

LE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

par Bruno Rivoire, responsable du "groupe d'évaluation scientifique Thémis" de 1982 à 1987, actuellement chercheur à l'IMP, un laboratoire propre du CNRS (site d'Odeillo), membre de l'AEPN.

Introduction

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

Ces techniques sont encore, pour l'essentiel, dans un état expérimental. Le présent chapitre a pour objet de décrire et de commenter l'importante campagne de travaux de développement qui a été menée sur ces sujets depuis 1980 dans les pays industrialisés.

Après un bref historique, nous passerons en revue les techniques explorées, puis nous exposerons rapidement les caractéristiques du gisement à exploiter et les données environnementales concernées. Enfin nous commenterons le résultat des expériences et les perspectives qu'elles offrent.

Donc, au début des années 80, dans l'inquiétude générale des pays industrialisés de manquer de pétrole à bon marché, plusieurs projets de centrales électro-solaires voient le jour, lancés par des états ou par des organismes internationaux :

- CRS à Almeria en Espagne, centrale à sodium liquide construite par l'AIE (1981, 3700m² de miroirs),
- SUNSHINE à Nio Town, centrale à eau-vapeur, (Japon, 1981, 12900m² de miroirs),
- EURELIOS à Adrano en Sicile, centrale à eau-vapeur, (CEE, 1981, 6200m² de miroirs),
- SOLAR ONE à Barstow, centrale à eau-vapeur, (Californie, USA, 1982, 71500m² de miroirs),
- THEMIS à Targassonne, centrale à sel fondu, (France, 1982, 11800m² de miroirs),
- CESA I à Almería, centrale à eau-vapeur, (Espagne, 1983, 11900m² de miroirs),
- SPP-5 à Shchelkino, centrale à eau-vapeur, (Crimée, Ukraine, URSS à l'époque, 1985, 40000m² de miroirs).

Tous ces projets mettent en œuvre des " centrales à tour " (voir ci-dessous) et ont pour objet d'explorer les possibilités technico-économiques de cette filière imaginée depuis longtemps mais jamais expérimentée auparavant.

A la même époque (1979) est constituée à l'aide de capitaux israéliens une société privée, Luz, qui se propose de construire et d'exploiter en Californie, à la faveur de règles fiscales avantageuses, plusieurs centrales électro-solaires de grande taille avec appoint de combustible fossile (du gaz en l'occurrence). Celles là seront basées sur la technique des miroirs cylindro-paraboliques d'orientation nord-sud et utiliseront les champs de miroirs les plus importants (de 106000 à 480000m²).

Enfin, divers organismes de recherche des pays industrialisés lancent des actions variées dans le domaine de l'utilisation des miroirs paraboliques (de 50 à 400m²) utilisés individuellement (ou quasi individuellement) pour la génération d'électricité par des unités de faible puissance.

Vingt ans plus tard, après que " Solar One " ait été transformée en centrale à sel fondu à l'image de Thémis et ait fonctionné sous le nouveau nom de Solar Two pendant trois ans (1996-1999), il n'existe plus de centrale à tour en fonctionnement, tandis que les centrales " Luz " continuent à produire de l'électricité partiellement solaire bien qu'elles aient changé de main après la faillite de la société. Les expériences d'utilisation des paraboles élémentaires continuent (USA, Espagne, Allemagne, Australie), principalement sous la forme de générateurs à moteur " Stirling ", mais restent, comme ce générateur, au stade de rêve d'ingénieur.

Toutes ces réalisations ont eu un caractère expérimental prononcé et leur production est restée très modeste (centrales Luz) sinon marginale (centrales à tour).

Les aspects techniques

Toute installation thermodynamique solaire doit remplir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie du rayonnement incident en énergie électrique avec la meilleure efficacité possible. On les examine ci-après dans l'ordre suivant :

- la concentration du rayonnement sur l'entrée du récepteur,
- son absorption sur les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur,
- le transport et, éventuellement, le stockage de cette chaleur,
- sa délivrance à un cycle thermodynamique associé à un alternateur pour la production d'électricité.

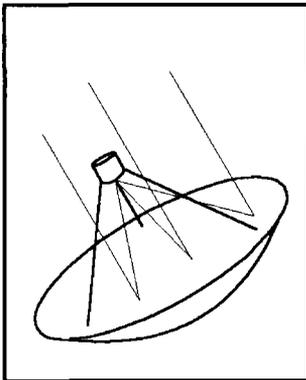
A. La concentration

Pour transformer le rayonnement solaire en chaleur, il suffit en principe de le réceptionner sur une plaque noire. Mais un tel capteur, même parfaitement absorbant, doit supporter les pertes que son propre échauffement provoque au bénéfice de l'air ambiant. Ces pertes sont, en première approximation, proportionnelles à cet échauffement et à la surface développée.

Pour travailler à température élevée, ce qui est nécessaire ici pour alimenter un cycle thermodynamique performant, il faut diminuer fortement la surface de réception pour maintenir, en proportion, ces pertes à un niveau raisonnable. C'est ce que l'on fait en disposant devant le récepteur une optique qui concentre sur celui-ci le rayonnement capté sur une surface bien supérieure. On caractérise la performance du système par le chiffre de sa " concentration " qui est le rapport de la surface de collecte sur la surface du capteur.

Dans la pratique cette optique est systématiquement constituée de miroirs. C'est la nature géométrique des surfaces réfléchissantes mises en œuvre qui va définir la " filière " utilisée.

A 1. La filière parabolique



Les principes

Cette filière est un peu la référence en ce sens qu'elle met en œuvre la meilleure surface réfléchissante possible : une parabole de révolution. Avec ce miroir, tout rayon incident parallèle à l'axe optique passe, après réflexion, par un même point. On appelle ce point le " foyer ". Pour fonctionner correctement, un tel miroir doit viser en permanence le soleil (dont l'image se forme alors au foyer). On y parvient en animant son axe d'une double rotation. Mais ceci implique, on s'en doute, une limitation de taille, la surface de collecte ne pouvant guère dépasser ici quelques centaines de mètres carrés dans des conditions économiques raisonnables. C'est là que réside la spécificité de la filière qui n'a d'intérêt que si l'on parvient à utiliser le faible débit de chaleur récolté dans une installation compacte, mobile avec le miroir (et si possible sans liaison avec l'extérieur autre qu'électrique) et installée dans une position voisine du foyer.

L'optique peut ici, théoriquement, délivrer des concentrations supérieures à 10000, ce qui est énorme. Dans la pratique, on réalise éventuellement des miroirs moins performants (en s'autorisant des marges d'erreur sur la qualité géométrique des surfaces mises en œuvre). Ils peuvent alors être économiques tout en délivrant des concentrations d'un excellent niveau. Plusieurs réalisations récentes de qualité délivrent ainsi des concentrations de l'ordre de 4000.

La technologie

Il y a de tout dans les réalisations de ces vingt dernières années en matière de surface réfléchissante, de structure, ou de contrôle-commande. Nous ne parlerons pas de ces deux derniers points qui seront traités au titre des héliostats des centrales à tour (la problématique est la même dans ce dernier cas).

Par contre, la réalisation de surfaces réfléchissantes paraboliques de révolution pose des problèmes particuliers auxquels il est possible d'apporter des réponses variées. Presque toutes sont aujourd'hui basées sur la mise en œuvre de verre argenté en face arrière comme surface réfléchissante. C'est de loin celle qui présente le meilleur rapport qualité-prix : excellent coefficient de réflexion, bonne tenue aux intempéries, prix modéré d'un produit industriel d'utilisation massive et ancienne.

La mise en œuvre de ce matériau en vue de réaliser une parabole de révolution peut être effectuée selon deux voies principales :

- juxtaposition de nombreux trapèzes plans pour approcher au mieux la surface parabolique théorique,
- utilisation de verre mince cintré en double courbure qui permet, théoriquement, d'obtenir une parabole parfaite.

La première solution n'est valable que si elle est plus économique car elle est obligatoirement moins performante.

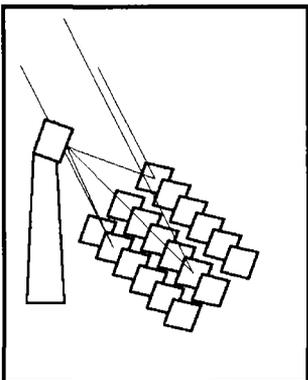
Dans les deux cas, un problème central sera le collage des miroirs élémentaires sur la surface support qui leur imposera la géométrie et le positionnement adéquat. En effet, il y a de difficiles problèmes de compatibilité chimique entre les colles et les vernis qui protègent l'argenteure des miroirs.

