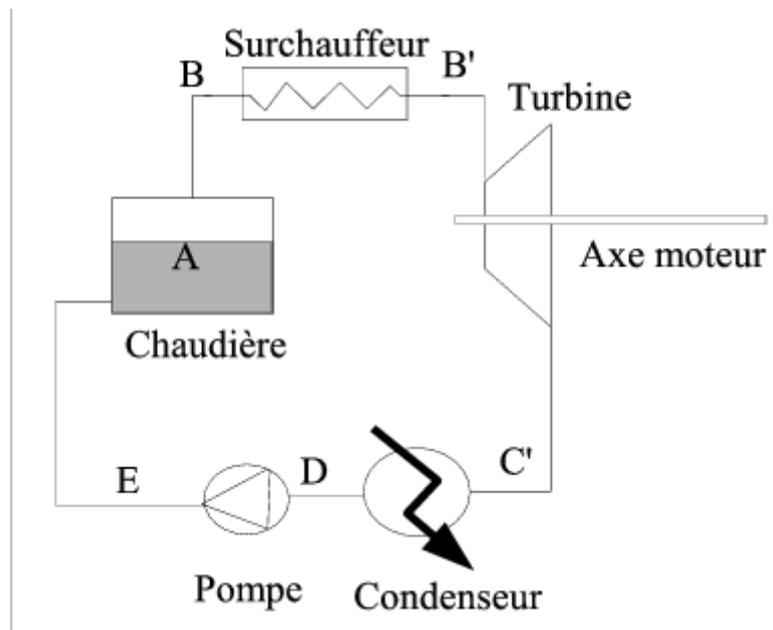


Figure 33 Schéma du circuit de production avec surchauffe [9]

Comme on le voit sur la figure 12, la vapeur entrant dans la turbine est saturée. De ce fait, elle forme un mélange liquide-vapeur. Lors de la détente, la condensation de la vapeur d'eau produit des gouttelettes qui, soumises à une forte accélération dans la turbine, tendent à détériorer les pales de la turbine.

4. Solution possibles

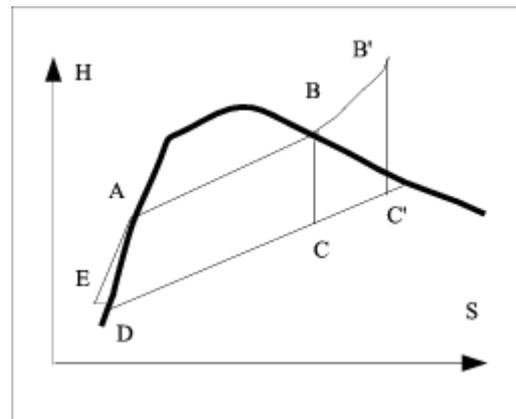
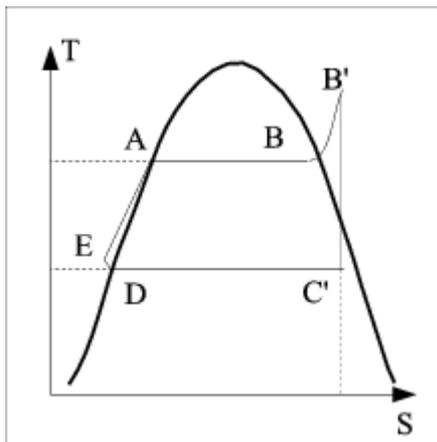


Figure 34 Cycle de Hirn (diagramme entropique) [9] Figure 35 Cycle de Hirn (diagramme de Mollier) [9]

Afin de résoudre ce problème, on a besoin de vapeur surchauffée et non saturée en sortie de la turbine. On place donc entre la sortie de la chaudière et l'entrée de la turbine un surchauffeur afin de chauffer la vapeur seule à une température encore plus élevée à pression quasi-constante (Figure 13 : $B \rightarrow B'$). Plus cette température est élevée, moins la condensation dans la turbine est importante jusqu'à la supprimer totalement.

La surchauffe augmente également le travail fourni par la vapeur dans la turbine. Dans certains cas, le rendement s'en retrouve même amélioré. Effectivement, sur la Figure 14 on remarque que $\Delta H_{B' \rightarrow C'} > \Delta H_{B \rightarrow C}$, ce implique que le rendement est plus important.

Pourquoi la resurchauffe ?

Il est possible d'augmenter la puissance du système de nouveau sans augmenter le débit de vapeur donc le prix de la chaudière. Il suffit de chauffer une seconde fois la vapeur avant sa sortie de la turbine. La resurchauffe consiste à interrompre la détente de la vapeur et à la conduire dans un nouvel échangeur afin d'augmenter sa température jusqu'aux limites mécaniques de la turbine. On augmente aussi le rendement global de l'installation en choisissant bien la pression de resurchauffe de façon à conserver une température moyenne de chauffage maximale.

Il ressort ainsi qu'on a diminué la consommation spécifique puisque la même eau travaille 2 fois. Soit W_{1S} et W_{1R} les travaux respectivement du travail après la surchauffe et après la resurchauffe et soit W_{2S} le travail du cycle sans resurchauffe. On dit que $W_{1S} + W_{1R} > W_{2S}$, $W_{2S} > W_{1S}$ et $W_{2S} > W_{1R}$.

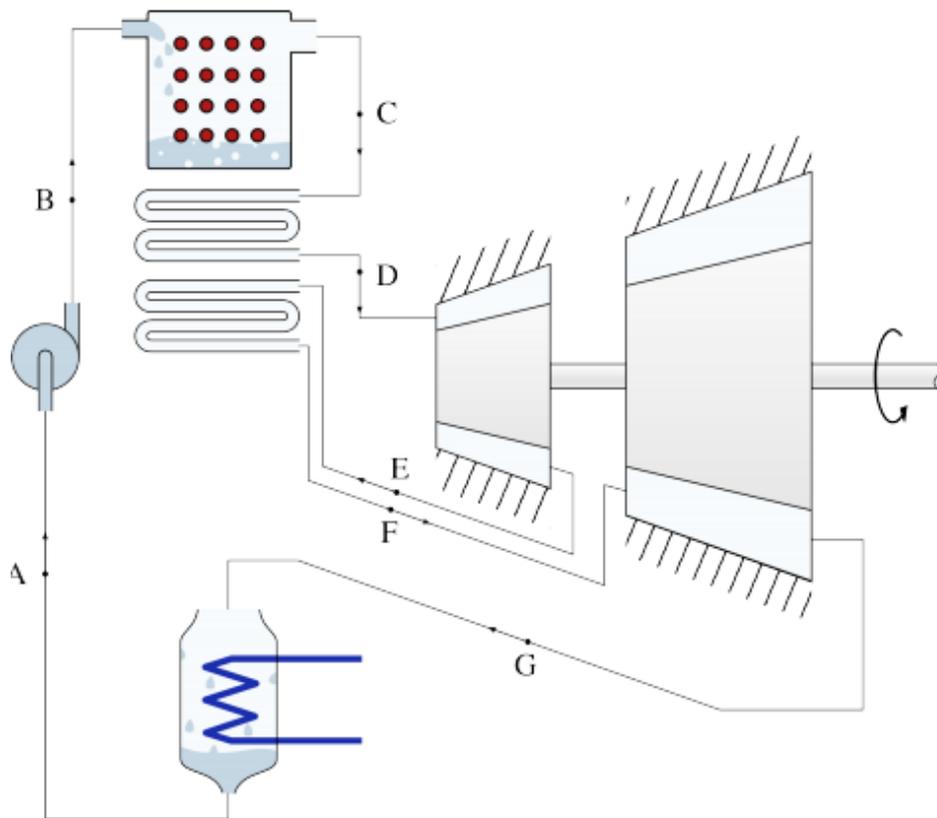


Figure 36 Schéma d'un circuit à resurchauffe [10]

Environnement des centrales CSP

1. Où implanter une centrale CSP solaire thermoélectrique ?

Les centrales solaires thermodynamiques utilisent une partie du rayonnement solaire, appelé « Rayonnement solaire direct » ou Direct Normal irradiation (DNI). Il s'agit de la lumière du soleil qui atteint la surface de la Terre sans être déviée par un quelconque obstacle (nuages, poussières, etc...) présents dans l'atmosphère. Les sites appropriés pour les centrales solaires thermodynamiques sont ceux qui possèdent les DNI les plus élevés, au moins 2000 kWh/m²/an (les meilleurs sites reçoivent plus de 2800 kWh/m²/an).

