

Les Centrales Solaires

Thermodynamiques à Concentration

Ce chapitre dresse un état de l'art général sur les centrales solaires thermodynamiques à concentration.

1.1. Généralités

1.1.1. Un bref historique

L'énergie solaire assure depuis la nuit des temps le fonctionnement des grands cycles naturels de notre planète : la circulation atmosphérique, le cycle de l'eau, la photosynthèse, la circulation thermohaline sont autant de phénomènes dont l'énergie rayonnée par le soleil est sinon l'unique, du moins le principal « moteur ». L'utilisation de cette énergie a également façonné de manière fondamentale le mode de vie des Hommes jusqu'il y a environ 150-200 ans, lorsque les formes « fossiles » et indirectes de l'énergie solaire comme le charbon et le pétrole (provenant de la dégradation de composés organiques issus de la photosynthèse) ont pris leur essor. Depuis cette période, le faible coût relatif de cette énergie fossile, ainsi que plus récemment l'énergie nucléaire, a éloigné l'Homme des contraintes fondamentales liées à l'utilisation directe de l'énergie solaire, notamment pour l'agriculture ou l'architecture de son habitat [1].

La première machine connue utilisant l'énergie solaire est l'invention de l'ingénieur français Augustin Mouchot en 1866. Il s'agit d'une machine constituée d'un concentrateur parabolique et d'une petite chaudière en verre permettant d'alimenter une machine à vapeur. En 1869, Mouchot publie son livre *La chaleur solaire et ses applications industrielles* [2] en même temps qu'il présente une version agrandie de sa machine. En 1878 il présente également à l'exposition universelle de Paris un prototype de four solaire pour lequel il remporte la médaille d'or de l'exposition. Autour de l'année 1872, l'ingénieur Américano-Suédois John Ericsson étudie un concept de moteur Stirling fonctionnant grâce à un récepteur parabolique solaire. Le design du moteur sera cependant breveté en 1880 avec un fonctionnement au charbon ou au gaz pour des applications de pompage. En 1886 l'Italien Alessandro Battaglia dépose les premiers brevets portant sur des concentrateurs solaires, mais ils ne trouveront pas d'applications pratiques.

C'est en 1913 que fait son apparition la toute première centrale solaire thermodynamique. L'ingénieur américain Frank Shuman construit en Égypte une centrale à récepteurs solaires cylindro-paraboliques et générant de la vapeur d'eau capable de faire tourner un moteur de 70 chevaux servant à l'irrigation de cultures. Durant la conception de cette centrale, Shuman établit les bases du dimensionnement des collecteurs cylindro-paraboliques et des considérations de rentabilité économiques [3]. Des accords sont conclus avec les gouvernements britannique et allemand pour poursuivre les recherches sur l'utilisation de l'énergie solaire en Afrique, mais la guerre éclate l'année suivante et met fin aux projets. Il est intéressant de noter que c'est la génération directe de vapeur qui a été employée pour le fonctionnement de cette centrale.

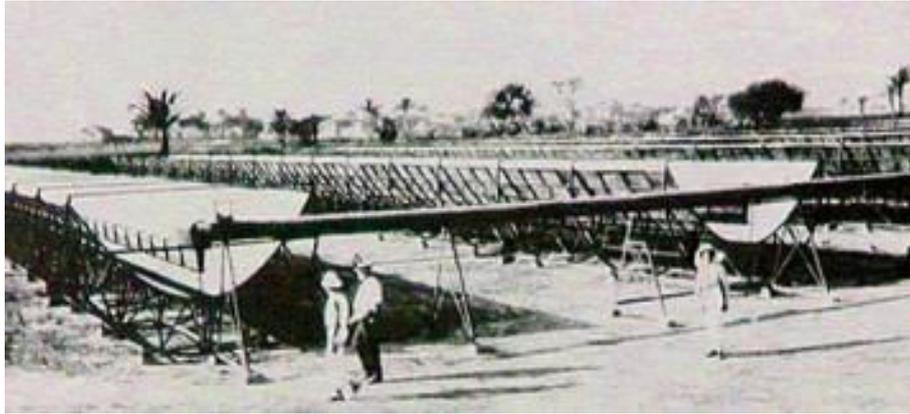


Figure 1-1: Vue des récepteurs solaires de Shuman

Il faut attendre les années 60 et les travaux de l'Italien Giovanni Francia pour voir à nouveau des avancées significatives dans le domaine des centrales solaires [4]. Francia développe en 1960-1961 un dispositif composé d'un vaporiseur couplé à un concentrateur solaire et « protégé » par une structure en nid d'abeille. Francia travaille alors depuis plusieurs années sur cette structure poreuse permettant de laisser passer le rayonnement solaire tout en limitant les pertes par réémissions radiatives et convectives. C'est également durant cette période que Francia met en pratique pour la première fois le principe des réflecteurs de Fresnel en assemblant en 1963 à Marseille, avec le soutien du CNRS français et de l'OTAN, un premier prototype de concentrateur linéaire.