Une alternative apparemment séduisante et bon marché à cette solution a souvent été étudiée. Il s'agit de mettre en œuvre comme matériau réfléchissant une feuille ultra mince de mylar aluminisé. Il est aisé de la mettre en forme de parabole en la tendant sur un tambour et en la soumettant à un vide partiel sur sa face arrière. On tient là une solution ultra légère, très bon marché, et en principe performante dans la mesure où la géométrie obtenue est très proche de l'idéal théorique. Le prix dont il faut malheureusement payer ces qualités est une fragilité telle qu'elle en devient rédhibitoire.

Une variante intéressante de cette technique a toutefois été développée plus récemment : on met en forme parabolique par dépression arrière (ou par surpression avant) une tôle mince d'acier inoxydable et on la recouvre de miroirs minces cintrés et collés. On bénéficie ainsi d'une mise en forme précise obtenue par des moyens simples et de la bonne tenue aux intempéries des miroirs en verre.

Les recherches technologiques en la matière, encore foisonnantes aujourd'hui, en sont toutes restées au stade expérimental et il n'est pas facile de projeter le type de solution qui serait optimal en cas de développement industriel. On peut toutefois prédire l'abandon des solutions à facettes planes car la mise en œuvre de verre mince cintré en double courbure ne pose pas de problème particulier tant que les rayons de courbure dépassent les cinq mètres, ce qui est le cas général. Elle ne devrait donc pas être plus chère que l'alternative en conditions industrielles tout en amenant à des performances meilleures. On peut ajouter qu'elle présenterait probablement une longévité plus importante dans la mesure où les miroirs élémentaires sont beaucoup plus grands que dans la solution alternative, diminuant d'autant la longueur des frontières entre miroirs qui sont le siège de toutes les fragilités (dégradation de la colle, dégradation de l'argenteure).

A 2. La filière " centrale à tour "



Les principes

Ici, on ambitionne d'emblée de déployer des surfaces de miroir très importantes. On renonce donc à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile ce qui est inimaginable en grande taille) et on la remplace par une pseudo-parabole, à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables.

On appelle ces miroirs " héliostats " (en grec : qui fixe le soleil). Leur ensemble constitue le " champ d'héliostats ". On utilise ici l'image de la pseudo-parabole parce que, à chaque instant, les rayons solaires atteignant le centre de chaque héliostat sont réfléchis par le dispositif en direction d'un point unique, fixe dans le temps, et qui joue donc le rôle du foyer de la parabole. La surface réfléchissante de cette " parabole " étant fatalement déployée au sol, son " foyer " se trouve en altitude. Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de grande hauteur qui donne son nom à la filière.

Pour faire fonctionner ce dispositif, il faut réaliser un " tir croisé " des héliostats et pour cela animer chaque miroir d'un mouvement de suivi du soleil particulier. Comme dans le cas précédent, ce mouvement peut être obtenu par la combinaison de deux rotations.

Il faut encore avoir optimisé la position des miroirs (ou plutôt la distribution de leur densité sur le terrain), la hauteur du foyer (qui conditionne la hauteur de tour et donc son coût) et la géométrie de l'ouverture du récepteur. A travers un calcul difficile, on minimise le rapport coût d'investissement/rendement thermo-optique de l'ensemble champ d'héliostats-récepteur. Les optima trouvés, en particulier en ce qui concerne l'altitude du foyer, se traduisent par des courbes très plates qui laissent pas mal de liberté au concepteur (autrement dit, il peut faire varier dans une large fourchette la hauteur de tour sans dégrader gravement le rendement).

Si ce travail a été bien mené, et si l'ouverture du récepteur est située dans le plan focal de l'optique, on peut obtenir par ce moyen des concentrations de l'ordre de 700 (cas de Thémis par exemple à 42,5° de latitude). Cette dernière condition n'est pas facilement remplie dans le cas de champs circulaires (la tour est située au milieu du champ d'héliostats et non au sud comme à Thémis). Dans ce cas, les concentrations atteintes sont plus faibles (235 à Solar One par exemple), mais la formule a d'autres avantages (essentiellement, une hauteur de tour diminuée pour une taille de champ donné) qui peuvent être déterminants aux basses latitudes. C'est la solution mise en œuvre à Barstow ou à Nio pour des latitudes proches de 35° mais également à Shchelkino implantée plus haut que Thémis en latitude (à 45°) ce qui montre bien que les optima recherchés ne sont pas déterminés avec une rigueur mathématique.

La technologie

On va donc mettre en œuvre ici des héliostats qui sont des miroirs plans animés d'un mouvement continu obtenu à partir d'une double rotation.

La première question qui se pose lors de leur conception est celle de leur taille. Sur le plan optique, on peut démontrer que les performances d'une pseudo-parabole s'améliorent avec la finesse de son découpage en miroirs élémentaires. On a donc de ce point de vue intérêt à construire des héliostats de petite taille. Du point de vue structurel, les petits héliostats sont également avantageux dans la mesure où les efforts qu'ils supportent (et qui sont essentiellement ceux dus au vent) sont proportionnels au cube des dimensions linéaires de l'appareil : cela signifie qu'ils augmentent proportionnellement plus vite que la surface développée, et donc que la rigidité de la structure (pour une tolérance donnée sur sa déformation relative) doit augmenter avec la taille. Autrement dit, les petits héliostats peuvent être construits plus " souples " que les grands et mettre en œuvre moins de matériau au mètre carré. De ce point de vue, ils devraient être plus économiques.

Comme souvent, ce point de vue ne peut guère s'exprimer dans la pratique car il est contrarié par deux séries de contraintes : le coût relatif (rapporté au mètre carré de miroir) de l'héliostat est au contraire bien plus favorable aux grandes tailles en ce qui concerne leur fondation et plus encore leur motorisation et leur commande. Dans la pratique, depuis vingt cinq ans, c'est la recherche des grandes tailles d'héliostat qui a primé (on propose en général des tailles supérieures à 50m₂), justifiée surtout par le fait qu'on n'a pas trouvé le moyen de mettre en œuvre des motorisations et des commandes bon marché. Des innovations sur ce plan pourraient amener à un renversement de tendance et à la conception de petits héliostats (c'est à dire de moins de 10m₂) à manœuvre rapide et à commande simplifiée (c'est à dire sans les gestions de trajectoire qu'il est indispensable de prévoir pour gérer les transitoires des grands héliostats lents à la manœuvre).

Ce choix étant fait, on détermine le système d'axes de l'héliostat. Théoriquement toutes les configurations sont possibles. Dans la pratique seule la configuration " altazimutale " (un axe vertical et un axe horizontal) a été utilisée en raison de sa facilité de construction. La configuration " équatoriale " (un axe parallèle à l'axe du monde et un axe perpendiculaire) garde néanmoins des partisans dans la mesure où elle simplifie le mouvement (une rotation de vitesse uniforme de l'axe principal et une rotation très lente, qui peut à la rigueur rester manuelle, de l'autre).

On choisit ensuite le type de miroir à utiliser. Le choix est à peu près le même que dans le cas précédent. On veillera à ce que le coefficient de réflexion soit le plus élevé possible en choisissant d'utiliser du verre mince en face avant du miroir (quitte à rigidifier ce dernier en le contre-collant sur un verre arrière, constituant ainsi un miroir sandwich). On pourra aussi améliorer le coefficient de réflexion en utilisant, toujours en face avant, un verre sans fer, plus coûteux, mais plus transparent. C'est qu'en effet le paramètre principal du coefficient de réflexion du miroir est ici la transparence du verre. Il peut le faire varier de 80% (verre ordinaire de 6mm d'épaisseur) à près de 95% (verre sans fer de 1mm d'épaisseur).

On conçoit alors les structures adaptées aux choix faits (soit celle du " pied " et celle du panneau mobile). Ces structures sont le plus couramment réalisées en construction mécanosoudée et sont plus ou moins rigides selon les constructeurs. C'est la conséquence du manque de maturité d'un domaine technique où l'on ne sait pas poser les termes d'un calcul d'optimisation technico-économique de la rigidité de l'héliostat.