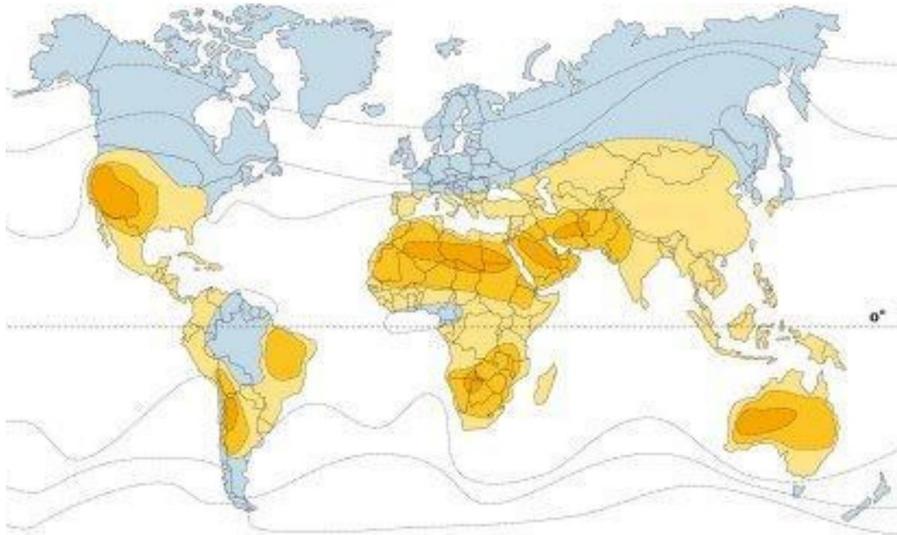


Figure 37 Cartographie des lieux privilégiés pour l'implantation d'une centrale CSP [2]

Lors du choix d'un site pour une centrale solaire à concentration, les facteurs ci-dessous doivent être pris en compte :

a) Facteurs géographiques

- Disponibilité d'un terrain plat, non habité, qui n'est ni fragile sur le plan environnemental, ni déjà utilisé ;
- Grandes quantités d'eau disponibles pour le refroidissement ;
- La distance jusqu'au réseau électrique ;
- L'accès routier ;
- Les risques climatiques potentiels.

b) Facteurs politiques et économiques

- Stabilité politique de la région ;
- Coût de l'achat ou de la location du terrain ;
- Existence de programmes d'incitation gouvernementaux ;
- Liberté d'investissement ;
- Existence d'un accord d'achat d'énergie.

c) Implantation décentralisée

Les régions typiques pour le centrale CSP solaire sont celles qui n'ont pas de grandes quantités d'humidité, de poussière et de fumées, phénomènes qui diminuent le DNI. Ceci comprend les steppes, les brousses, la savane, les zones semi-désertiques et bien sûr les déserts. Ces zones sont généralement situées à moins de 40 degrés de latitude nord ou sud. Par conséquent, les zones les plus prometteuses du monde sont les États-Unis, l'Amérique du Sud, l'Afrique, les pays méditerranéens, le Proche et le Moyen-Orient, et l'Australie. Dans ces régions, 1 km² de terrain serait suffisant pour générer près de 100-130 GWh d'électricité par an à l'aide des technologies solaire thermodynamique à concentration.

d) Implantation centralisée

Le potentiel solaire de la France ne permet pas l'implantation de centrales thermodynamiques à hautes températures. L'ensoleillement peut cependant permettre d'atteindre, sur des sites de taille raisonnable, des températures de l'ordre de 240°C. Cette gamme de température n'est pas valorisable avec des turbines vapeurs classiques mais elles sont idéales pour des modules utilisant le cycle de Rankine organique.

2. Tableau comparatif entre CSP et les autres technologies

	Coût de production (c€/kWh)		Comment produire 1 MWh/an	Puissance de l'installation (MW)		Rendement	
	MIN	MAX		MIN	MAX	MIN	MAX
CSP (moyenne)	17	29,5	moyenne	2	350	9%	25%
Fresnel - Cylindro (sans stock.)	18	35					
Fresnel - Cylindro (avec stock. 6h)	16	34					
Tour Sol. (Avec stock. 6h-7h30)	18	27					
Tour Sol. (Avec stock. 12h-15h)	16	22					
Photovoltaïque	7	28	100 km ² de panneaux	0,0001	250	5%	16%
Eolien (FR)	6,3	8,5	1680 éoliennes de 2 MW	1	3	...	59%
Hydro-electrique	1,5	2		0,1	10000	70%	95%
Thermique à flamme (FR)	7	10		120	760	40%	
Nucléaire	6	10,7	0,0069 réact.	900 (1 réact.)	1500 (1 réact.)	33%	36%

Tableau 11 : Comparatif entre CSP et autres technologies [11]

La technologie solaire thermoélectrique est encore largement minoritaire mais possède de nombreux avantages par rapport au solaire photovoltaïque:

- La possibilité de stocker l'énergie thermique permet de s'affranchir des aléa climatiques et ainsi de produire en soirée ou durant la nuit ;
- De plus le stockage peut permettre de produire lorsque le réseau en a besoin par exemple lors de périodes pointe ;
- Enfin, les collecteurs peuvent être couplés à un autre moyen de production de chaleur – chaudière biomasse ou gaz par exemple - pour produire en continu (système hybride).

Conclusion

En conclusion de cet état de l'art, nous avons pris la décision de nous concentrer à partir de maintenant sur un seul type de centrale : les centrales à miroirs cylindro-paraboliques. Nous avons répertorié tous les problèmes rencontrés pour ce type de centrale, accompagnés de nos propositions d'améliorations :

Problèmes rencontrés	Solutions proposées
Dégradation des miroirs au fil du temps	Utilisation de matériaux autonettoyants
Dissipation de chaleur importante au niveau du champ des miroirs	X
Fluides caloporteurs utilisés non idéaux, problèmes du fait de la longueur des canalisations traversant le champ	Nanofluides, trouver un optimum conductivité thermique-stockage de la chaleur
Isolation non optimale (déperditions cuve et canalisations)	Insertion de pompes à chaleur, étude sur les isolants
Stockage de la chaleur (durée, température...)	Meilleure isolation des cuves, fluide avec des meilleures propriétés de stockage calorifique
Maintien d'une pression et température optimales sur tout le circuit (échangeur, entrée de la turbine)	Amélioration du revêtement, des joints des tubes absorbeurs, et des fluides caloporteurs pour augmenter la température et la pression du procédé en réduisant les pertes de charges. ;

Tableau 12 Tableau des problèmes rencontrés avec les solutions proposées [12]

La suite du projet consiste à étudier les différentes solutions proposées afin de déterminer laquelle est la plus pertinente dans le but de trouver un optimum technico-économique.

Bibliographie

Bibliographie des sites internet consultés :

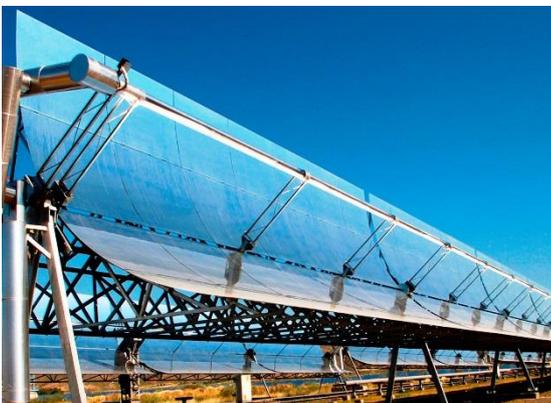
- http://gte.univ-littoral.fr/workspaces/documents-m-perrot/cours-thermo-2-semester/downloadFile/file/Thermo_2sem_poly.pdf?nocache=1275385647.29
- <http://www.cycle-organique-rankine.com/technologie.php>
- http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_thermodynamique
- <http://www.thermodynamique.com/spip.php?article20>
- <http://www.thermodynamique.com/spip.php?article21>
- <http://www.ulb.ac.be/sma/enseignement/thermo/moteurs.pdf>
- <http://dicens.mines-paristech.fr/Sites/Thopt/CartesMentales/Rankine-map-En.html>
- <http://physiquecira.free.fr/CoursPhys/InstallVapeur/Hirn.htm>
- https://books.google.fr/books?id=JC3wTFD7AcYC&pg=PA85&lpg=PA85&dq=int%C3%A9r%C3%AAt+resurchauffe&source=bl&ots=yCRossIZOM&sig=LSr025HTZXckYITdUHO3iYYnew&hl=fr&sa=X&ei=EhreVP5jgrc8_PyA-AE&ved=0CCEQ6AEwAA#v=onepage&q=int%C3%A9r%C3%AAt%20resurchauffe&f=false
- http://artic.ac-besancon.fr/genie_electronique/telech/capteur/capteur_solaire.pdf
- http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_capteur_parabolique
- http://www.renac.de/fileadmin/user_upload/Download/Projects/ReGrid/Webinar_Brochure/CSP_online_broschure_frz_final_3_.pdf
- http://fr.wikipedia.org/wiki/Tour_solaire_%28thermique%29
- <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/le-solaire-thermique-a-concentration-csp/35-fparticles/842-le-solaire-thermique-a-concentration-csp.html>
- <http://pyreneescatalanes.free.fr/Thematiques/Batiments/Histoire/Themis.php>
- <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/gemasolar-plant/en>
- <http://www.tech2market.fr/fr/actualite/le-solaire-thermodynamique-csp-un-concentre-denergie/10/04/2015>
- <http://www.nrel.gov/10/04/2015>
- http://thermodynamique.ninja/chapitre_9.pdf 10/04/2015