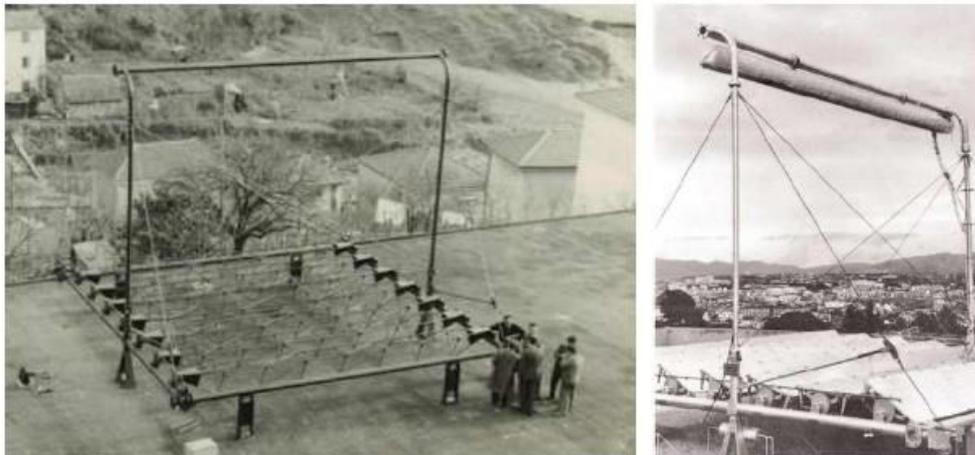


Figure 1-2 : Vue du prototype de concentrateur linéaire de Fresnel de Francia [5]

Les premiers travaux pionniers ont donc démarré dans la deuxième moitié du 19^e siècle, mais aucun grand projet de centrale à concentration ne voit le jour avant le début des années 1980. Il faut attendre les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 pour mettre fin à la toute-puissance du pétrole et engendrer une évolution des mentalités.

Dans un premier temps, des centres de recherche consacrés à l'étude de l'énergie solaire thermodynamique sont érigés au début des années 80, notamment en Espagne (avec la *Plataforma Solar de Almeria*, utilisée par le DLR allemand et le CIEMAT espagnol), en France (avec la plateforme THEMIS à Targassonne) et aux États-Unis.

À partir de 1982, le gouvernement américain propose des crédits d'impôt aux investisseurs choisissant des projets de centrales solaires ainsi qu'un tarif avantageux à long terme pour le rachat de leur électricité. C'est ainsi qu'entre 1984 et 1990, neuf centrales solaires commerciales sont construites en

Californie. Ces centrales (construites par le pionnier Luz) à capteurs solaires cylindro-paraboliques sont alors les premières au monde à être connectées au réseau électrique.

Par la suite, les années 90 voient une baisse significative des aides financières gouvernementales ainsi qu'une baisse relative du coût des énergies fossiles, et par conséquent l'installation d'une période relativement difficile pour le solaire thermodynamique à concentration. Cependant, la signature du protocole de Kyoto par de nombreux pays en 1997 traduit la prise de conscience des États des conséquences néfastes sur le climat de l'utilisation trop importante des combustibles fossiles. Conjuguée à une nouvelle augmentation forte du prix du baril au début des années 2000, la signature du protocole déclenche la relance d'importants projets de recherche et développement et de construction de centrales. On trouve notamment dans le 7^e Programme cadre de Recherche et Développement de l'Union Européenne (FP7) une partie portant sur le solaire thermodynamique à concentration, qui lui reconnaît un rôle à moyen et long terme au sein du mix énergétique européen.

La société Abengoa Solar inaugure en 2006 et 2009 les centrales PS10 et PS20 en Andalousie, et ouvre chaque année depuis 2009 de nouvelles centrales cylindro-paraboliques ou à tour en Espagne, Afrique du Sud et États-Unis. D'autres sociétés sont également actives dans le domaine CSP. On peut citer notamment la société BrightSource Energy, particulièrement présente sur le marché des centrales à tour : la centrale Californienne Ivanpah démarrée en octobre 2013 est la plus grande centrale thermodynamique existante à ce jour. En ce qui concerne la technologie à concentrateurs linéaires de Fresnel, c'est en 2009 que la société Novatec Solar raccorde pour la première fois au réseau une centrale LFR, avec le raccordement de Puerto Errado I, puis Puerto Errado II en 2012, au réseau espagnol. D'autres sociétés ont des projets achevés ou en cours et/ou des prototypes liés à ce marché des centrales LFR, citons notamment Areva Solar (aujourd'hui en cessation d'activité), Solar Euromed, Solar Power Group, Industrial Solar, CNIM (dont la division solaire est récemment devenue SUNCNIM), Solarlite ou le groupe ALCEN au travers de sa filiale ALSOLEN.

1.1.2. Principe de fonctionnement

Le soleil peut être considéré comme un corps noir dont la surface est à une température d'environ 5780 K. Dans ces conditions, il émet par rayonnement un flux calculable par la loi de Stefan–Boltzmann et d'environ 64.5 millions de watts par mètre carré. Par conservation de ce flux émis dans l'espace, le disque terrestre, situé à une distance moyenne de 150 millions de km, intercepte un flux moyen de 1360 W/m² au sommet de l'atmosphère. Une partie du rayonnement étant réfléchi ou absorbé par celle-ci, la valeur moyenne est d'environ 1000 W/m² à la surface de la Terre. Le rayonnement incident au sol est scindé en deux composantes : celle qui provient directement du disque solaire, c'est le rayonnement direct, et celle qui provient de la diffusion du rayonnement par les nuages ou les aérosols, c'est le rayonnement diffus.

On désigne par centrale solaire thermodynamique à concentration (ou centrale héliothermodynamique) une centrale générant de l'électricité à partir du rayonnement solaire incident direct et concentré par le biais d'un dispositif optique. La concentration du rayonnement direct permet de convertir l'énergie électromagnétique rayonnée en chaleur à haute température (énergie thermique), puis en énergie mécanique grâce à un cycle thermodynamique (généralement un cycle de Rankine), et enfin en énergie électrique au moyen d'une génératrice. La chaleur résiduelle du cycle thermodynamique peut éventuellement être valorisée. Un stockage d'énergie sous forme thermique peut également être mis en œuvre, ce qui constitue le principal avantage de ce type de centrale solaire.