On peut encore noter l'expérience unique faite à Thémis d'un héliostat réalisé en béton moulé (avec les méthodes de la préfabrication lourde en BTP). Cette technique très performante (rigidité exceptionnelle de l'héliostat et absence de jeu des articulations " posées " de l'appareil constitué de pièces lourdes posées les unes sur les autres) pourrait aussi se révéler particulièrement économique pour des niveaux de production industriels. Elle garde toute sa pertinence tant qu'existent de grands industriels capables de la maîtriser (ce qui est tout particulièrement le cas en France) même si l'expérience n'a pas été reprise ailleurs.

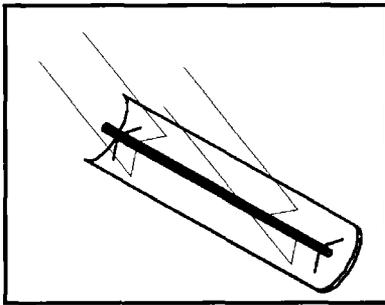
Il reste maintenant à motoriser et à piloter les axes. En dépit de l'utilisation de vérins hydrauliques dans la première réalisation d'héliostats modernes (four solaire d'Odeillo, 1968) cette technique n'a pratiquement plus été utilisée par la suite. Les héliostats de toutes les centrales à tour ont en effet été équipés de mouvements électriques à réducteurs et à moteurs à courant continu ou pas à pas. C'est une solution sûre et performante, mais coûteuse.

Le pilotage de ces axes est aujourd'hui systématiquement effectué en " boucle ouverte " par coordonnées calculées. On entend par là que l'automate de pilotage calcule la position que doit avoir l'axe de l'héliostat sur la seule base de l'heure qui lui est donnée par son horloge interne et qu'il ne contrôle pas le résultat obtenu en vérifiant la direction du rayon réfléchi (d'où l'expression " boucle ouverte "). S'il commande des moteurs à courant continu, il se contente de vérifier l'exécution de ses ordres par l'intermédiaire d'un codeur de position angulaire de l'axe. S'il dialogue avec des moteurs pas à pas, le comptage de ses ordres suffit pour effectuer ce contrôle. L'axe est alors dépourvu de codeur de position.

Cela fonctionne bien mais coûte cher comme nous venons de le dire. C'est la raison principale pour laquelle on construit des héliostats de plus en plus grands.

Il reste à évoquer les problèmes, généraux et mal résolus, de la salissure des miroirs et de leur résistance aux agressions météorologiques en général (et des vents de sable en particulier). Ils ne se sont pas posés avec beaucoup d'acuité lors de la période expérimentale qui vient de s'écouler. Mais ils prendraient une réelle importance si des champs de miroirs de tous types devaient être installés sous tous les climats favorables, incluant en particulier les zones arides soumises à des vents de sables violents sinon fréquents. Pour les héliostats plans, il existe une solution radicale à ces problèmes : elle consiste à concevoir des miroirs pliants comme un livre et dont la surface réfléchissante peut être mise à l'abri de toute agression si nécessaire (pluie ou vent poussiéreux). Une telle solution, à coup sûr efficace, poserait cependant de difficiles problèmes de complexité et donc de coût. Son existence constitue néanmoins un avantage important pour les miroirs plans, les seuls à pouvoir être perfectionnés de la sorte, et donc, pour la filière " centrale à tour ". Elle n'a jamais encore été expérimentée.

A 3. La filière cylindro-parabolique



Les principes

On va donc mettre en œuvre ici des miroirs cylindro-paraboliques d'orientation est-ouest (dans ce cas le mouvement de suivi du soleil se limite à une rotation si lente qu'elle peut être assurée sans automatisme), ou nord-sud, ce qui suppose toujours une rotation unique, mais à plus grande vitesse et qui doit donc être automatisée.

Les avantages recherchés portent surtout sur la simplification de la motorisation et de la commande du mouvement. En substance, le passage de deux axes à un seul.

Les inconvénients de la formule sont cependant importants. En premier lieu, le passage d'une focalisation ponctuelle telle que réalisée dans les deux filières précédentes à une focalisation linéaire fait chuter la concentration aux environs de 80 (au mieux, c'est à dire dans les réalisations de Luz les plus récentes). En second lieu, la surface des miroirs est plus inclinée par rapport au vecteur soleil quand celui-ci est bas sur l'horizon, et ce qu'on appelle le " rendement cosinus " du champ de miroirs en est dégradé.

C'est surtout le premier de ces éléments qui caractérise la filière. On l'utilisera de ce fait à des températures modérées, quitte à perdre en rendement de conversion thermo-mécanique.

La technologie

Là encore, tout est envisageable en matière de surface réfléchissante et de pilotage de l'unique axe. Nous décrivons ici les techniques utilisées dans les dernières centrales " Luz " qui sont les plus abouties.

Le miroir cylindro-parabolique est ici constitué de panneaux en verre sans fer relativement épais, cintrés en forme à chaud, et argentés et vernis en face arrière. Ils sont largement autoportants, ce qui permet de les assembler sur une charpente relativement légère. Celle-ci est supportée par des pylônes en charpente métallique fondés au sol. Dans leur dernière version, la plus évoluée et la moins chère, ces miroirs sont assemblés par éléments de 99m de long et de 5,76m d'ouverture, présentant une surface frontale de réflexion de 545m². Ce " bloc " est mis en mouvement par des motorisations hydrauliques réparties sous le contrôle d'un senseur solaire unique.

La performance technico-économique est ici surtout le fait du verrier allemand qui a réussi à produire à bas coût (on peut tout au moins

le supposer) et en grandes quantités des panneaux de miroirs de très belle qualité (ils sont donnés pour un coefficient de réflexion de 94%).

B. La réception du rayonnement

Il faut maintenant absorber le rayonnement concentré sur une surface noire (ou dans un volume semi-transparent, noir dans son épaisseur), et de ce seul fait absorbante pour le spectre visible (et donc pour le spectre solaire qui en est énergétiquement très proche), et transférer la chaleur ainsi générée à un fluide caloporteur.

B 1. La filière parabolique

Nous nous limiterons ici à quelques exemples des solutions développées pour la filière à générateur Stirling.

Dans ce cas, le récepteur est une chaudière à gaz (hydrogène ou hélium) fonctionnant entre 600°C et 800°C. Plusieurs réalisations mettent en œuvre de telles chaudières à ouverture étroite (autorisée par le haut niveau de concentration de l'optique) et à surface d'échange généreuse, condition indispensable au transfert des calories des parois de réception du rayonnement vers le gaz, même si le coefficient d'échange convectif de ce dernier est d'un niveau exceptionnellement élevé pour du gaz à cause de sa haute pression et de sa grande vitesse. Les plus classiques, qui sont aussi les plus au point, sont des chaudières à tubes métalliques de tout petit diamètre (typiquement : 3mm). Mais des recherches portant sur l'utilisation de caloducs au sodium sont en cours. Ils introduisent un fluide intermédiaire entre le soleil et le gaz du cycle mais autorisent une bien meilleure tolérance aux inégalités de température des différentes parties du récepteur en cas de moteur multi-cylindres (ce qui est le cas général). Cette technique est aujourd'hui considérée comme celle de l'avenir.

Il existe encore des réalisations expérimentales portant sur la mise au point d'une chaudière céramique " volumétrique " derrière un hublot en quartz. Cette solution sophistiquée est relativement facile à mettre en œuvre en petite taille et consiste à réchauffer le gaz par léchage d'une céramique poreuse et semi-transparente soumise au flux solaire, le tout se produisant dans l'enceinte étanche fermée par le hublot. On devrait y gagner une température de surface du récepteur abaissée, et donc des pertes diminuées. Malheureusement, ce principe, bien adapté à l'alimentation d'une turbine à gaz, ne l'est pas à priori à celle d'un générateur Stirling qui met en œuvre un gaz à très haute pression (couramment supérieure à 100 bars). Certains néanmoins ne désespèrent pas de parvenir à l'utiliser ici aussi.

B 2. La filière " centrale à tour "

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

B 2.1. Le récepteur à eau-vapeur

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

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

B 2.2. Le récepteur à sel fondu

On utilise ici des solutions qui ressemblent à la précédente (chaudières à tubes) avec les différences suivantes :

- le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins),
- il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge,
- les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au dessous d'une valeur critique,

- ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours figeable (au-dessus de 140°C à Thémis, et de 220°C à Solar Two).