Bibliographie des Figures et tableaux

- <http://chercheurs.edf.com/publications/une-technologie-devoilee-91214.html?page=2> (09/04/2015) [1]
- http://www.renac.de/fileadmin/user_upload/Download/Projects/ReGrid/Webinar_Brochure/CSP_online_broschure_frz_final_3_.pdf [2]
- http://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_miroir_Fresnel_solaire_thermodynamique [3]
- <http://www.areva.com/FR/activites-3641/la-technologie-clfr-reflecteur-a-miroirs-de-fresnel-lineaires.html> [4]
- <https://lejournal.cnrs.fr/dossiers/le-gaz-une-ressource-pleine-davenir> [5]
- http://www.maxisciences.com/gemasolar/gemasolar-une-centrale-solaire-capable-de-produire-de-l-039-energie-la-nuit_art15117.html [6]
- http://fr.wikipedia.org/wiki/Cycle_de_Rankine [7]
- http://www.helioscsp.com/noticia.php?id_not=2130 (09/04/2015) [8]
- <http://ptob.free.fr/enseign/gim/THERMb/cours/polyTHERMb-7.html> [9]
- http://thermodynamique.ninja/chapitre_9.pdf (10/04/2015) [10]
- Rapport CRE – Avril 2014 [11]
- Cours EPF Syst. Energétiques Français 2015 [11]
- Thèse Pierre Garcia [12]

ANNEXE 2 : Rapport de modélisation CSP sous TRNSYS

Modélisation CSP sous TRNSYS



RAPPORT FINAL

Introduction

Dans le cadre de notre projet de filière sur les centrales solaire à concentration (CSP), nous devons trouver des améliorations possibles de ces centrales pour faire baisser le coût de l'électricité produite. Nous avons choisi dans ce projet de nous concentrer sur les centrales à miroir cylindro-paraboliques car ce sont les centrales les plus répandues dans le monde, à ce jour. Les problèmes rencontrés par ces centrales peuvent donc être mieux cernés.

Le projet de simulation thermodynamique s'appuie sur ce projet avec comme objectif de modéliser une centrale à miroir cylindro-paraboliques pour pouvoir ainsi permettre de fournir de l'électricité. Pour cela nous nous sommes inspirés d'un cas concret de centrale à miroir cylindro-paraboliques, celle d'ANDASOL 1 en Espagne. Après avoir réussi à modéliser cette centrale, nous pourrions alors utiliser cette modélisation pour voir si les améliorations que nous pouvons trouver peuvent être réalisées et savoir quelles seraient les avantages et les inconvénients des modifications.

Nous allons commencer dans ce rapport par exposer une brève présentation du logiciel TRNSYS et de la centrale ANDASOL sur laquelle nous nous sommes basés. Ensuite, nous vous expliquerons notre simulation pas-à-pas en incluant les problèmes rencontrés et les résultats obtenus.

Sommaire

Introduction.....	60
1) Présentation	64
A) Logiciel.....	64
B) Centrale Andasol.....	64
C) Améliorations à apporter	66
2) Modélisation de la centrale.....	68
A) Partie 1 : concentration solaire et production de chaleur.....	68
Mise en place des composants	68
Problèmes rencontrés	70
Visualisation des résultats	71
B) Partie 2 : Stockage de l'énergie thermique	71
Mise en place des composants	71
Problèmes rencontrés	73
Visualisation des résultats	75
C) Partie 3 : Production d'électricité	76
Mise en place des composants	76
Conclusion	79
Bibliographie	80
Annexe	81

Table des figures

Figure 1 : Centrale Andasol 1 vue du ciel [2]	64
Figure 2 : Représentation de la centrale ANDASOL 1, schéma de principe servant de base à la simulation [10].....	65
Figure 3 : Schéma partie production de chaleur	68
Figure 4 : Liaison capteurs solaires - échangeur	69
Figure 5 : Production de chaleur (Ajout des ploters)	70
Figure 6 : Ajout du contrôleur	70
Figure 7 : Température au niveau du collecteur et radiation solaire reçue	71
Figure 8 : Schéma partie 2	72
Figure 9 : Température de l'échangeur	73
Figure 10 : Partie stockage avec les 3 échangeurs	74
Figure 11 : Température dans le stockage	75
Figure 12 : Schéma de la partie production d'électricité	76
Figure 13 : Puissance produite par la turbine	77
Figure 14 : Schéma global de la simulation.....	78

Table des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques du fluide Dowtherm A [9]	65
Tableau 2 : Récapitulatif des données ANDASOL [1],[4]	66
Tableau 3 : Comparatif entre un nanofluide et l'eau.....	67
Tableau 4 et 5 : Paramétrage des capteurs et Paramétrage de l'échangeur (Huile-Sel) ..	69

1) Présentation

A) Logiciel

L'objectif de la simulation est dans un premier temps de simuler le fonctionnement d'une centrale CSP à miroirs cylindro-paraboliques qui fonctionne déjà (Andasol à Séville en Espagne) en se basant sur des données réelles. Ensuite, le but final de la simulation est d'intégrer des améliorations économiques ou techniques au système afin de les valider ou non. Pour cela nous allons utiliser le logiciel de simulation TRNSYS. TRNSYS est un logiciel permettant de résoudre des systèmes d'équations, de réaliser des simulations thermodynamiques, de créer des modèles grâce à une large bibliothèque de modèles de systèmes thermiques et de composants auxiliaires. TRNSYS est un environnement de simulation des systèmes très flexible, offrant à l'utilisateur une approche modulaire du système à modéliser, c'est-à-dire qu'il permet de représenter des systèmes plus ou moins complexes avec la même simplicité apparente, organisés en une arborescence intuitive. De plus, les utilisateurs plus expérimentés ont la possibilité de créer leur propres composants ce qui est très souvent un critère déterminant dans la simulation de nouveaux systèmes.

A l'aide de ce logiciel nous pouvons ainsi valider les améliorations selon les résultats de modélisation obtenus.

B) Centrale Andasol

La centrale Andasol 1 est une centrale à miroir cylindro-paraboliques construite sur un sol plat à une altitude de 1100 m dans la région de Séville. La centrale Andasol 1 a été construite par la société ACS COBRE ENERGY pendant 28 mois pour un coût total de 1,221 milliards d'euros. Elle a une puissance de 150MWc, ce qui permet d'avoir une production annuelle de 510GWh. Le prix de l'électricité revendu est de 0,27€/kWh. La région de Séville reçoit en moyenne 250 W/m² ce qui est équivalent à 2 200 kWh/m²/an.



Figure 38 : Centrale Andasol 1 vue du ciel [2]

La centrale de Séville est composée de 625 collecteurs de 800 m de long et s'étend sur une surface de 510 000m². Cette centrale est composée de 156 rangées, dans ces rangées 4 collecteurs sont connectés en série. Le fluide caloporteur utilisé est un Dowtherm A pouvant chauffer jusqu'à 393°C. Les modèles de tubes contenant les fluides caloporteurs sont : Schott PTR-70 et Solel UVAC models. La production d'électricité se fait à l'aide de turbine à vapeur dont le fournisseur est Siemens et ayant pour référence SST-700. Le stockage se fait grâce à un mélange de 60% de nitrate de sodium et de 40% de nitrate de potassium. Ce stockage est effectif pendant 7,5 h.

Dowtherm A	
Chaleur spécifique	2,5 kJ/kg.K
Fusion	12°C
T Ebullition à Patm	257°C
Densité à 25°C	1056 kg/m ³

Tableau 13 : Caractéristiques du fluide Dowtherm A [9]

Le stockage de la centrale est caractérisé par 2 réservoirs de capacité égale à 1010 MWh. Ces réservoirs ont un diamètre de 36m et une hauteur de 14m pour un volume de 14250m³. Ils sont composés de 28 500 tonnes de sels fondus. La centrale a besoin de 870 000 m³ d'eau pour le refroidissement. Ceci est équivalent à 5L d'eau par kWh.

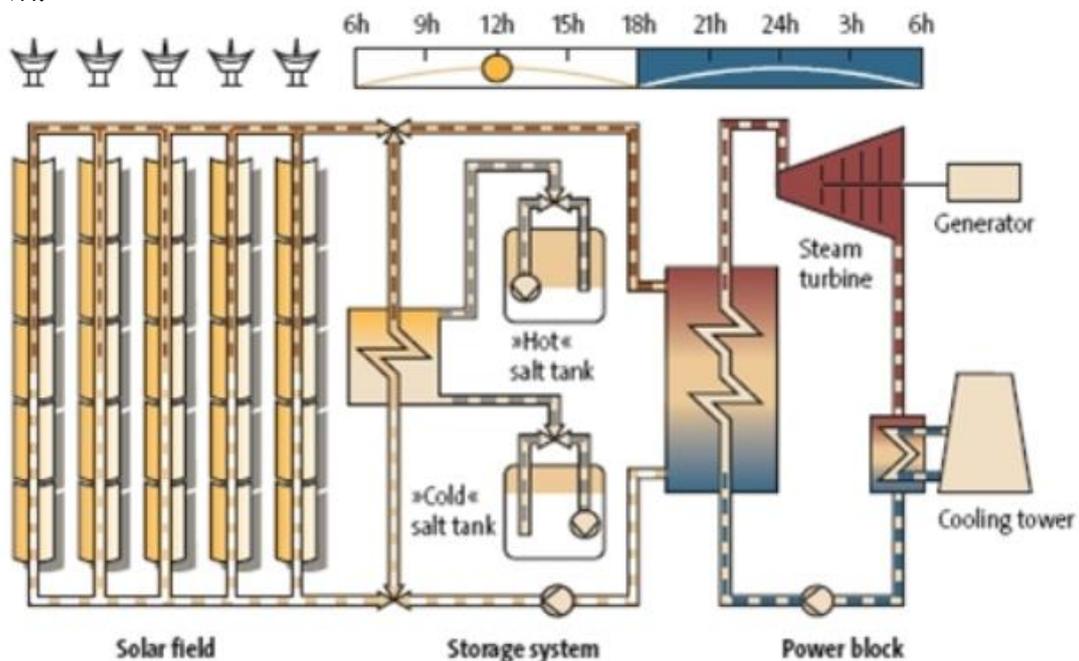


Figure 39 : Représentation de la centrale ANDASOL 1, schéma de principe servant de base à la simulation [10]