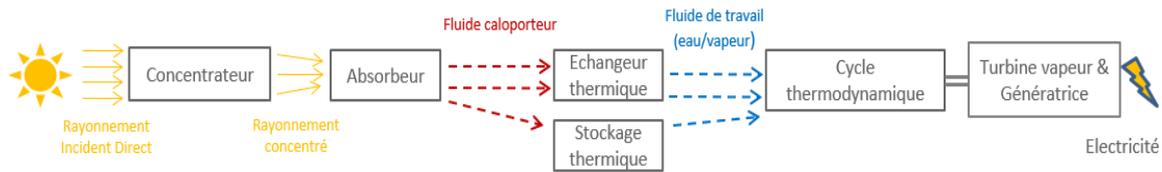


Figure 1-3 : Schéma de principe du fonctionnement d'une centrale CSP

Le concentrateur est un miroir, ou un ensemble de miroirs qui concentre le rayonnement du soleil sur l'absorbeur (appelé aussi récepteur) dans lequel circule le fluide dont la chaleur est utilisée dans le cycle thermodynamique. Le fluide de travail du cycle est de l'eau dans la majorité des centrales.

L'ensemble concentrateur-récepteur constitue le capteur solaire. D'un point de vue pratique, on désigne par champ solaire l'ensemble des capteurs solaires de la centrale.

On distingue trois principales filières de centrales à concentration, chacune correspondant à un type de capteur solaire :

- Les technologies à capteurs linéaires : le fluide caloporteur circule dans des tubes absorbeurs horizontaux sur lesquels le rayonnement solaire est concentré ;
- Les technologies à tour : le rayonnement est concentré sur un récepteur central au moyen d'héliostats ;
- Les autres technologies, dont les unités parabole-moteur : une unique parabole concentre le rayonnement sur le récepteur d'un moteur, généralement Stirling, situé au point focal.

1.2. La filière des centrales à capteurs linéaires

Cette filière regroupe les technologies utilisant des capteurs répartis linéairement, c'est à dire étalés horizontalement sur de longues distances. Le fluide caloporteur circule dans des tubes absorbeurs dans lesquels il chauffe au fur et à mesure de son écoulement, puis est acheminé vers la partie de la centrale où se situent le cycle thermodynamique et la génération d'électricité.



Figure 1-4 : Vue aérienne des capteurs solaires de la centrale cylindro-parabolique de Shams, à Abu Dhabi. (Source : Shams Power group)

On distingue deux technologies au sein de cette filière : les centrales à capteurs cylindro-paraboliques et les centrales à capteurs linéaires de Fresnel.

1.2.1. Les centrales cylindro-paraboliques

Cette technologie (désignée parfois par PT pour *Parabolic Trough*) est considérée comme étant la plus mature aujourd'hui, principalement grâce au retour d'expérience des centrales SEGS en Californie raccordées au réseau depuis plus de 20 ans. La conséquence de cette maturité est que la grande majorité des centrales commerciales en opération ou en projet de nos jours fonctionne avec cette technologie. Le dernier exemple marquant en date est l'inauguration en mars 2013 de la centrale Shams 1 à Abu Dhabi aux Émirats arabes unis. Cette centrale, d'une capacité unitaire de 100 MWe, utilise de l'huile synthétique comme fluide caloporteur et dispose d'un bloc de puissance auxiliaire (brûleurs à fuel) en guise d'appoint pour les périodes de faible ensoleillement.

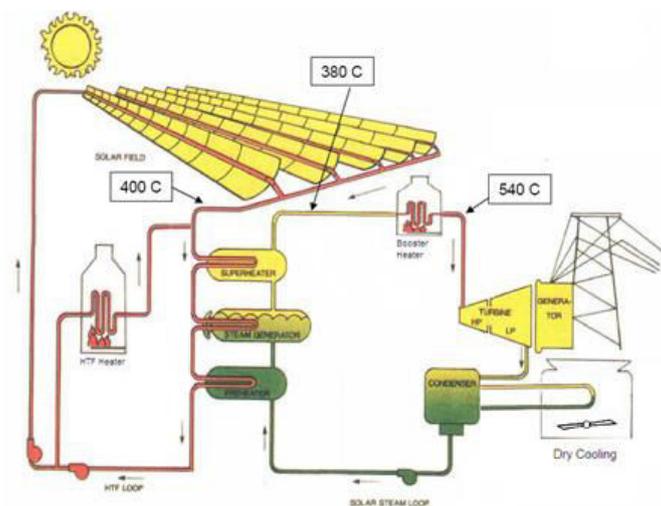


Figure 1-5 : Schéma de principe de la centrale Shams 1. (Source : Shams Power group)

L'huile synthétique provenant du champ solaire échange sa chaleur avec de l'eau ou de la vapeur d'eau au sein d'un échangeur étagé en trois sections : une section de préchauffage où l'eau est chauffée jusqu'au point de vaporisation, puis une section de vaporisation où l'eau est transformée en vapeur, et enfin une section de surchauffe où la vapeur est chauffée au-delà de la température de saturation. Après un éventuel appoint thermique fossile, la vapeur haute pression et haute température est ensuite détendue dans une turbine commerciale couplée à une génératrice.

Une section de capteur cylindro-parabolique est constituée d'un miroir de forme parabolique et d'un tube absorbeur disposé au niveau de sa ligne focale.



Figure 1-6 : Vue de capteurs d'une centrale SEGS Californienne [6]

Les capteurs cylindro-paraboliques sont montés sur un système de suivi du soleil relativement simple, car sur un seul axe, orienté Nord-Sud ou Est-Ouest. Les champs solaires orientés Nord-Sud présentent des performances optiques plus variables selon les saisons, avec une efficacité maximale durant l'été et plus faible en hiver. L'orientation Est-Ouest est caractérisée par moins de variations saisonnières, mais récolte moins d'énergie annuellement que l'orientation Nord-Sud.