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

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

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

A cet égard, il serait bien préférable d'absorber le rayonnement solaire dans la masse même du fluide en circulation plutôt que sur une paroi métallique intermédiaire : il serait alors inutile de provoquer ces coûteuses pertes de charge. Un prototype de récepteur à sel de ce type a été essayé par les " Sandia Laboratories " sur leur site d'Albuquerque. Il s'agissait d'un récepteur dans lequel on créait une lame de sel épaisse quasi verticale par écoulement en cataracte sur une tôle légèrement inclinée par rapport à la verticale. Cette tentative n'a pas eu de suite sans doute du fait de la dégradation chimique du sel provoqué par son contact cyclique avec de l'air neuf lors de sa traversée du récepteur.

B. 2. 3. Le récepteur à métal fondu

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

C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium.

Au-delà de toutes ces différences, la conception d'une telle chaudière répond aux mêmes critères que dans le cas précédent et met en œuvre à peu près les mêmes solutions.

B. 2. 4. Le récepteur à air

Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements.

La plus élaborée de ces propositions, et de loin, est le concept " GAST " devenu plus tard " PHOEBUS " étudié par les équipes allemandes de la DLR et ayant donné lieu à l'étude détaillée d'au moins un projet. De plus, des expérimentations poussées d'éléments de sa chaudière volumétrique ont été réalisées par l'équipe germano-espagnole d'Almería. Bien que jamais mise en œuvre, cette variante de la filière est souvent considérée comme une alternative crédible à la centrale à sel fondu et mérite donc qu'on s'y arrête.

Le récepteur doit ici réchauffer de l'air à une température très élevée (typiquement : 800°C). Des tentatives ont été menées à bien pour obtenir ce résultat à partir d'un absorbeur métallique à paroi (citons en particulier l'expérience " Sirocco " entreprise par le CNRS au grand four solaire d'Odeillo au début des années 80 et qui mettait en œuvre une paroi métallique gaufrée en " boîte à œufs " pour augmenter sa surface d'échange). C'était d'ailleurs l'option envisagée lors des premières esquisses de Gast. Mais de telles solutions, chères et fragiles, présentent en plus l'inconvénient d'offrir des surfaces de pertes à température plus élevée que celle de l'air chaud produit (du fait du gradient de température existant dans la paroi métallique).

Les concepteurs de Phoebus ont été d'emblée plus ambitieux en prévoyant d'utiliser une chaudière volumétrique dont le principe a été précisé plus haut. Mais comme il est irréaliste de prétendre fermer une telle chaudière de grande taille par une fenêtre en quartz, ce choix les contraint à alimenter leur cycle thermodynamique par de l'air aspiré, à pression atmosphérique, depuis la face avant de l'absorbeur (on parle ici de récepteur volumétrique " ouvert " ou de chaudière " à aspiration "). Dans le projet Phoebus de 1994, ce récepteur est tout simplement constitué d'un volume de laine métallique suffisamment lâche pour que le rayonnement solaire y pénètre profondément et y soit progressivement absorbé sur toute l'épaisseur. La température de l'air chaud produit est limitée à 750°C. Par la suite d'autres formules ont été testées mettant en œuvre par exemple des volumes en nid d'abeille de céramique, ces matériaux permettant de produire de l'air encore plus chaud puisque les 1000°C ont été atteints.

On verra plus loin que cette solution présente de graves inconvénients, mais elle est la seule qui permette d'abaisser significativement les pertes chaudière (qui risquent ici d'atteindre un niveau élevé à cause de la haute température de travail) en diminuant sensiblement la température apparente du récepteur.

B 3. La filière cylindro-parabolique

Le récepteur est ici complètement différent des précédents à beaucoup de points de vue et d'abord parce qu'il est linéaire au lieu de surfacique. Ensuite parce que, disposé au foyer d'un système optique peu performant, on le fait travailler, comme nous l'avons déjà signalé, à température modérée (inférieure à 400°C), ce qui permet d'utiliser comme fluide caloporteur une huile de synthèse (l'avantage de ce fluide étant qu'il n'est pas figeable et qu'il ne nécessite donc pas de dispositif de traçage). Enfin parce que, pour la même raison, il est protégé de pertes thermiques par deux dispositions originales et efficaces :

- l'enfermement de l'absorbeur dans un tube de verre sans fer vidé de son air, ce qui supprime radicalement les pertes convectives et limite les pertes radiatives.
- le revêtement du tube chaudière d'une couche de cermet (il s'agit d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 20% d'émissivité à la température de travail) bien plus performant que la peinture utilisée dans les cas précédents ; cette disposition est rendue possible ici par la mise sous vide de l'environnement du tube chaudière (le cermet ne résisterait pas à la présence d'oxygène). Cet ultime perfectionnement n'est présent que sur la dernière version des centrales Luz, celles qui sont équipées des capteurs LS3.

On a là un système sophistiqué, à priori cher et fragile, qu'il est tout à l'honneur de la société Luz d'avoir développé à un point tel qu'on peut supposer qu'il est devenu solide et bon marché. Il a en effet été construit et mis en œuvre dans ses versions successives en très grandes quantités en Californie et donne apparemment satisfaction à ses exploitants depuis 15 ans.

La mise au point de l'enveloppe à vide est particulièrement remarquable en ce qu'elle suppose la mise en œuvre de quantités impressionnantes de joints d'étanchéité et de joints de dilatation (soufflets inox) qui tous assurent leurs fonctions dans un environnement météorologique non protégé.

C. Le transport et le stockage de la chaleur

C 1. La filière parabolique

Ces fonctions sont réduites au minimum ici puisque le fluide caloporteur se confond avec le fluide thermodynamique (sauf dans le cas d'emploi de caloducs) et que la fonction de stockage n'est pas assurée.

C 2. La filière " centrale à tour "

Là encore il nous faudra distinguer les cas des différents fluides caloporteurs utilisés.

C 2. 1. Cas de l'eau-vapeur

On est encore dans le cas où le fluide caloporteur et le fluide thermodynamique se confondent et il n'y a donc pas de commentaire particulier à faire à propos du transport de la chaleur. Mais, contrairement à ce qu'il vient d'être dit pour la filière parabolique, on ne peut ignorer ici la fonction de stockage qui doit être assurée avec un minimum d'autonomie pour permettre un fonctionnement correct de la turbine à vapeur (elle ne supporterait pas un régime de fonctionnement trop haché). C'est là l'autre gros problème de la filière car le stockage de la vapeur vive est particulièrement malaisé. Son contenu énergétique volumique est dramatiquement faible, ce qui oblige à mettre en œuvre des réservoirs à pression de grande taille. On conçoit qu'on atteigne vite les limites raisonnables de capacité de ce stockage. On utilisera donc cette technique pour réaliser des stockages dits " nébulaires " qui sont dimensionnés au plus juste : ils assurent uniquement les conditions de régularité à très court terme de la production de vapeur qui assurent un fonctionnement correct de la turbine.

Si l'on veut aller plus loin en autonomie, on est tenu de concevoir une boucle de stockage séparée réalisée avec un fluide plus approprié qui échangera ses calories soit avec la vapeur pour en épuiser le contenu énergétique, soit au contraire avec l'eau pour la vaporiser en cas d'absence de soleil. Un tel concept a été utilisé à Solar One. La boucle de stockage y a été réalisée avec une huile de synthèse comme fluide caloporteur et un lit de cailloux pour le stockage proprement dit. Cette installation, qui dégradait le rendement thermodynamique du cycle en cas de déstockage (à cause de la température relativement basse à laquelle était assuré le stockage, 304°C, au lieu de 515°C pour la vapeur produite en chaudière), a fonctionné pendant le temps d'expérimentation de Solar one. Mais celle-ci s'est précisément arrêtée le jour où le bac de stockage a pris feu, détruisant évidemment toute la boucle. Cet événement a sans doute signé l'arrêt de mort de cette formule au niveau international car depuis cette date (1988), on n'a plus entendu parler de projet de centrale à tour à eau-vapeur.

C 2. 2. Cas du sel fondu

Cette filière résout particulièrement bien le problème du stockage de l'énergie. Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique (2,4 joule/°C cm³ pour le Hitec de Thémis, à comparer aux 4,18 de l'eau) et ne présente pas de difficulté

particulière de manipulation si l'on excepte la nécessaire mise en œuvre d'un réchauffage par traçage électrique lors du remplissage des tuyauteries. Il assure aussi le transport de la chaleur récoltée dans de bonnes conditions bien que sa haute densité puisse apparaître comme un inconvénient (elle rend en effet coûteux en énergie le transport du sel froid en haut de tour). Il faut cependant noter les différences qui séparent le sel à trois composants utilisé à Thémis (" Hitec ") du sel à deux composants de Solar Two (" Draw-salt ") : le Hitec fond à 140°C mais ne peut guère être chauffé à plus de 500°C tandis que le Draw-salt fond à 220°C et peut être utilisé jusqu'à 570°C.