Propriétaire	ACS COBRA ENERGY
Prix de construction	1,235 milliards de dollar
Temps de construction	28 mois
Puissance	150MW
Production annuelle	510 GWh
Espace occupé	195 ha
Rayonnement annuel	2 200kWh/m ² /an
Nombre de collecteurs	625
Longueur des collecteurs	800 m
Type de collecteur	EuroTrough ET-150
Nombre de rangées	156
Collecteurs en série	4
Type de tube caloporteur	Schott Ptr-70
Type de fluide caloporteur	Dowtherm A
Turbines utilisées	Siemens SST-700
Hauteur cuve de stockage	14m
Diamètre cuve de stockage	16 m
Durée de stockage	7,5 h
Composition stockage	60% nitrate de sodium 40% nitrate de potassium
Masse utilisée pour le stockage	28,500 tonnes de sels fondu
Efficacité du cycle de stockage	95%
Facteur de capacité	38,80%
Volume d'eau de refroidissement	870 000 m ³

Tableau 14 : Récapitulatif des données ANDASOL [1],[4]

C) Améliorations à apporter

L'amélioration principale que nous souhaitons apporter à la centrale est au niveau du fluide caloporteur utilisé. Actuellement le fluide dowtherm A est utilisé, ce fluide chauffe à une température maximale de 400°C. Cependant pour rester dans sa phase liquide à cette température, il faut soumettre une pression de 10,6 bars dans les tubes permettant de faire circuler le fluide. Nous souhaitons remplacer ce

fluide par des nanofluides. Il s'agit de l'association entre un fluide (eau, huile, etc...) et de nanoparticules métalliques, de l'ordre de 50nm.

Pourquoi cette association ?

Les transferts thermiques, très fréquents dans le monde industriel et technologique (liquide de refroidissement pour moteur, huiles de lubrification, liquides caloporteurs des panneaux solaires et des échangeurs thermiques, ...), font souvent appel à des fluides très peu conducteurs thermiques. Les métaux quant à eux possèdent les plus grandes conductivités thermiques disponibles mais ne permettent pas des contacts thermiques aisés.

Comparaison de propriétés physiques entre un nanofluide (eau + 4% de CuO) et de l'eau pure, à 25°C

Fluide	Conductivité thermique (W/mK)	Capacité thermique (J/kgK)	Viscosité dynamique (mPA/s)	Densité (kg/m ³)	Tension superficielle (mN/m)
Nanofluide	0,670	3280	2	1250	51
Eau	0,607	4180	1	1000	72

Tableau 15 : Comparatif entre un nanofluide et l'eau

UJI a développé une technologie qui permet d'augmenter la conductivité thermique en ajoutant le fluide de base (oxyde de diphényle / diphényle) dans une proportion exacte des nanoparticules de carbone et d'autres additifs, en gardant l'opération initiale de la plage de température un fluide de base, qui peut aller de 15°C à 400°C. Ainsi, il est possible d'obtenir des gains pouvant atteindre 30% de la conductivité thermique du fluide de base, le tout sans compromettre la stabilité du fluide et une augmentation modérée de la viscosité du fluide. Ceci permet de ne pas causer de problèmes de pompage ni de précipitation des nanoparticules qui obstruerait les tubes.

2) Modélisation de la centrale

Afin de réaliser la modélisation de la centrale Andasol, nous l'avons d'abord décomposée en 3 parties indépendantes à simuler :

- Une première partie qui concerne la récupération de l'énergie solaire et de sa conversion en énergie thermique ;
- Une seconde partie qui s'occupe du stockage de cette énergie thermique par sels fondus afin d'assurer la production électrique en période non-ensoleillée ;
- Et une troisième partie qui traite de la production d'électricité via une turbine à vapeur d'eau.

A) Partie 1 : concentration solaire et production de chaleur

Mise en place des composants

La première partie est composée des miroirs cylindro-paraboliques pour chauffer le fluide caloporteur et d'une pompe afin de mettre le fluide en mouvement. Pour que le composant s'occupant de modéliser les miroirs cylindro-paraboliques (Type536) puisse fonctionner, on le relie au type15-6 qui est un modèle météo et permet d'importer les données d'ensoleillement de la région souhaitée, dans notre cas Séville.

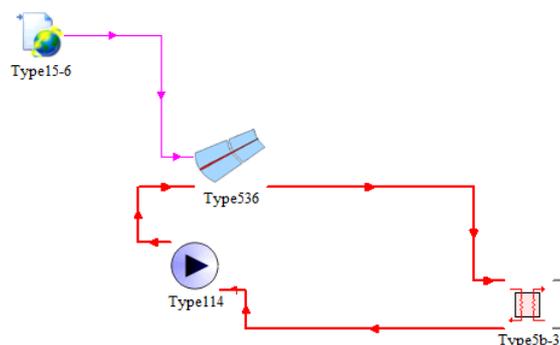


Figure 40 : Schéma partie production de chaleur

On ajoute un échangeur en sortie des panneaux cylindro-paraboliques afin de pouvoir transférer la chaleur du fluide DOWTHERM A (Huile caloporteuse) vers les sels fondus destinés au stockage.

Chaque élément doit être réglé par un paramétrage physique. On accède à ce paramétrage en double-cliquant sur le composant en question et ainsi nous pouvons entrer les données réelles de la centrale ANDASOL pour obtenir une simulation qui se rapproche le plus possible de la réalité.

Comme vous pouvez le voir, TRNSYS permet un paramétrage relativement précis des composants et ainsi permet de pouvoir jouer sur plusieurs facteurs afin de connaître l'incidence de tel ou tel paramètre sur les performances de la centrale.

Chaque élément influence plusieurs paramètres. Pour que la simulation fonctionne donc correctement, il faut que les liaisons soient correctement raccordées, comme on peut le voir sur l'image suivante, entre les capteurs solaires et l'échangeur.

Name	Value	Unit
Number in series	4	-
Number of parallel flow loops	156	-
Total aperture area	2000	m ²
Concentration ratio	38,8	-
Fuild specific heat	2,5	kJ/kg.K

Name	Value	Unit
Counter flow mode	2	-
Specific heat of source side fluid	2,5	kJ/kg.K
Specific heat of load side fluid	1,55	kJ/kg.K

Tableau 16 et 5 : Paramétrage des capteurs et Paramétrage de l'échangeur (Huile-Sel)

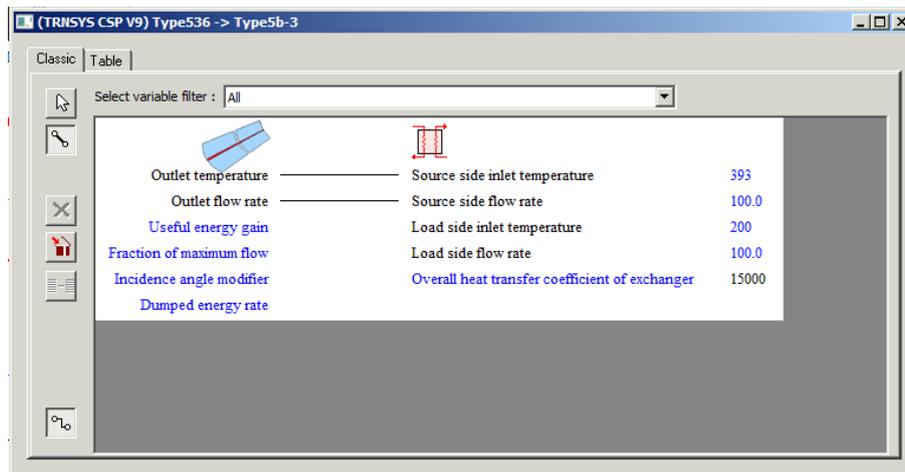


Figure 41 : Liaison capteurs solaires - échangeur

Afin de pouvoir visualiser les températures en entrée et sortie des collecteurs solaires, celles de l'échangeur et d'autres valeurs telles que la radiation solaire et les débits de fluides, nous devons ajouter des « ploters ». Ces derniers sont simplement des capteurs qui retranscrivent leurs mesures sur des courbes temporelles.