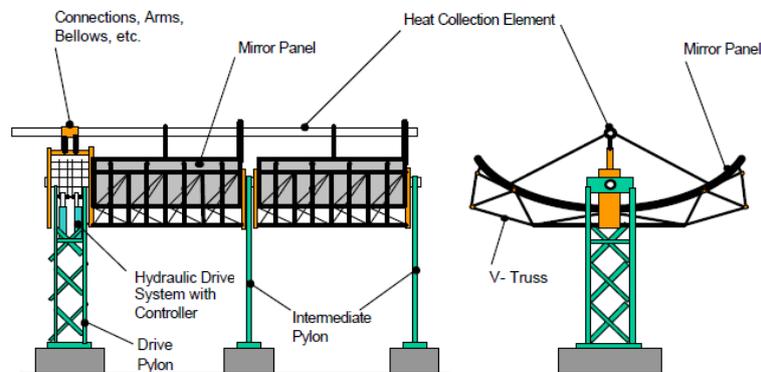


Figure 1-7 : Schématisation d'un capteur SEGS et de son système de support/suivi [6]

1.2.1.1. Le caloporteur huile

L'huile synthétique est le fluide caloporteur le plus utilisé actuellement dans les absorbeurs des centrales cylindro-paraboliques commerciales. Ses propriétés thermohydrauliques sont intéressantes pour le transfert thermique dans les échangeurs huile/eau, mais possède quelques inconvénients, notamment son coût et sa nocivité pour l'environnement en cas de fuite.

De par son coût également élevé, c'est l'échangeur huile/eau qui représente le principal inconvénient de la technologie cylindro-parabolique à caloporteur huile.

1.2.1.2. Caloporteur eau : la génération directe de vapeur

Bien qu'ayant un potentiel important de réduction des coûts de construction et d'exploitation par rapport aux centrales PT à huile, la génération directe de vapeur (ou DSG pour *Direct Steam Generation*) dans les capteurs cylindro-paraboliques n'est à ce jour utilisée que dans une seule centrale commerciale, la centrale TSE-1 en Thaïlande. Cette centrale de 5 MWe a été inaugurée en 2012, et a été développée par la société allemande Solarlite. D'autres projets de construction de centrales similaires en Thaïlande sont en cours actuellement.

La DSG consiste à utiliser le fluide de travail du cycle thermodynamique également comme fluide caloporteur : la vapeur d'eau est générée directement dans le champ solaire de la centrale, ce qui supprime le circuit huile et les échangeurs eau/huile coûteux. La difficulté de cette technologie réside dans les conditions de haute pression et haute température nécessaires au turbinage du fluide, ainsi qu'à la présence d'un écoulement diphasique dans les tubes absorbeurs. Nous présenterons la DSG de manière détaillée dans le chapitre qui lui est consacré.

1.2.1.3. Les sels fondus

Des équipes de recherche de l'Agence italienne pour la Recherche sur l'Energie (ENEA) étudient actuellement l'utilisation de sels fondus comme fluide caloporteur dans les capteurs cylindro-paraboliques [7]. Dans le cadre du projet Archimede, une centrale utilisant les sels fondus à la fois

comme fluide caloporteur et fluide de stockage est en phase de démonstration sur le site de ENEL, à Priolo Gargallo en Sicile.

1.2.2. Les centrales à réflecteurs linéaires de Fresnel

Cette technologie, désignée par l'acronyme LFR (pour *Linear Fresnel Reflector*) est la deuxième déclinaison possible de la filière des centrales à capteurs linéaires. Un ensemble de miroirs plans disposés de manière horizontale concentre le rayonnement sur un ou plusieurs récepteurs situés au-dessus du champ solaire.

Le nom de cette technologie fait référence au principe de la lentille de Fresnel, permettant d'obtenir une courte distance focale sans le poids et le volume élevés d'une lentille classique. Le jeu de miroirs plans joue en quelque sorte le rôle d'une lentille de Fresnel.

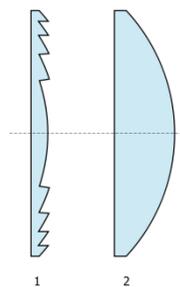


Figure 1-8 : Schéma en coupe d'une lentille de Fresnel (1) et de sa lentille pleine équivalente (2) (source : Wikipedia, article "lentille de Fresnel")

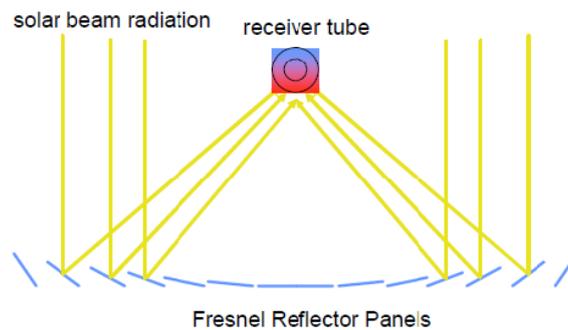


Figure 1-9 : Schéma de principe d'un LFR [8]

La configuration du récepteur utilisée dans les LFR peut varier, mais elle inclue souvent un réflecteur secondaire permettant de concentrer davantage le rayonnement, et d'un ou plusieurs tubes absorbants.

La technologie présente plusieurs avantages par rapport à la technologie cylindro-parabolique :

- Un jeu de miroirs plans remplace le concentrateur parabolique : la fabrication est donc plus simple et moins coûteuse ;
- La position fixe du récepteur se prête mieux à l'utilisation de la génération directe de vapeur
- L'utilisation de l'espace au sol est optimisée.

Les travaux de Mills [9] ont permis d'introduire le concept de réflecteur linéaire de Fresnel compact (CLFR).