Deux formules de stockage sont envisageables : celle qui met en œuvre un seul bac vertical de grand allongement (c'est le stockage dit " à stratification " où le sel chaud flotte sur le sel froid), et celle qui utilise deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel " froid " (aux alentours tout de même de 200°C à Thémis, de 290°C à Solar Two) et l'autre le sel chaud. La première formule est en tout point préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux). Elle présente pour certains l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée une couche " tiède " dont l'épaisseur augmente avec le temps. Cet inconvénient est toutefois plus apparent que réel car il n'entraîne pas en lui-même de perte thermique mais seulement une légère baisse de capacité de stockage par rapport à sa capacité géométrique.

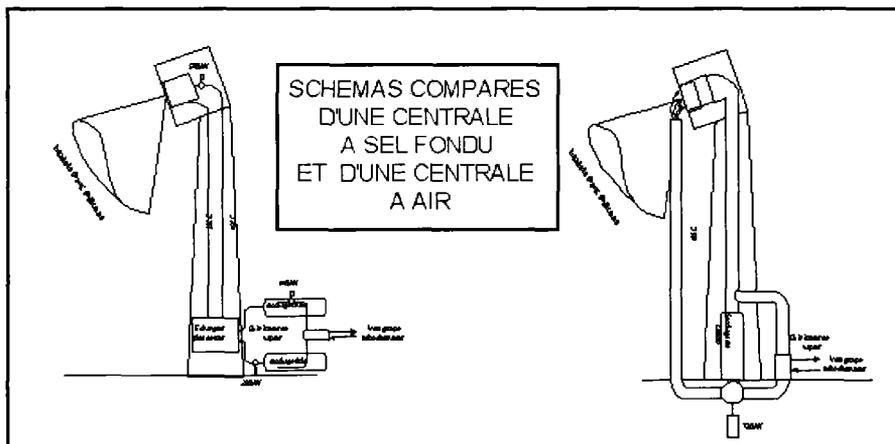
Elle n'a pourtant été choisie ni à Thémis ni à Solar Two, essentiellement en raison de la difficulté de construire un bac vertical de grande hauteur pour contenir un liquide dense (la densité du Hitec utilisé à Thémis atteint presque 2). On peut probablement y ajouter la raison plus conjoncturelle que l'analyse de la situation énergétique de la machine est plus facile dans le cas d'un stockage en deux bacs et que, pour une centrale expérimentale, cela constitue un avantage.

C 2. 3. Cas du sodium

On a dit plus haut que le sodium, excellent caloporteur, était un mauvais calostockeur. On peut en effet évaluer sa capacité calorifique dans les conditions de température adéquates aux environs de $1,2 \text{ J/}^\circ\text{C cm}^3$, soit à la moitié de celle du sel fondu.

A cette importante différence près, un stockage de sodium sera conçu selon les mêmes principes qu'un stockage de sel fondu.

C 2. 4. Cas de l'air



L'air ne constitue pas un caloporteur très efficace dans la mesure où sa capacité calorifique volumique est très faible. On calcule par exemple que le débit volume d'air chaud (185-800°C) nécessaire pour transporter l'énergie thermique récoltée par un récepteur est environ 2000 fois plus grand que celui du sel fondu à 250-500°C qui assurerait la même fonction. On calcule également, dans le cas étudié, que les tuyauteries à sel de 32 cm de diamètre devraient être remplacées, pour véhiculer l'air, par des conduites de 4,60m de diamètre [2]. C'est là une très réelle faiblesse des filières à air qui entraîne coût et déperditions. Mais il en est une autre, plus subtile, qui affecte le circuit d'air non dans sa partie chaude, mais dans sa partie froide. On a vu plus haut qu'une grande chaudière volumétrique ne pouvait guère être fermée et qu'on était donc contraint de l'alimenter en air extérieur. Par ailleurs, dans la filière Phoebus comme dans toute autre filière à air, les calories dont se charge le caloporteur lors de son passage dans le récepteur ne peuvent pas être épuisées par les besoins du cycle thermodynamique : il doit être renvoyé vers la chaudière à une température encore notable (par exemple : 185°C et il contient encore à cette température 22% de l'enthalpie acquise en chaudière). Si cette chaudière est ouverte, et c'est la seule alternative envisagée aujourd'hui, il sera impossible de recycler complètement cet air tiède (bien que dans les projets en cause on s'efforce de le " cracher " dans l'ouverture de la chaudière), et on aura à subir là une nouvelle perte qu'on peut chiffrer au minimum à 4% de l'énergie rayonnée par le champ d'héliostats. En conséquence de ces deux remarques, il faut considérer que le transport des calories constitue le point faible des centrales à air.

Par contre, même si l'air à haute température ne se stocke pas facilement, il est facile et bon marché de le débarrasser de ses calories et de les stocker sur un lit de billes de céramiques ou même de cailloux. On tient là un solide avantage pour la même filière.

C 3. La filière cylindro-parabolique

Les différentes réalisations classées dans cette filière ont toutes, jusqu'à aujourd'hui, utilisé comme fluide caloporteur (et éventuellement calostockeur) des huiles de synthèse ou des huiles minérales de différentes provenance et de différentes performances. Toutes ces huiles ont en commun les qualités suivantes :

- état liquide pour toutes les températures utiles,
- capacité calorifique convenable autorisant le stockage à chaleur sensible dans de bonnes conditions,
- viscosité suffisamment faible pour un pompage aisé sous climat chaud.

Par contre, elles présentent les défauts suivants :

- conductivité thermique faible entraînant des capacités modestes au transfert thermique depuis les parois chaudes,
- inflammabilité dangereuse comme l'incendie du stockage en huile de " Solar One " l'a illustré,
- viscosité parfois gênante pour le pompage en climat froid (climat d'altitude),
- température de travail limitée par la décomposition de l'huile,
- prix élevé.

Pour illustrer les performances des différents produits disponibles, le paramètre le plus intéressant est celui de la température chaude admise : 295°C pour le Santotherm utilisé pour le DCS d'Almería au début des années 80, 310°C pour l'ESSO 500 utilisé dans les premières centrales Luz (1983), 340°C pour le Gilotherm mis en œuvre sur les expériences " maquette " d'Odeillo en 1979 et " THEK " de Targasonne en 1983, 393°C pour l'huile Dowtherm A utilisée dans les dernières réalisations de Luz (1988).

Ces remarques faites, il n'y a rien à ajouter à ce qui a déjà été dit, en particulier au sujet des stockages en sel fondu, stockage à chaleur sensible comme ceux qui ont été mis en œuvre ici, et donc soumis aux même règles.

Mais dans l'esprit des artisans de cette filière, l'avenir doit être recherché dans l'envoi de l'eau-vapeur directement dans le tube récepteur. On y gagnerait l'économie des échangeurs huile-eau ou huile-vapeur, mais surtout, on échapperait à la limitation des conditions de vapeur imposées par la mise en œuvre de l'huile. La difficulté de cette solution réside dans le transport de l'eau-vapeur sous forme diphasique qu'elle suppose, problème bien connu et dont la solution est difficile. Un important travail d'expérimentation et de mise au point sur ce sujet était en cours chez Luz, à Jérusalem, lorsque, en 1991, cette société a dû déposer son bilan. Il s'agissait de la mise au point du collecteur LS4.

D. La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée

Cette transformation se fait le plus souvent de manière tout à fait conventionnelle grâce à une turbine à vapeur d'eau couplée à un alternateur. Nous avons cependant signalé la voie originale du générateur Stirling, étudiée pour les petites unités autonomes, et fait allusion à l'utilisation possible d'un cycle combiné dans la filière " centrale à tour " à air. Il faut encore signaler la tentative faite à la fin des années 70 en France de mettre en œuvre une turbine à vapeur de fréon (centrale à capteurs " COS " de Vignola, près d'Ajaccio).

Nous allons ici passer en revue la signification et les potentialités de ces différentes voies. Toutes sont avant tout à la recherche du rendement. En principe, celui-ci augmente avec la température haute du cycle (c'est à dire avec la température de travail du récepteur solaire), mais la réalité n'est pas si simple.