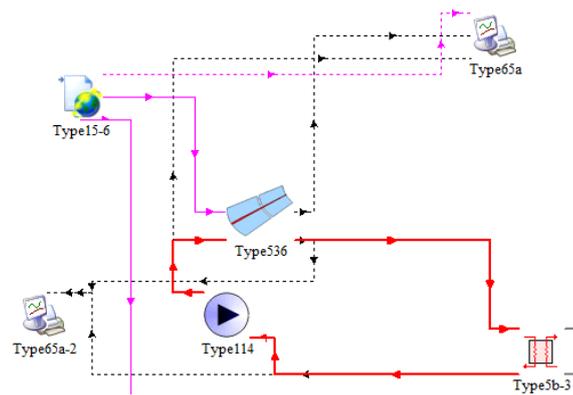


Figure 42 : Production de chaleur (Ajout des ploters)

Problèmes rencontrés

Lors de notre simulation nous nous sommes heurtés à un léger problème pour la production de chaleur. Au niveau de la simulation issue du schéma ci-dessus, la pompe fonctionne constamment, jour comme nuit. Le problème est que, la nuit, la radiation solaire étant nulle, les miroirs ne chauffent plus le fluide caloporteur et, au contraire, étant donnée la longueur des collecteurs, favorisent son refroidissement pendant la nuit. Lors du passage du fluide caloporteur dans l'échangeur pendant la nuit, ce dernier faisait décroître la température des sels fondus dans le stockage. Il y avait donc une perte de chaleur à ce niveau-là.

Pour résoudre ce problème, nous avons dû rajouter un contrôleur qui active et désactive la pompe en fonction du niveau de température en sortie des collecteurs. Dans notre cas nous avons décidé de couper la pompe lorsque la température descend en dessous de 200°C.

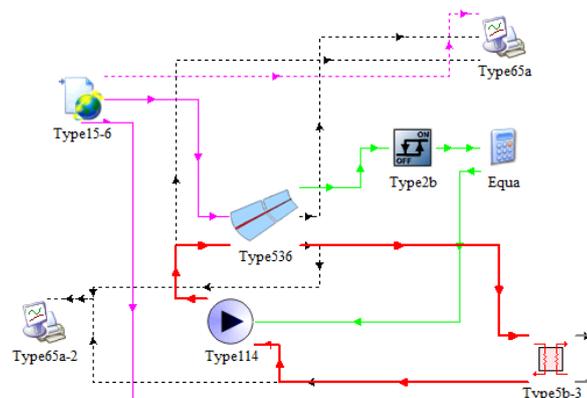


Figure 43 : Ajout du contrôleur

Il a fallu également rajouter une régulation logique car nous n'arrivions pas à obtenir le contrôle souhaité. En effet, les contrôleurs disponibles sur TRNSYS ne disposent que d'une température de coupe (« Cut-out »). Ce que fait le contrôleur seul, c'est de couper la pompe lorsque la température dépasse 200°C. Il fallait donc trouver une solution pour inverser ce phénomène. Nous avons donc pris le signal sortant du contrôleur et nous lui avons simplement appliqué la formule suivante :

$$\text{Sortie} = (\text{Signal contrôleur} - 1) \times (-1)$$

Visualisation des résultats

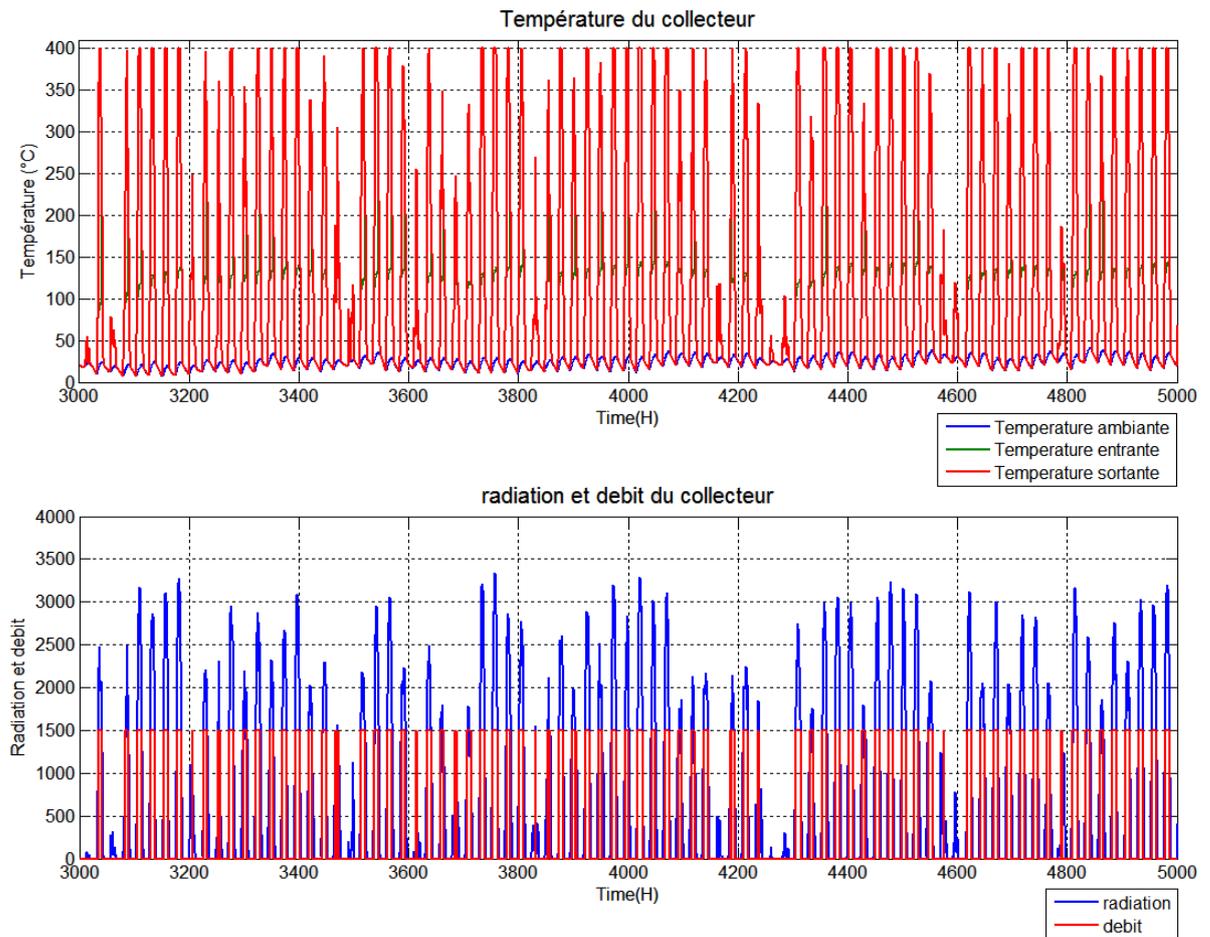


Figure 44 : Température au niveau du collecteur et radiation solaire reçue

Sur ce graphe on peut observer l'évolution de la température dans les miroirs cylindro-paraboliques.

Sur le premier graphe on a en rouge l'évolution de la température de sortie des miroirs, en vert on a la température d'entrée dans les miroirs et en bleu on a la température ambiante.

Sur le deuxième graphique on a en rouge le débit et en bleu la radiation.

On peut constater que la température de sortie des collecteurs suit la courbe de radiation. On peut également vérifier l'efficacité du contrôleur que l'on a placé sur la pompe afin que celle-ci ne fonctionne que de jour.

B) Partie 2 : Stockage de l'énergie thermique

Mise en place des composants

La seconde partie traite du stockage de chaleur et est constituée principalement d'une cuve (Type60d) qui permet de stocker les sels fondus, d'une pompe assurant la circulation du fluide (Type114-2), de l'échangeur (type5b-3) en commun avec la

partie précédente et d'un échangeur (type5b) permettant de se relier au circuit de production de chaleur et de transférer la chaleur des sels vers l'eau.

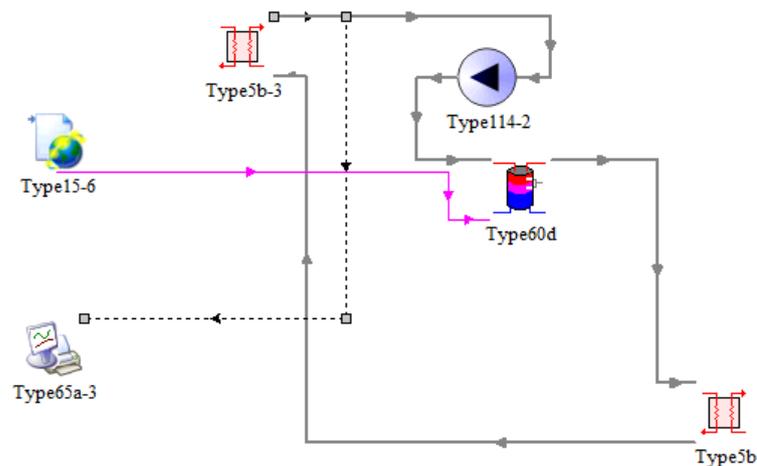


Figure 45 : Schéma partie 2

La chaleur de l'huile qui passe dans les collecteurs et transférée, par le biais de l'échangeur huile-sels, vers les sels fondus plus optimaux pour le stockage de la chaleur. Ces sels sont transportés jusqu'à la cuve de stockage grâce à la pompe.