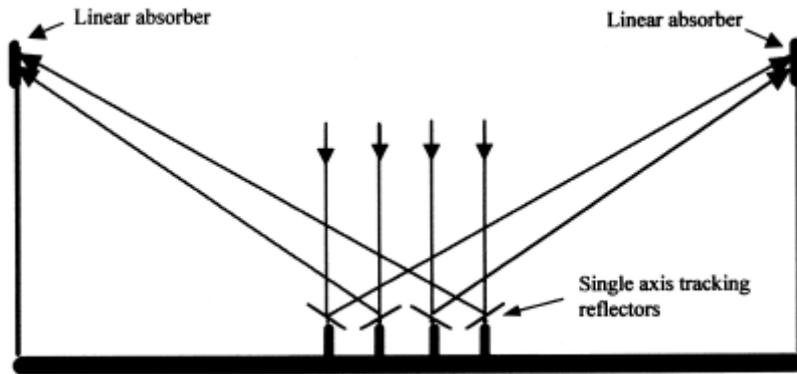


Figure 1-10 : Schéma de principe d'un CLFR [9]

Le principe est de disposer plusieurs récepteurs au-dessus du champ solaire au lieu d'un seul. La multiplication des lignes focales permet d'optimiser le suivi du soleil et donc la concentration, en réduisant notamment les effets d'ombre.

La technologie des réflecteurs linéaires de Fresnel est très jeune, elle n'est entrée que récemment dans sa phase de commercialisation. La centrale Puerto Errado 1 située dans la région de Murcia en Espagne fut en 2009 la première centrale LFR au monde à être raccordée au réseau électrique. D'une capacité de 1.4 MW électrique, elle fut suivie en 2012 de Puerto Errado 2 d'une capacité de 30 MWe.



Figure 1-11 : Vue de la centrale PE2 (source : Novatec Solar)

Nous aborderons cette technologie plus longuement dans les prochains chapitres de notre étude, puisque les centrales LFR existantes sont presque exclusivement en génération directe de vapeur.

1.3. La filière des centrales à tour

La centrale à tour consiste en un champ de miroirs, appelés héliostats, qui concentrent le rayonnement solaire sur le récepteur d'une tour située au sud ou au centre du champ solaire. La concentration atteinte avec ce dispositif est plus élevée qu'avec une configuration à capteurs linéaires, ce qui permet d'atteindre des températures plus élevées pour les fluides de transfert, entre 200°C et 1000°C. Les héliostats sont des miroirs plans montés sur des supports qui suivent la course du soleil selon deux axes : l'axe azimutal et l'axe d'élévation. Le suivi du soleil est donc plus complexe et coûteux à mettre en œuvre.

Cette filière comporte également plusieurs technologies différentes, selon le type de fluide caloporteur utilisé.

1.3.1. Centrales à caloporteur sels fondus

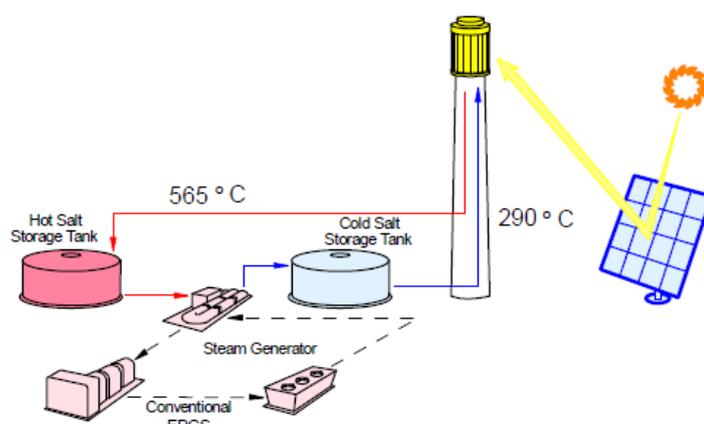


Figure 1-12 : Schéma de principe des centrales à caloporteur sels à stockage direct [10]

Avec cette technologie, le sel liquide sert à la fois de fluide caloporteur et de fluide de stockage. La multiplication des héliostats permet de produire ponctuellement de la chaleur en excès par rapport à la demande électrique et de la stocker dans le réservoir chaud de la centrale. Le sel fondu étant chauffé plus fortement que dans les capteurs linéaires, la différence de température entre les réservoirs chaud et froid est plus élevée et la quantité de fluide pour stocker la même quantité d'énergie est donc moindre.

L'état de l'art de cette technologie est représenté par la centrale commerciale Gemasolar (également nommée Solar Tres) construite par la société Torresol Energy et inaugurée en Andalousie en 2011. Cette centrale fournit 19.9 MW électriques et a hérité de l'expérience acquise sur les projets THEMIS en France, et Solar One et Solar Two aux États-Unis. Gemasolar dispose d'un champ de 2650 héliostats répartis à 360°C autour de la tour sur une surface de 185 hectares. Elle dispose de réservoirs de stockage permettant d'assurer 15 heures de production sans ensoleillement.



Figure 1-13 : Vue de la centrale Andalous Gemasolar (source : Torresol Energy)

1.3.2. Centrales à caloporteur eau/vapeur

Comme pour la filière à capteurs linéaires, la génération directe de vapeur dans les centrales à tour permet de s'affranchir d'un échangeur thermique fluide caloporteur/fluide de travail. L'eau est vaporisée dans le récepteur de la tour et utilisée directement dans le cycle thermodynamique, avec éventuellement un stockage tampon de faible quantité. La génération de vapeur surchauffée permet d'une part d'utiliser des turbines plus compactes et moins coûteuses que pour de la vapeur saturée [11], et d'autre part de travailler proche de l'efficacité maximale. La surchauffe engendre cependant les mêmes problèmes de forts gradients thermiques dans les récepteurs que dans les technologies à capteurs linéaires. Les centrales commerciales espagnoles (PS10 et PS20) qui furent les premières à être raccordées au réseau (respectivement en 2007 et 2009) utilisent la génération de vapeur saturée.