D 1. Le cycle à vapeur

Ce cycle qui, en eau, est limitée en température haute à 565°C (au-delà, des problèmes d'incompatibilité chimique apparaissent entre la vapeur et les aciers), est néanmoins capable d'excellents rendements. C'est certainement le transformateur thermo-mécanique le mieux connu parce que le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne. Il a été utilisé exclusivement dans les réalisations dont il est question ici au chapitre des filières " centrale à tour " et cylindro-parabolique.

Les performances atteintes ne sont cependant pas toutes du même niveau. En effet, elles dépendent beaucoup des conditions de vapeur mises en œuvre (pression, température), de la sophistication du cycle (resurchauffé de la vapeur ou non) et encore, et peut-être surtout, de la taille du groupe. Cela est en effet moins connu, mais les performances de ce genre de machine sont dégradées par les fuites de vapeur entre étages. Celles-ci sont elles-mêmes provoquées par les indispensables jeux mécaniques qu'il faut ménager entre rotor et stator pour autoriser les dilatations différentielles lors de la mise en température de la machine. Or ces jeux sont proportionnellement moins importants pour les grosses machines que pour les petites et entraînent la chute des performances de ces dernières. C'est ce type de dégradation qu'envisageait de combattre la société Bertin en proposant la mise en œuvre à Vignola d'une turbine à vapeur de toute

petite puissance (500kW) où l'eau était remplacée par le fréon.

Pour illustrer ces propos, on peut passer en revue les caractéristiques et les performances de quelques-uns des groupes qui ont été utilisés dans les centrales solaires en cause ici :

- Thémis : 2,5 Mwe, vapeur surchauffée à 430°C – 50 bars, rendement nominal 28%,
- Solar One : 12,5 Mwe, vapeur surchauffée à 515°C – 100 bars, rendement nominal 35%,
- SEGS VII de Luz : 30MWe. vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal. 37,5%,
- SEGS IX de Luz : 80Mwe, vapeur resurchauffée à 371°C – 100 bars, rendement nominal 37,6%.

On voit que la taille du groupe est un paramètre essentiel puisque celui de Solar one, alimenté en vapeur d'excellente qualité, est moins performant que ceux des centrales Luz alimentés en vapeur médiocre, mais beaucoup plus puissants (et, il est vrai, à resurchauffe).

On peut pronostiquer un rendement supérieur à 40% pour le groupe d'une centrale à tour à Draw-salt, produisant de la vapeur au meilleur niveau de performance (soit à 565°C), dotée d'un circuit de resurchauffe, si sa taille peut atteindre ou dépasser les 30MW.

D 2. Le cycle combiné

Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants :

- un cycle à gaz (cycle de Brayton) qui épuise les calories du caloporteur entre la température maximum, supposée élevée, et une température intermédiaire compatible avec les exigences du cycle suivant,
- un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de 700°C. On reconnaît là des caractéristiques qui pourraient être celles du projet Phoebus. Ce serait en effet la logique d'utiliser un cycle combiné dans ce dernier cadre taillé sur mesure pour lui. Si les équipes allemandes qui étudient cette filière n'ont pas, jusqu'à ce jour, franchi le pas et en sont restées à l'utilisation du seul cycle à vapeur (ce qui, en pratique, disqualifie la formule par manque de performance), c'est que l'introduction d'un cycle à gaz de tête et son alimentation par l'air caloporteur à pression atmosphérique pose bien des problèmes dont le moindre n'est pas l'échange des calories entre le caloporteur et l'air du cycle.

Le cycle combiné, à cause de son excellent rendement, est donc l'avenir de la filière " centrale à tour ", mais on peut légitimement se demander si, comme dit l'humoriste, il n'est pas destiné à le rester.

D 3. Le cycle Stirling

Comme on le sait, ce transformateur thermo-mécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. C'est ainsi que la première tentative de construire une " parabole Stirling " date de 1887. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique.

Dans la pratique, ce générateur conserve bien des atouts dont celui de pouvoir être réalisé en petite taille sans perdre trop en rendement. C'est ce qui en fait le candidat idéal pour l'exploitation des calories récoltées avec une excellente efficacité mais à faible débit par les concentrateurs paraboliques (on met en œuvre aujourd'hui aux foyers de telles paraboles des générateurs Stirling qui se situent dans la gamme des 5-50 kWe et dont les rendements thermo-mécaniques varient de 30 à 45%). En conséquence, l'inertie thermique de l'appareil est faible et on peut envisager de soumettre son alimentation en calories aux caprices météorologiques. C'est une caractéristique importante de ces générateurs installés au droit de foyers mobiles qu'il n'est pas question d'équiper d'un stockage thermique. Le résultat est là puisque, dans un exemple récent (10kWe), on obtient un rendement instantané net (soleil-réseau électrique) de 22%, ce qui peut être considéré comme excellent. A plus grande puissance (25kWe), on friserait les 30%.

Malheureusement, le défaut congénital de ces machines réside dans l'improbable tenue des joints d'étanchéité de leurs pistons soumis à des conditions très dures. Ce problème peut probablement être surmonté mais a interdit jusqu'à aujourd'hui le développement industriel de la machine (c'est à dire son utilisation par l'industrie automobile). Sans doute faut-il voir là un des freins principaux au développement de cette filière solaire.

Gisement et impact environnemental

Toutes ces techniques devraient permettre d'accéder à un gisement solaire réputé immense et surtout inépuisable. La deuxième assertion est indiscutable. Que faut-il penser de la première ?

On peut calculer (en se basant sur les performances attendues, en moyenne, des techniques qui viennent d'être passées en revue) que la production française d'électricité pourrait largement être assurée par l'équipement en centrales solaires de 5000 km² de zones arides. Cela ne représente guère qu'un carré de 70 km de côté mis à disposition en zone inhabitée. Si l'humanité entière devait être approvisionnée en électricité avec le même niveau de confort, il en faudrait 100 fois plus. Ces surfaces sont certes importantes, mais nullement démesurées par rapport aux terres arides et inhabitées disponibles sur la planète qui sont bien plus vastes. Il s'agit là d'une remarque particulièrement simpliste, mais qui a l'avantage de situer le problème.

En pratique, il n'y a pas de raison pour que seules les zones arides soient concernées. Elles reçoivent de l'ordre de 2700 kWh/m²/an de rayonnement solaire et sont à cet égard les meilleures de la planète. Mais les expérimentations dont nous parlons ici se sont aussi déroulées sous des climats moins favorables, et on considère généralement qu'un développement du solaire thermodynamique concernerait des régions plus variées jusqu'à inclure le climat méditerranéen du sud de la France par exemple qui ne reçoit que 1700 kWh/m²/an.

On peut présenter autrement, et d'une manière plus opérationnelle, le problème. Les centrales solaires à concentration dont nous parlons ne peuvent valoriser que le rayonnement issu du disque solaire lui-même (soit le " direct " et non le " diffus "). C'est dire qu'elles ne sont productives que durant les heures de beau temps. On peut en déduire sans trop d'erreur que leur productibilité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques. Il est donc disponible partout et peut être un bon point de départ pour une réflexion sur l'étendue du gisement, ou plus simplement sur l'implantation d'un projet de centrale thermodynamique solaire. Vis à vis de ce critère, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du soleil.

Le gisement est donc pour le moins confortable. Qu'en est-il des conséquences environnementales qu'aurait sa mise en valeur ?

Par définition, les centrales à mettre en œuvre ne sont pas polluantes. Elles ne présentent pas non plus de danger particulier. La ponction qu'elles opèrent localement sur le rayonnement est transformée en chaleur (ce qui est le sort normal du rayonnement solaire) en partie localement (pertes du cycle) et en partie sur une zone plus vaste (qui pourrait être éloignée, c'est la zone de consommation de l'électricité produite). On ne voit pas très bien quel inconvénient présenterait ce transport d'énergie de régions très ensoleillées vers d'autres qui le sont moins. Par contre, on a déjà remarqué que cette ponction locale, en pays chaud, pouvait être mise à profit par l'agriculture : elle présente les mêmes avantages que ceux procurés par les palmeraies artificielles du Sahara qui ont précisément pour fonction, au moins en partie, de protéger les cultures d'un rayonnement solaire trop vigoureux. La culture sous héliostats est peut-être pour demain !

La véritable gêne environnementale ne vient donc pas des effets physiques de l'implantation des centrales. Elle peut par contre être provoquée, en zone peuplée, par ses effets esthétiques. Le problème ressemble à celui posé par l'implantation d'éoliennes, et c'est celui de la pollution visuelle dont on se rend bien compte qu'elle deviendrait problématique si elle était trop massive. Au stade où en est le développement des centrales solaires, on ne peut guère en dire plus sur le sujet.