Les sels sont alors entreposés dans la cuve isolée, de plusieurs milliers de litres, pendant la journée, pour ensuite être restitués pendant la nuit. Cette cuve de stockage est paramétrée avec les données de la centrale ANDASOL.

La chaleur de ces sels fondus est ensuite elle-même transférée à la partie production d'électricité par le biais de l'autre échangeur. Cet échangeur va donc chauffer de l'eau liquide pour la transformer en vapeur.

Chacune des connexions précédentes prend en compte le débit du fluide et sa température.

La cuve a également besoin d'être connectée aux informations météorologiques afin qu'elle soit soumise aux températures ambiantes.

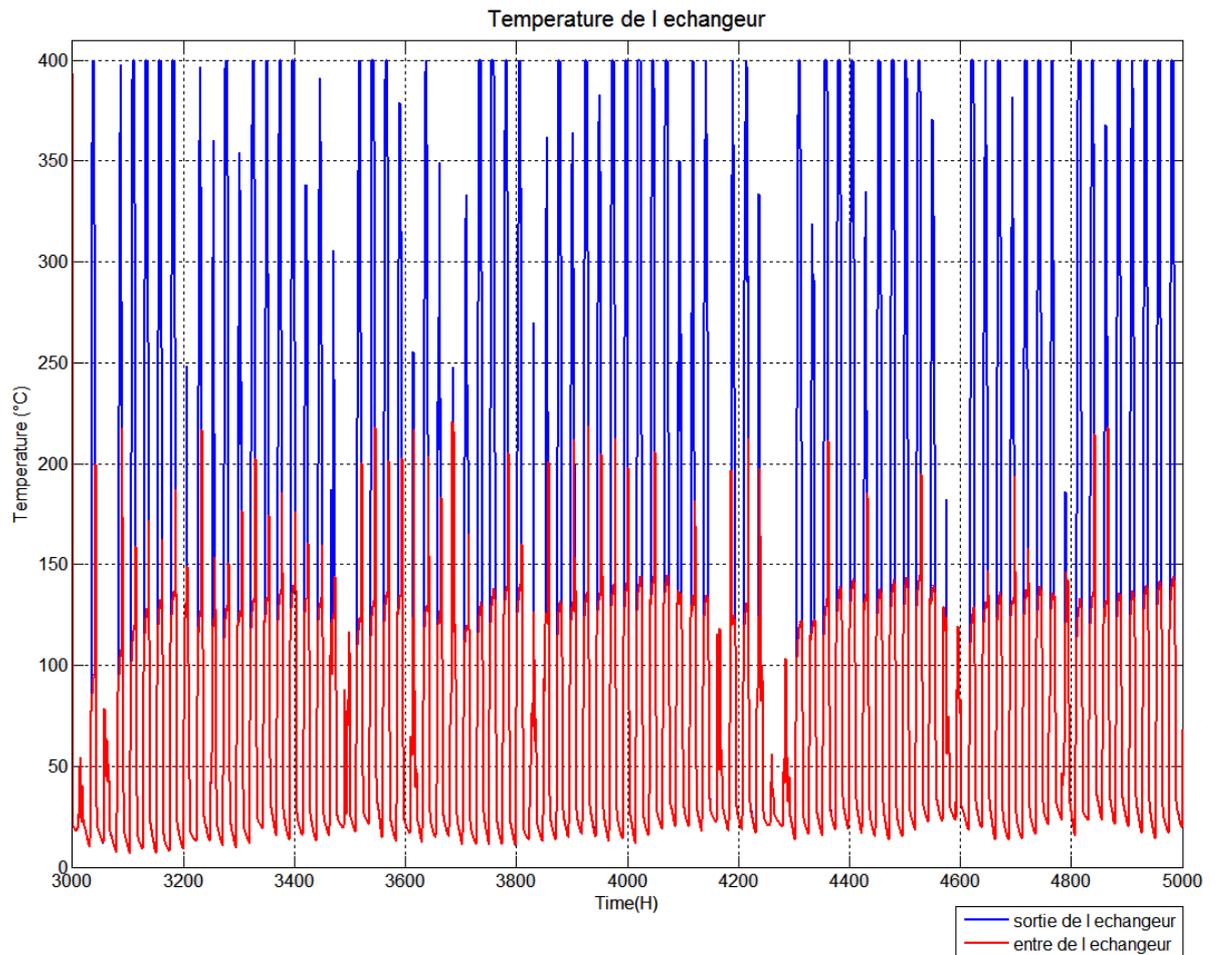


Figure 46 :Température de l'échangeur

Sur ce graphique on observe en bleu la température d'entrée du Dowtherm dans l'échangeur et en rouge la température de sortie. On constate bien qu'il y a un échange de température entre les collecteurs et la cuve de stockage puisque la température diminue fortement entre l'entrée et la sortie de l'échangeur.

Problèmes rencontrés

Nous nous sommes rendus compte qu'il fallait ajouter d'autres échangeurs en plus de celui sel-eau précédent. En effet, en ne mettant qu'un seul échangeur, il y a de l'eau liquide qui arrive jusqu'à la turbine, hors cela endommage cet appareil. Il faut donc faire en sorte qu'il n'y ait que de la vapeur qui arrive jusqu'à la turbine. Pour cela, nous avons mis en place trois échangeurs :

- Un « pré-heater » ou préchauffeur : ce premier, va faire augmenter la température de l'eau liquide en sortie de condenseur (voir partie production d'électricité ci-après) pour la faire se rapprocher de la température d'évaporation.
- Un « steam-generator » : celui-ci va avoir la même tâche mais, en plus, va procéder au changement d'état au niveau de l'eau et faire passer celle-ci de l'état liquide à l'état vapeur.
- Enfin un surchauffeur : pour transformer l'eau liquide résiduelle en vapeur et ne faire entrer que de la vapeur dans la turbine.