Figure 1-14 : Vue de la centrale PS20 (source : Abengoa Solar)

Le projet américain Ivanpah actuellement en cours de réalisation prévoit la mise en service dans le désert de Mojave de trois unités de production utilisant de la vapeur surchauffée, pour un total de 377 MW électriques produits.



Figure 1-15 : Vue d'une unité de la centrale Ivanpah (source : Ivanpah Solar)

1.3.3. Centrales à caloporteur air

La configuration est semblable à celle des tours à caloporteurs sels, mais le fluide utilisé est de l'air à pression atmosphérique chauffé dans un récepteur volumétrique poreux. Le récepteur à air rend l'inertie thermique de la centrale assez faible, ce qui facilite des démarrages rapides. Cependant, et même si le design est globalement relativement simple, cette technologie souffre du manque de développement de récepteurs performants, ce qui aboutit à un rendement final assez faible. Il n'existe pas à notre connaissance de centrales commerciales à tour utilisant cette technologie. Seules des installations expérimentales ont été exploitées, notamment à PSA par le DLR et le CIEMAT [11].

1.4. Les unités parabole-moteur

Une unité parabole-moteur est constituée d'un concentrateur parabolique, un récepteur situé au point focal, et d'un moteur. L'ensemble du dispositif dispose d'un tracking altazimutal. C'est généralement un moteur Stirling qui est utilisé, on parle alors d'unité parabole-Stirling. Une unité ne peut produire qu'une faible puissance électrique (de l'ordre de quelques dizaines de kW) mais possède le meilleur rendement solaire-électrique parmi les différentes technologies CSP existantes. Cette technologie est relativement chère et difficilement compatible avec le stockage thermique et l'hybridation, mais ses partisans affirment que son coût baissera avec une production à l'échelle industrielle [12].

Il n'existe pas aujourd'hui de centrale commerciale de ce type en fonctionnement. La *Maricopa Solar Plant*, située en Arizona a été démantelée en 2011. D'une capacité de 1.5 MWe, la centrale comptait 60 unités parabole et a été exploitée entre 2010 et 2011.



Figure 1-16 : Vue de la centrale Maricopa (source : Tessera Solar)

1.5. Le stockage thermique

Le stockage de chaleur est un des principaux avantages du solaire thermodynamique à concentration par rapport au solaire photovoltaïque ou à l'éolien. La capacité à délivrer une production électrique même en cas de passage nuageux ou durant la nuit permet d'adapter potentiellement cette technologie à des climats plus exigeants, pourvu que l'ensoleillement soit suffisant.

Le stockage thermique est toujours actuellement dans sa phase de recherche et développement, et il n'existe pas encore véritablement de technologie « standard » ou disponible « sur étagère ».

On peut classer les technologies de stockage de différentes façons, nous les distinguons ici selon le type de chaleur stockée.

1.5.1. Le stockage par chaleur sensible

Dans le cas d'un stockage indirect, ce type de stockage consiste à utiliser le fluide caloporteur en sortie du champ solaire pour chauffer un matériau, classiquement solide ou liquide, et ainsi disposer d'un « réservoir » de chaleur. Au moment du besoin en déstockage, il suffit de faire circuler le fluide caloporteur plus froid dans le stockage pour que le matériau restitue la chaleur. Les centrales cylindro-paraboliques Andasol espagnoles utilisent ce dispositif et disposent d'un stockage de 7.5 heures. Il s'agit d'une configuration comportant un réservoir chaud et un réservoir froid, contenant généralement un mélange de sels liquides (60% de nitrate de sodium et 40% de nitrate de potassium). Lors des phases de stockage, le fluide est pompé du réservoir froid, chauffé dans un échangeur par le fluide caloporteur, puis envoyé dans le réservoir chaud. La circulation s'inverse lors des phases de déstockage.

La configuration du stockage direct est plus simple : il s'agit d'utiliser le fluide caloporteur également comme fluide de stockage. Le fluide caloporteur est chauffé dans le champ solaire puis dirigé vers des réservoirs où il est stocké. Le stockage le plus performant de ce type en termes de nombre d'heures de production est celui de la centrale à sels fondus Gemasolar située en Andalousie. Le stockage permet 15 heures de production à charge nominale sans ensoleillement, ce qui fait de Gemasolar la seule centrale commerciale pouvant produire 24h/24h.

Le stockage par chaleur sensible est la technologie la plus aboutie à ce jour, et la plus largement utilisée. Son rendement (proportion d'énergie récupérée par rapport à l'énergie stockée) par cycle est supérieur à 95%. Ce type de stockage est intéressant pour une utilisation dans les centrales à tour et l'est moins avec les centrales à capteurs linéaires. En effet, dans une centrale à tour, la différence de température du fluide caloporteur entre l'entrée et la sortie du récepteur est plus importante que dans une centrale cylindro-parabolique. La quantité d'énergie stockée de manière sensible est donnée par la relation suivante :

$$Q = MC_p \Delta T$$

où m est la masse de matériau de stockage, C_p sa chaleur massique spécifique, et ΔT l'écart de température entre le fluide à son point chaud et son point froid. L'énergie stockée est directement proportionnelle à la masse de fluide stockée et à l'écart de température entre le fluide chaud et froid. Dès lors, on comprend aisément que chauffer plus fortement le fluide caloporteur permet de réduire la taille des réservoirs de stockage.