Le résultat des expériences et les perspectives

Les opinions exprimées au sujet de l'avenir de ces filières sont si divergentes qu'il est bien difficile au non spécialiste de se faire une opinion. On peut voir là l'influence du caractère idéologique très marqué du dialogue afférent à ce genre de sujet. Mais, il faut aussi mettre en cause la qualité des commentaires des expériences faits, par les expérimentateurs eux-mêmes, dans un genre littéraire où l'exposé des rêves tient beaucoup plus de place que l'analyse des échecs. Cette variante du mensonge pieux se cache souvent derrière des données chiffrées fort impressionnantes mais dont, à la réflexion, il est impossible de faire usage tant leurs définitions sont imprécises. C'est tout particulièrement le cas des rendements dont on a vite fait de tirer des conclusions imprudentes si on n'a pas précisé avec beaucoup de soin leurs définitions. C'est encore celui de la plupart des commentaires à caractère économique qui perdent de leur pertinence si on n'a pas précisé les conditions de leur élaboration, ce qui n'est quasiment jamais fait. En réalité, au stade où en est le développement de ces techniques (et si on excepte le cas des centrales Luz), il est le plus souvent tout à fait hasardeux d'en projeter les performances technico-économiques. Il est bien plus sage de considérer qu'on en est encore, pour ces sujets, dans une phase de tâtonnements, et qu'un long travail sera nécessaire avant que puissent être précisés les données techniques exactes, les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et d'entretien, et donc finalement le prix de revient potentiel des kWh qui seront produits.

Cela ne veut pas dire qu'il n'y ait rien à dire des expériences passées et qu'on soit complètement démuné pour distinguer les voies de

progrès. C'est ce que nous allons tenter ici avec toute la prudence nécessaire.

Une expérience avérée : celle des centrales Luz

Ces centrales, qui cumulent une puissance nette électrique de 354 MW et qui, pour les plus anciennes, sont couplées au réseau depuis 1985, représentent l'expérience la plus importante et la plus achevée de toutes celles dont il est question ici. Le fait qu'elle ait été menée par des entreprises privées sans intervention directe de la puissance publique impressionne. Cela laisse augurer que le procédé est d'ores et déjà compétitif par rapport aux sources alternatives. En réalité, il n'en est rien, bien que les conditions de leur mise en œuvre aient été idéales.

En effet, ces centrales, qui sont contractuellement tenues de fonctionner avec un apport fossile limité à 25% (pour bénéficier d'une fiscalité incitative), fournissent leurs kilowatts-heures essentiellement au rythme de l'apport solaire. Or, miracle d'un pays opulent vivant en zone aride, la pointe est provoquée ici par la mise en marche des climatiseurs : c'est dire qu'elle est naturellement coordonnée avec l'abondance du soleil. Si on ajoute que celui-ci délivre une énergie annuelle qui se situe au plus haut niveau mondial, on comprend que ces installations soient en mesure de soulager efficacement les moyens de production alternatifs et d'écrêter systématiquement l'appel de puissance qu'ils doivent couvrir (et ceci, sans faire appel exagérément à l'apport fossile). La Southern California Edison, qui est liée par contrat avec les exploitants pour acheter leur production, la paye donc très cher (par exemple, en 1990 [3], 35 cents le kWh de pointe qui représente 40% de la production, 6,5 cents le kWh d'heures pleines, et 2,7 cents le kWh d'heures creuses).

Malgré ces conditions tout à fait exceptionnelles, le promoteur de la formule, la société Luz, a fait faillite en 1991, revendant toutes ses installations à de nouveaux investisseurs (dans des conditions qu'on peut soupçonner proches de la braderie). Ceux là continuent logiquement à exploiter l'existant acquis dans des conditions si intéressantes. Mais aucun ne s'est engagé dans de nouveaux investissements bien que l'efficacité de l'exploitation des centrales ait continué de progresser régulièrement sous l'effet de l'expérience acquise [5]. Des projets prometteurs basés sur la mise en œuvre des nouvelles technologies (utilisation de LS4, capteur à eau-vapeur) avaient pourtant été élaborés et poussés très avant par Luz avant sa faillite [3].

Un rapport d'audit américain, rédigé en 2001 à la demande des " Sandia Laboratories ", qui représentent la puissance publique dans le système américain, et donc l'impartialité, déclare en effet que " le problème de base (sous-entendu : des centrales Luz) était que le coût de la technologie était trop élevé pour être concurrentiel sur le marché " [4]. Il n'y a donc pas eu de miracle Luz, et la filière cylindro-parabolique n'est pas encore une solution démontrée bien que, au moins dans les conditions exceptionnelles du marché californien de l'énergie, sa compétitivité puisse être considérée comme à portée de main [3].

C'est que, malgré un travail de mise au point industriel dont nous avons dit tout le sérieux, la formule technique utilisée reste plombée par une focalisation linéaire peu efficace. Bien que ses défauts soient largement atténués par l'excellente conception du tube récepteur, bien que la piètre qualité de la vapeur produite soit corrigée par l'utilisation d'un très bon groupe de forte puissance, la performance de l'installation en rendement solaire/électricité net annuel reste confinée à des niveaux modestes (8% pour SEGS V entre 1987 et 1997 [5] près de 14% attendus de SEGS VIII [3]). En effet, les pertes secondaires, dont il est rarement fait état, sont ici importantes. On peut soupçonner par exemple que les dépenses de pompage du fluide caloporteur dans l'immense réseau des lignes focales (qui doivent être parcourues avec de fortes pertes de charge pour compenser la faiblesse du coefficient d'échange convectif de l'huile) sont énormes et donc affectent le bilan d'une manière très négative. Et puis, il faut redire que les miroirs animés d'une seule rotation " travaillent " moins bien que les héliostats et que leur surface efficace moyenne est bien moins bonne.

En conclusion, on dira que ces centrales mettent en œuvre une formule technique à priori peu prometteuse mais dont la mise au point a été poussée très loin. Elles sont les seules à avoir produit massivement des kilowatts-heures solaires. Elles l'ont fait à un prix encore trop élevé bien qu'inférieur à celui des solutions solaires concurrentes. On verra que des progrès sont encore possibles et qu'on ne peut donc pas tirer de conclusion définitive de l'aventure.

Une formule prometteuse : celle des centrales à tour à sel fondu

Parmi les huit expériences de centrales à tour effectivement menées à bien, cinq ont fonctionné avec de l'eau-vapeur, une avec du sodium, et deux avec du sel fondu. On a vu que celles là sont considérées aujourd'hui comme les plus prometteuses bien que le concept Phoebus (centrale à air alimentée par une chaudière à aspiration) reste un compétiteur possible (bien qu'encore tout à fait théorique).

En effet, la centrale à tour à sel fondu semble cumuler beaucoup d'avantages. Son récepteur travaille à des températures proches de celles de la vapeur produite pour son cycle, ce qui limite ses pertes thermiques au strict nécessaire (ce qui n'est pas le cas de Phoebus équipée du seul cycle à vapeur). Dans le cas où c'est le Draw-salt qui est utilisé, les conditions de vapeur peuvent être du meilleur niveau (cas de Solar Two). Dans le cas où une porte isolante équipe le récepteur, la technique de " l'arrêt à chaud " peut être utilisée : elle consiste à laisser à l'arrêt les boucles (récepteur compris) pleines de sel quitte à combattre leur refroidissement par de courtes séances de pompage cycliques qui renouvellent leur contenu depuis le stockage froid. Dans ces conditions, la centrale est toujours prête à démarrer si le soleil apparaît, et ce sans la moindre préparation (cas de Thémis). C'est là un avantage particulièrement important qui autorise une exploitation à la fois performante et automatisée même en climat difficile (c'est à dire partout où les centrales solaires pourraient être implantées à l'exception des zones arides qui bénéficient, elles, d'un climat idéalement régulier).

On a dit que le stockage du sel chaud pouvait être assuré dans de bonnes conditions. On peut ajouter que, bien que limité en capacité

dans les expériences passées (une journée de soleil à Thémis, quelques heures à Solar Two), rien n'interdirait d'augmenter sa taille surtout si on utilisait un stockage à stratification. La géométrie de la tour permettrait d'y implanter sans problème un stockage de l'ordre de la semaine de soleil.