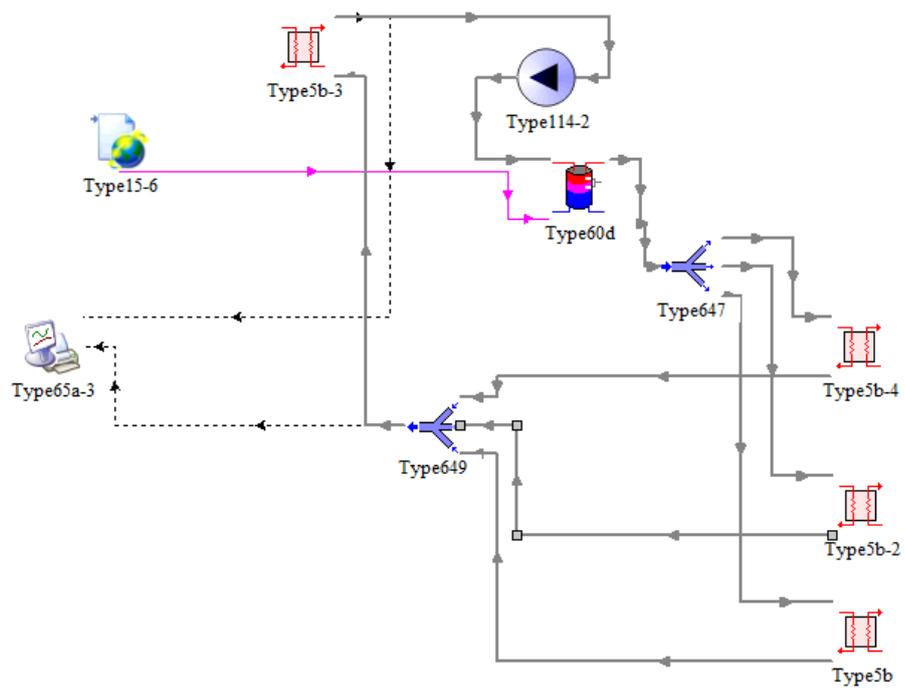


Figure 47 : Partie stockage avec les 3 échangeurs

Visualisation des résultats

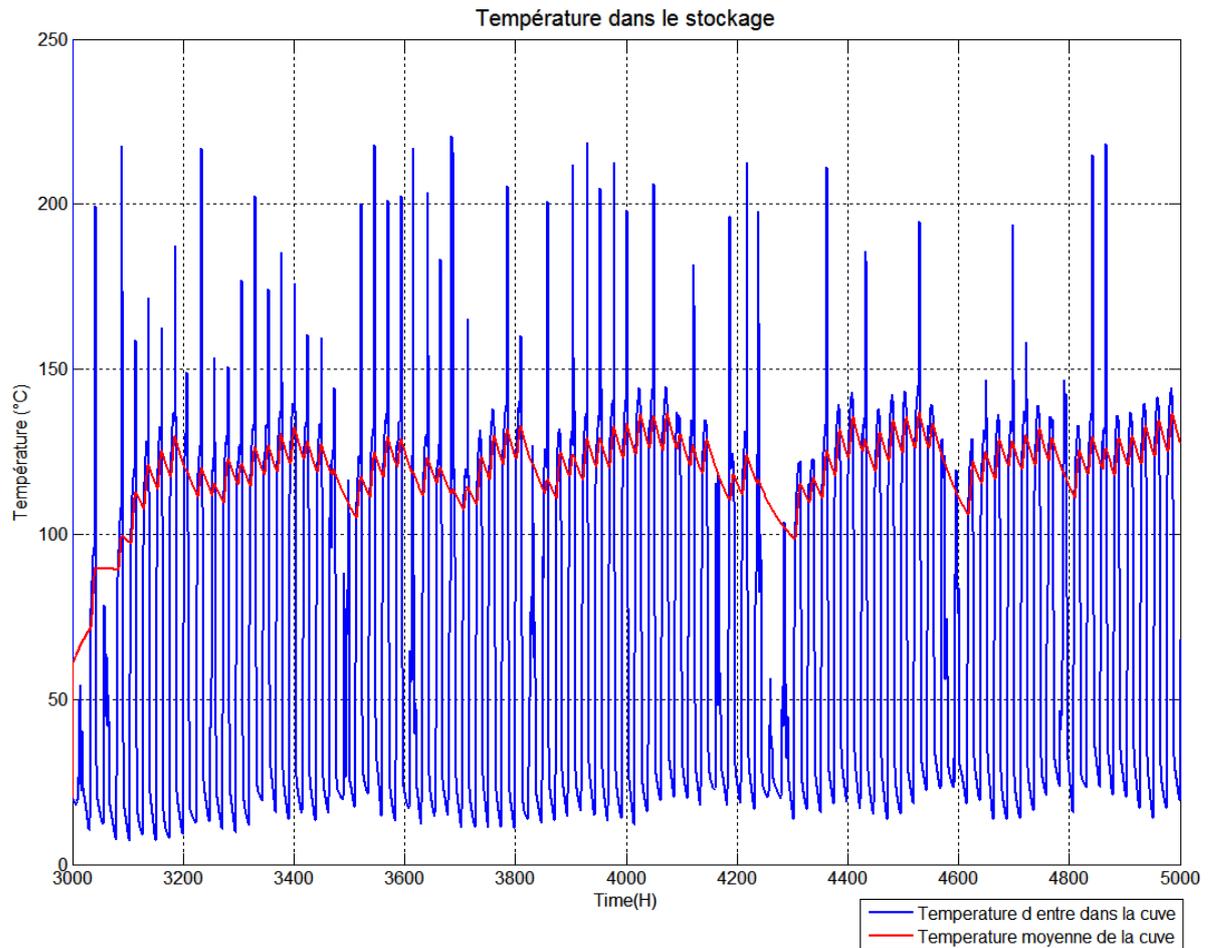


Figure 48 : Température dans le stockage

Sur ce graphique on peut observer en bleu l'évolution de la température entrant dans la cuve et en rouge la température moyenne de la cuve. On peut clairement constater que la température de la cuve de stockage met plusieurs jours à arriver à sa température maximale du fait de l'inertie de la cuve. Après ces jours de chauffe, la température de cette cuve monte pendant la journée et elle diminue pendant les périodes où le soleil n'est pas suffisamment puissant pour chauffer le fluide des collecteurs. Cependant la température de stockage est faible ce qui pose problème dans la production d'électricité la nuit. Etant donné qu'en journée nous avons une température de chauffe de 400°C du fluide caloporteur, l'échange de chaleur est plus efficace plutôt qu'avec une température de 130°C comme on a ici avec le stockage.

C) Partie 3 : Production d'électricité

Mise en place des composants

La troisième et dernière partie comporte une turbine à vapeur d'eau (Type591a), un refroidisseur ou condenseur (Type598) et aussi les trois échangeurs présentés précédemment : le générateur de vapeur couplé à deux échangeurs qui jouent le rôle de préchauffeur et de surchauffeur.

Ces trois derniers éléments servent également à relier la partie production d'électricité et la partie production de chaleur.

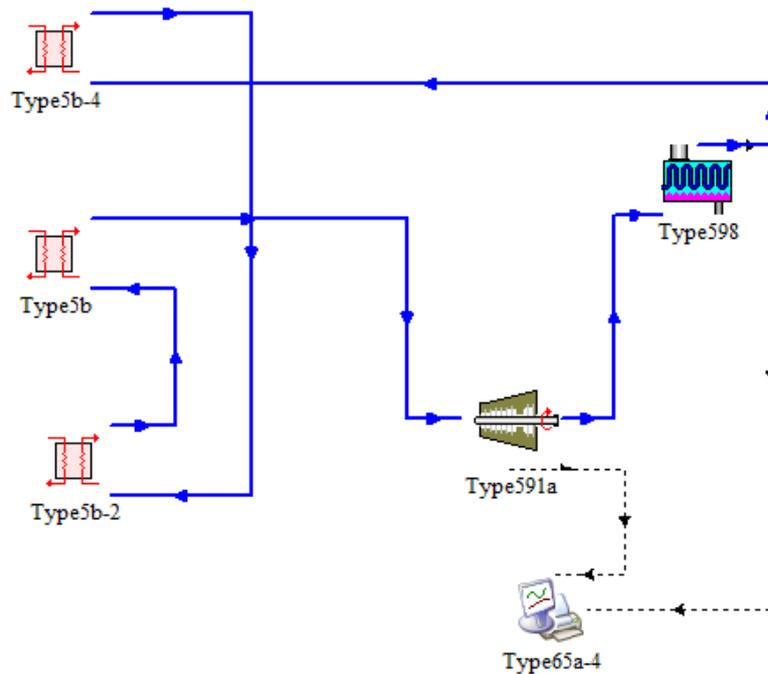


Figure 49 : Schéma de la partie production d'électricité

L'eau sous forme de vapeur à haute pression passe dans la turbine et cette dernière fournit un travail mécanique (rotation).

Travail à faire : ajouter un générateur pour produire un courant électrique

La vapeur en sortie de la turbine est envoyée jusqu'à un condenseur qui va la faire refroidir et se liquéfier. Ce condenseur est, en d'autres termes, un échangeur alimenté par une source froide continue. (Cette dernière partie n'est pas encore tout à fait au point car nous n'arrivons pas à obtenir les niveaux de températures adéquats à la turbine)

Une fois les 3 parties modélisées il ne reste plus qu'à les assembler d'un seul tenant pour que la simulation de la centrale puisse se faire. (Cf : Page suivante)

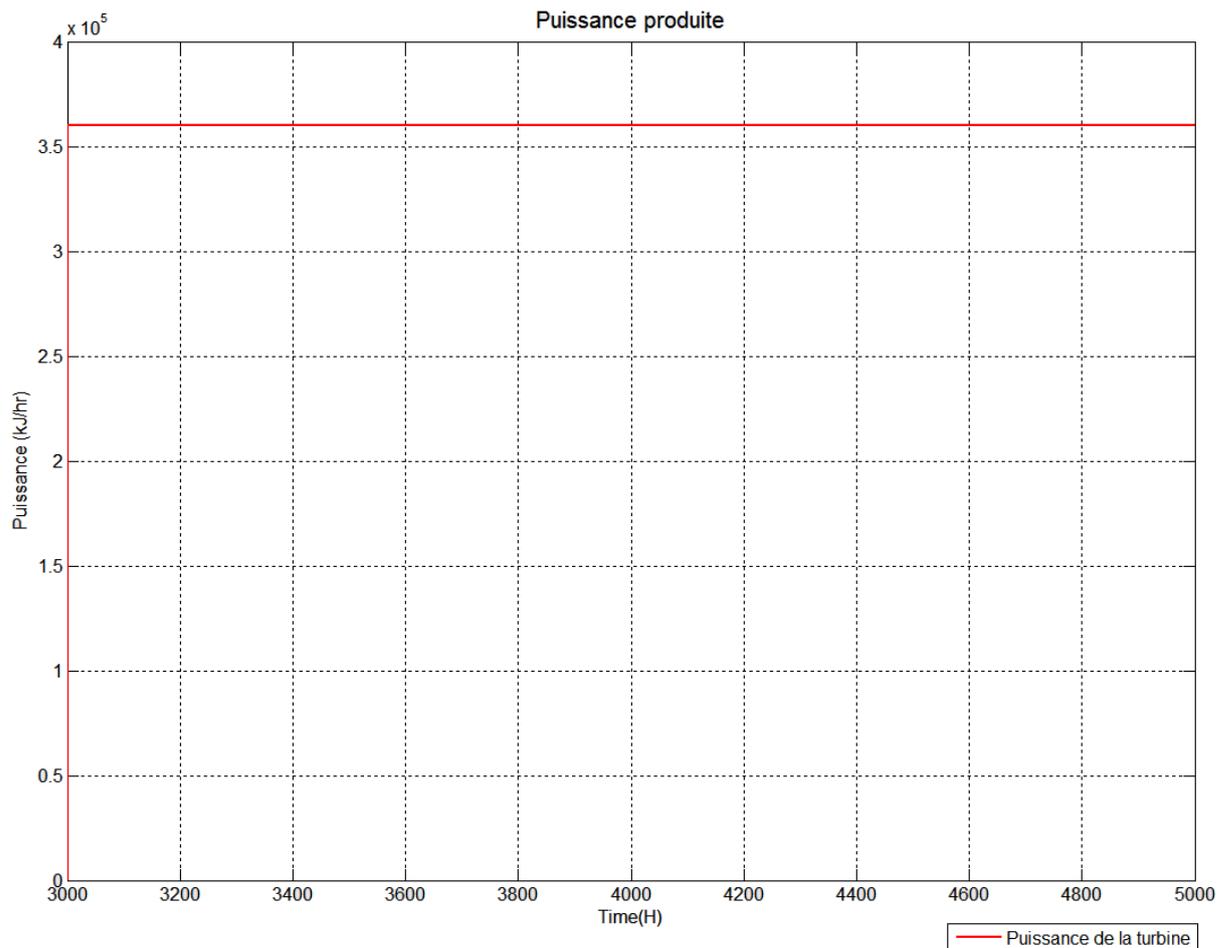


Figure 50 : Puissance produite par la turbine

Ce graphique présente la puissance obtenue par la turbine à vapeur. On constate que cette puissance est constante sur toute la durée de la simulation. On peut donc dire que la modélisation présente un problème à ce niveau puisque l'on devrait constater des variations de puissance en fonction de l'évolution de la température des fluides caloporteurs. Puisque nous avons comparé avec un modèle de production d'électricité sans stockage et nous avons obtenus une production d'électricité constante alors que celle-ci devrait être nulle la nuit du fait de l'arrêt de la production de chaleur.