1.5.2. Le stockage par chaleur latente

Cette technologie utilise un matériau de stockage dont la température de changement de phase est située entre la température d'entrée et la température de sortie du fluide caloporteur dans le champ solaire. De cette façon, on peut exploiter la chaleur latente du matériau lorsqu'il va changer de phase grâce à un échangeur thermique et au fluide caloporteur. Le changement de phase du matériau de stockage est généralement solide-liquide, car la variation de volume est faible par rapport à une transition liquide-gaz, même si la capacité de stockage est plus forte dans ce cas.

La capacité volumique de stockage par chaleur latente est plus élevée qu'avec la chaleur sensible, ce qui la rend avantageuse. Le fait que la transition de phase se fasse à température constante (imposée par le matériau) est également un avantage. La chaleur stockée (dans le cas d'une transition solide-liquide) est donnée par la relation :

$$Q = M[C_{p_s}(T_m - T_s) + h + C_{p_l}(T_l - T_m)]$$

où h est la chaleur latente de fusion, m est la masse de matériau de stockage, C_{p_s} la chaleur massique spécifique de sa phase solide, C_{p_l} celle de sa phase liquide, T_m , T_s et T_l respectivement la température de fusion du matériau solide, la température du matériau de stockage solide en mode chaleur déstockée, et la température du matériau de stockage liquide en mode chaleur stockée.

La technologie de stockage par chaleur latente n'est qu'à un stade de recherche et développement et n'est pas encore utilisée dans les centrales commerciales.

1.5.3. Le stockage thermo-chimique

Ce type de stockage utilise une réaction chimique réversible, endothermique dans le sens direct et exothermique dans le sens inverse :



A est le composé réactif, B le produit et ΔH l'enthalpie de réaction. La chaleur du fluide caloporteur est utilisée par le réactif A pour générer le produit B . Ce dernier est ensuite stocké à température ambiante, ce qui représente un avantage important, car les pertes thermiques sont faibles. On peut ensuite récupérer l'énergie stockée grâce à la réaction inverse. L'énergie stockée s'exprime par la relation :

$$Q = a_r M \Delta h$$

où a_r est la fraction de réaction chimique, M la masse de matériau et Δh l'enthalpie massique de réaction.

Si le stockage thermo-chimique présente potentiellement une capacité de stockage plus importante que les autres technologies, il est encore peu développé et non mis en œuvre dans les centrales CSP commerciales. Il souffre de quelques limitations (dont certaines communes aux autres formes de stockage) [13] : efficacité du transfert thermique, réversibilité de la réaction, stabilité des cycles charge-décharge et coût.

1.6. Les centrales hybrides solaire/combustible

Nous traitons dans ce paragraphe uniquement les configurations d'hybridation utilisées dans les centrales commerciales actuelles ou en construction, et ne mentionnons pas les concepts marginaux.

On peut considérer que deux concepts existent en matière d'hybridation : le concept des centrales solaires utilisant un appoint thermique provenant d'un combustible fossile, et le concept des centrales thermiques fossiles (typiquement du charbon) utilisant un champ solaire en guise d'appoint thermique.

En ce qui concerne le premier concept, il s'agit d'assurer le fonctionnement du cycle thermodynamique en continuant à produire de la vapeur la nuit où lors de passages nuageux importants, et ce lorsque la centrale CSP ne dispose pas de stockage. Pour les centrales cylindro-paraboliques par exemple, il s'agit d'intégrer au circuit un brûleur à combustible fossile pour remplacer le champ solaire en chauffant l'huile caloporteuse. L'appoint fossile peut également être utilisé sur le fluide de travail, en surchauffant la vapeur pour atteindre une meilleure efficacité du cycle. La centrale Shams 1 utilise ces deux technologies d'appoint fossile : voir la Figure 1-5.

Le deuxième concept d'hybridation permet aux centrales thermiques de réduire leur consommation de combustible fossile. Le champ solaire est utilisé pour préchauffer l'eau des centrales à cycle combiné, on parle alors de système ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*), ou bien pour produire directement de la vapeur qui sera ajoutée à celle produite par les brûleurs fossiles. La centrale à charbon australienne de Kogan Creek, actuellement en construction, utilisera cette technologie d'hybridation. Les récepteurs linéaires de Fresnel généreront de la vapeur surchauffée qui sera détendue dans les étages intermédiaires de la turbine, tandis que les brûleurs à charbon généreront de la vapeur à l'état supercritique utilisant les étages haute pression de la turbine [14].

1.7. Etat actuel du parc CSP et perspective

D'après [15], la puissance installée mondiale des centrales opérationnelles est d'environ 4 GW électriques. Un chiffre plus récent mentionne une puissance installée d'environ 5 GWe à la fin de l'année 2015 [16]. À la fin de l'année 2013, d'après [13], [17], les centrales CSP espagnoles représentaient 78% de ce parc mondial (d'environ 2600 MWe) et les centrales américaines 21%.

D'autres pays possèdent des centrales CSP en exploitation ou en construction, notamment l'Inde, l'Afrique du Sud, la Chine, le Maroc, Israël, l'Italie, l'Iran, l'Australie, l'Algérie, la Chine, l'Égypte, les Émirats arabes unis et la France.

Précisons que les quelques chiffres donnés ici excluent les centrales de démonstration, les prototypes de recherche et développement, ainsi que les installations solaires hybridant les centrales thermiques fossiles ou alimentant en vapeur des procédés chimiques industriels.

Au travers de son scénario « hi-Ren » du rapport de 2014 (et 2010) [15], [18] sur les perspectives du solaire thermodynamique concentré, l'Agence Internationale de l'Energie estime qu'avec un soutien approprié de ses programmes de recherche et développement, le CSP pourrait représenter 11% de la production mondiale d'électricité en 2050.

1.8. Vers la génération directe de vapeur pour la filière cylindro-parabolique et dans les récepteurs linéaires de Fresnel

Les centrales CSP utilisant de la vapeur d'eau en tant que fluide de travail du cycle thermodynamique (hormis les centrales à cycle organique), il apparaît alors évident de considérer la génération directe de vapeur comme possible configuration.

La DSG a d'abord été envisagée dans les centrales à tour au début des années 80. Le prototype américain Solar One, a fonctionné entre 1982 et 1986 et produisait de la vapeur surchauffée à 100 bar et 516°C. Des problèmes récurrents liés principalement à la surchauffe ont conduit au choix des sels fondus comme fluide caloporteur pour la conversion de Solar One en Solar Two. Plusieurs projets de recherche, notamment à l'institut Israélien Weizmann, ont connu de meilleurs résultats en produisant de la vapeur saturée, ce qui a finalement conduit les concepteurs des premières centrales à tour commerciales, PS10 et PS20, à faire ce choix technologique.

En parallèle de ces études sur la DSG dans la filière à tour, des programmes de recherche et développement sur la DSG applicable à la filière cylindro-parabolique ont démarré au début des années 90. Ces programmes, principalement mis en œuvre par le DLR et le CIEMAT et dont nous discuterons en détail dans un autre chapitre, visent à étudier et résoudre les problèmes liés à la DSG dans les tubes absorbeurs des centrales et démontrer sa faisabilité. De par la simplicité relative de la configuration des récepteurs de Fresnel, c'est finalement avec la filière LFR que la génération directe de vapeur dans les capteurs linéaires trouve une application commerciale. De petites sociétés comme Novatec Solar (Allemagne, aujourd'hui Frenell), Solar Power Group (Allemagne) ou Solar Euromed (France) utilisent comme base les travaux plus ou moins avancés du DLR pour se lancer dans la commercialisation de ce type de centrale. Certaines études ont en effet démontré une réduction significative du coût normalisé de l'électricité par rapport à une configuration à huile (ou LEC pour *Levelized Electricity Cost*, également désigné par LCOE pour *Levelized Cost of Electricity*), jusqu'à 11% [19], [20]. Précisons que le LEC est l'indicateur économique couramment utilisé pour l'analyse des centrales solaires thermodynamiques. Il est généralement donné en c€/kWh et représente le rapport de la valeur actualisée de la somme des coûts annuels d'investissement, d'exploitation et maintenance, et du combustible (pour les centrales hybrides), sur la production électrique annuelle.

Les centrales CSP à linéaires de Fresnel sont aujourd'hui les plus nombreuses sur le marché commercial actuel (ou en construction) du CSP à génération directe de vapeur, bien qu'elles ne soient pas majoritaires en termes de puissance installée.

1.9. Références

- [1] C. Silvi, “History and Future of Renewable Solar Energy,” *Development*, vol. 51, no. 3, pp. 409-414, Sep. 2008.
- [2] A. Mouchot, *La chaleur solaire et ses applications industrielles*. 1869.
- [3] The New York Times, “American Inventor Uses Egypt’s Sun for Power,” 1916.
- [4] C. Silvi, “THE WORK OF ITALIAN SOLAR ENERGY PIONEER GIOVANNI FRANZIA (1911-1980),” 2005.
- [5] C. Silvi, “The pioneering work on linear Fresnel reflector concentrators (LFCs) in Italy,” in *SolarPACES2009*, 1869.
- [6] T. A. Stuetzle, “Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant by,” 2002.
- [7] A. Maccari et al., “Archimede Solar Energy molten salt parabolic trough demo plant : a step ahead towards the new frontiers of CSP,” in *Energy Procedia*, 2015, vol. 69, pp. 1643-1651.
- [8] German Aerospace Center (DLR) report, “AQUA-CSP : Concentrating Solar Power for Seawater Desalination,” 2007.
- [9] D. R. Mills and G. L. Morrison, “COMPACT LINEAR FRESNEL REFLECTOR SOLAR THERMAL POWERPLANTS,” *Solar Energy*, vol. 68, no. 3, pp. 263-283, 2000.
- [10] R. Pitz-paal, J. Dersch, and B. Milow, “ECOSTAR Roapmap Document, Technical Report (DLR),” 2004.
- [11] P. Garcia, “Outils d’évaluation technico-économique et d’aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur”, Thèse de doctorat, Université de Perpignan, 2007.
- [12] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degreè, and G. Cacères, “Concentrated solar power plants: Review and design methodology,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 466-481, Jun. 2013.
- [13] S. Kuravi, J. Trahan, D. Y. Goswami, M. M. Rahman, and E. K. Stefanakos, “Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants,” *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 39, no. 4, pp. 285-319, 2013.
- [14] “<http://www.csenergy.com.au>” .
- [15] OECD/IEA, “Technology Roadmap Concentrating Solar Thermal Electricity,” 2014.
- [16] “<http://social.csptoday.com/markets/global-csp-capacity-forecast-hit-22-gw-2025>” .
- [17] Y. Tian and C. Y. Zhao, “A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications,” *Applied Energy*, vol. 104, pp. 538-553, 2013.
- [18] OECD/IEA, “Technology Roadmap Concentrating Solar Power,” 2010.

- [19] M. Eck et al., "The potential of direct steam generation in parabolic troughs - results of the German project DIVA," in *Proceedings of the 14th Biennial CSP SolarPACES Symposium*, 2008.
- [20] J. F. Feldhoff, M. Eck, D. Benitez, and K.-jürgen Riffelmann, "Economic Potential of Solar Thermal Power Plants with Direct Steam Generation compared to HTF Plants," in *Proceedings of the ES2009 Conference*, 2009, pp. 663-671.