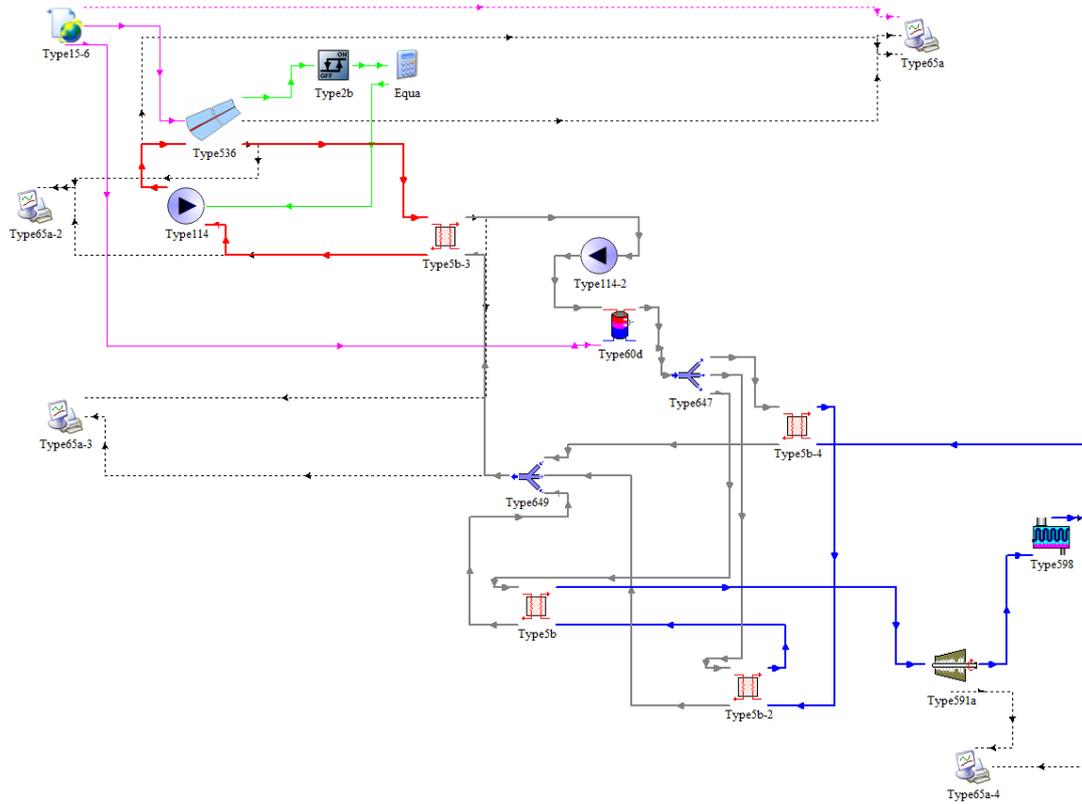


Figure 51 : Schéma global de la simulation

Ce schéma se décompose en plusieurs parties :

- La partie en rouge est le circuit de production de chaleur ;
- La partie grise est le circuit de stockage avec les sels fondus ;
- La partie bleu est le circuit de production d'électricité avec l'eau ;
- Les différentes liaisons en pointillé sont les liaisons avec les capteurs.

Conclusion

Ce projet nous a permis de nous rendre compte de la difficulté à modéliser un système sous un logiciel que nous n'avons jamais rencontré auparavant. Comment il est important de faire d'abord des modélisations de petite taille puis si ces modélisations fonctionnent d'essayer de les insérer une par une pour former l'ensemble du système demandé. La prise en main du logiciel par des exemples intégrés à celui-ci nous a permis d'apprendre à l'utiliser pour pouvoir ensuite créer nos propres modélisations. Ce projet nous a appris aussi à persévérer dans les diverses difficultés que nous avons rencontrés et à solliciter les documents techniques du logiciel comme de personnes plus qualifiées.

Nous avons réussi à modéliser une centrale à miroir cylindro parabolique avec un système de stockage. Nous obtenons des résultats au niveau de la température du fluide après le passage dans les collecteurs, de la cuve de stockage et au niveau des échangeurs. Cependant les pertes rencontrées sont importantes, les températures de sorties aux échangeurs sont assez faibles ce qui nous posent des problèmes au niveau de la turbine pour générer du travail permettant de produire de l'électricité. Il faudrait de ce fait vérifier chaque échangeur en ajouter des capteurs et contrôleurs pour pouvoir ainsi garder une température assez élevées durant le cycle et à l'entrée de la turbine.

L'état de l'art que nous avons réalisé sera utile aux prochains groupes afin de bien comprendre les technologies CSP. Nous laissons aux prochains groupes des pistes variées d'améliorations de nos propositions, comme ce qui concerne la pompe à chaleur, les nanofluides. Il y a aussi des possibilités d'approfondissement avec la simulation TRNSYS à compléter.

Bibliographie

- http://fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_solaire_d%27Andasol [1]
- http://www.google.fr/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fblog.idnes.cz%2Fblog%2F4426%2F93035%2FAndasol1_den_v.jpg&imgrefurl=http%3A%2F%2Fnejedly.blog.idnes.cz%2Fc%2F93035%2Fslunecni-high-tech-Andasol1.html&h=381&w=639&tbnid=dtA8QgfOY9QviM%3A&zoom=1&docid=T_IORTnGvOKFmM&ei=i9ZRVZTzC8HxUPWxglgG&tbnid=isch&client=firefox-a&iact=rc&uact=3&dur=2309&page=1&start=0&ndsp=38&ved=0CC0QrQMwBA12/05/2015 [2]
- <http://www.flagsol.com/flagsol/english/what-we-offer/products/collector/skal-et/skal-et-kopie610.html> 14/04 [3]
- https://sam.nrel.gov/sites/sam.nrel.gov/files/content/case_studies/sam_case_csp_physical_trough_andasol-1_2013-1-15.pdf 14/04 [4]
- http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Andasol_Solar_Power_Station__Energy_Storage_Case_Study.html* 17/04 [5]
- <http://www.cspworld.org/cspworldmap/andasol-3> 17/04 [6]
- <http://perso.univ-lr.fr/fcherqui/IBPSAmars/presentations/AM1-05-Abadie.pdf> 18/05 [7]
- <http://www.fika.org/jb/resources/EuroTrough.pdf> 21/05 [8]
- http://www.engineeringtoolbox.com/dowtherm-a-physical-properties-d_1591.html [9]
- http://www.google.fr/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fwww.jp-petit.org%2Fsauver_la_Terre%2Fcomplement_enquete_2011%2Fillustrations%2F120_Andasol_schema.gif&imgrefurl=http%3A%2F%2Fwww.jp-petit.org%2Fsauver_la_Terre%2Fsolaire_thermique%2Fsolaire_thermique.htm&h=383&w=613&tbnid=c3AIKeF0o7E4nM%3A&zoom=1&docid=nfAXGoNCcld4LM&ei=7fv2VaHONeKX7QbFvYDAAg&tbnid=isch&iact=rc&uact=3&dur=540&page=1&start=0&ndsp=25&ved=0CEUQrQMwDA [10]

Annexe : Code matlab utilisé pour l'export des courbes de la simulation TRNSYS

```
clearall
closeall
clc
file=importdata('CollecteurV9.txt');
Text=file.data;
F=figure (1);
set(gcf,'Color','white','DoubleBuffer','on','position',[10 20 950 850]);

subplot(2,1,1);
plot(Text(:,1),Text(:,2),Text(:,1),Text(:,3),Text(:,1),Text(:,4),'red','linewidth',2);
xlabel('Time(H)','FontSize',12);
ylabel('Température (°C)','FontSize',12);
axis([3000 5000 0 550]);
set(gca,'fontsize',12);
set(gca,'color',[1,1,1]);
set(gcf,'color',[0.9,0.9,0.9]);
title('Température du collecteur','FontSize',15);
legend('Temperature ambiante','Temperature entrante','Temperature sortante');
gridon;
```