A toutes ces qualités, il faut ajouter qu'elles sont acquises sans que se posent de difficiles problèmes de matériaux qui sont le lot quasi obligatoire des filières à plus haute température. Ici, il faut porter son attention sur la corrosion des aciers par le sel, mais les expériences tant française qu'américaine montrent que ce problème, bien traité, permet d'obtenir une excellente longévité des matériels sans surcoût important.

Il faut toutefois remarquer que toutes ces qualités n'ont pas permis que les deux centrales construites et exploitées le soient avec un faible coût et une haute productivité. Leur fonctionnement a en particulier été perclus de pannes et d'erreurs d'exploitation qui sont le lot des réalisations expérimentales. Il n'a pas dépassé les trois ans dans les deux cas et n'a pas entraîné de travaux de modifications qui auraient permis de s'approcher d'une exploitation satisfaisante. Les expérimentateurs n'ont pas été en mesure de faire état de résultats, mais seulement de propositions de modifications et de projections des performances possibles. Il est évidemment dommage qu'il ne leur ait pas été donné la possibilité de parfaire leur outil et de pousser plus loin leur expertise. Mais cela n'empêche pas de prêter attention à leurs recommandations et de prendre au sérieux leurs projections.

Or celles-ci sont optimistes en ce sens qu'elles créditent la filière, pour des réalisations de grande taille, d'un rendement net annuel qui pourrait atteindre les 20%, à comparer aux 14% attendus de SEGS VIII. La centrale solaire à tour équipée pour le sel fondu devrait donc donner de meilleurs résultats que celle équipée de miroirs cylindro-paraboliques et parcourue par de l'huile de synthèse. Mais c'est là une projection et non un constat. De nouvelles réalisations seraient les bienvenues pour approfondir ce jugement qui, pour le moment relève encore de l'intuition.

Un domaine encore à défricher : celui de la filière parabolique

On a dit que le développement de cette filière était freiné par l'absence d'une industrie des moteurs Stirling. En effet, la logique même de cette voie est de construire de très nombreuses petites installations pour bénéficier de l'effet de série. Si ce bénéfice n'existe pas, la formule perd beaucoup de son intérêt.

Mais, d'autres incertitudes pèsent aussi qui ralentissent les progrès nécessaires. Elles concernent la doctrine d'emploi de ces machines. Elles sont intéressantes parce qu'elles sont de petite taille, identiques, et donc modulaires et industrialisables. Par contre elles sont incapables de stockage et peuvent d'ailleurs techniquement s'en passer (ce qui, on l'a vu, n'est pas le cas des grandes installations). La logique voudrait qu'elles trouvent leur meilleur terrain d'emploi dans les pays ensoleillés et disposant d'un réseau électrique interconnecté : elles devraient alors être installées d'une manière complètement dispersée pour ne pas se gêner les unes les autres (pas de masquage réciproque), le long du réseau électrique moyenne ou basse tension. Elles seraient ainsi raccordables dans les meilleures conditions et, équipées de générateurs asynchrones, aptes à alimenter le réseau à chaque séquence de présence du soleil. Il faudrait pour cela que leur fonctionnement soit entièrement automatique et leur fiabilité d'un niveau particulièrement élevé. C'est là un défi important qui n'est pas près d'être relevé. En attendant, les partisans de la formule préconisent plutôt l'installation de machines regroupées en véritables centrales électriques, avec appoint fossile (qui, techniquement, peut être apporté sans difficultés particulières) pour combattre l'absence de stockage. Leur terrain de prédilection est alors plutôt une région ensoleillée dépourvue de réseau interconnecté. Mais alors, cette technique conserve-t-elle un avantage par rapport aux alternatives ?

On ne sait pas répondre à cette question. Mais on peut tout de même avancer pour élément de réponse que leur rendement net annuel devrait se situer au coude à coude avec celui des grandes centrales à sel (soit autour de 20%). En effet, les projections des expérimentateurs le place légèrement au dessus pour des paraboles isolées et il sera fatalement dégradé par l'installation " en batterie " qui entraîne un masquage réciproque des miroirs.

Bien que la doctrine d'emploi des " paraboles Stirling " ne puisse encore être définie, et bien que leur coût, tant en investissement qu'en exploitation, ne puisse sérieusement être précisé, la filière mérite qu'on y consacre encore des efforts, du moins tant qu'il y aura des industriels intéressés à faire progresser cette technologie.

Perspectives de la recherche

Les trois filières gardent donc leur intérêt et méritent que du travail leur soit encore consacré.

La filière cylindro-parabolique est en partie en charge à la fois des propriétaires des anciennes centrales Luz et des Sandia Laboratories qui ont reçu pour mission de la puissance publique américaine d'aider les premiers dans leurs recherches de progrès. Mais d'autres instances (pour l'essentiel germano-espagnoles) et les anciens fournisseurs de Luz (Pilkolar et Solel en particulier), ne se privent pas d'élaborer des projets. Même basées sur la même technologie que l'existant, de nouvelles réalisations ne manqueraient pas de faire progresser la filière. On espère cependant que les uns ou les autres s'essayeront à la mise au point d'une chaudière linéaire à eau-vapeur. Cette voie difficile, abandonnée en 1991 comme nous l'avons vu, recèle en effet de nouvelles potentialités.

La filière à tour, variante à sel fondu, version américaine, pourrait recevoir une nouvelle impulsion puisqu'un très grand projet hispano-américain est à l'étude : Solar Tres. Il s'agirait d'une centrale à champ circulaire et chaudière cylindrique ouverte façon Solar Two, implantée aux environs de Cordoue (38° de latitude), et pourvue de 260000 m² d'héliostats (soit 24 fois Thémis ou 3 fois Solar Two). On espère que ce projet à financement multinational se réalisera et permettra de faire progresser l'expérience de ses auteurs.

Les spécialistes de la question ont pour le moment les yeux braqués sur les politiques, espagnols et européen en particulier, qui

prendront ou non la décision de financer cette nouvelle phase.

Quant à la filière parabolique, elle continue d'être travaillée des deux cotés de l'Atlantique. Mais en l'absence d'événement sur le front de l'industrialisation du Stirling, on a un peu l'impression que les expériences piétinent, amenant toujours aux mêmes commentaires prometteurs sur les perspectives de baisse des coûts, mais pour le moment un peu vains. On ne peut donc que souhaiter que les résultats obtenus des Stirling (rendement, fiabilité), en partie grâce aux expérimentations solaires de ces dernières années, continuent de progresser jusqu'à leur permettre de trouver une application rentable dans un secteur ou dans un autre. Là, de véritables perspectives d'avenir s'ouvriraient pour cette filière.

Conclusion

Les expériences de ces vingt dernières années ont donc permis de sérier les problèmes et d'identifier les voies de recherche à privilégier.

Il faut d'abord constater qu'une centrale solaire quelle qu'elle soit aura à déployer une importante surface de miroirs (on dit plus simplement surface de verre) par unité d'énergie produite, car la ressource elle-même est très dispersée. C'est là le fait central qui explique le coût à priori élevé des techniques à mettre en œuvre. Pour en tirer parti, il faut, avec beaucoup d'acharnement, rechercher les rendements maxima pour tous les éléments de la chaîne de transformation et trouver des solutions économiques au déploiement de surfaces importantes de miroirs.

On remarque que ce deuxième aspect des choses a été particulièrement bien traité par les concepteurs des centrales Luz tandis que leur choix de base ne favorisait pas le premier. C'est ainsi que les centrales existantes tournent avec un rendement net annuel de l'ordre de 8% (constaté sur plusieurs années) à 14% (projetés pour la dernière version de la technologie mise en œuvre dans SEGS VIII), ce qui revient à dire que, en Californie (zone aride du désert de Mojave), elles envoient sur le réseau 215-380kWh d'électricité par an pour chaque m² de verre mis en œuvre. Ce rendement est faible mais pourrait être poussé jusqu'à 18% d'après les partisans de la formule. Quand il leur sera donné l'occasion de démontrer cette potentialité, nul doute que cette voie sera proche d'un réel intérêt économique.

A l'opposé, les concepteurs de centrales à tour ont développé des techniques meilleures en rendement bien que, contrairement aux précédents, ils n'aient pas eu la possibilité de prouver ces performances sur la durée. Néanmoins on peut aujourd'hui créditer la filière d'un rendement net annuel pouvant atteindre 20%. Une centrale de ce type fournirait donc au réseau, en zone aride, 540 kWh/an/m² de verre (en climat méditerranéen français, cette production tomberait à 340 kWh/an/m²). La filière pourra donc concurrencer la précédente si son coût d'investissement (au m² de verre) et son coût d'exploitation ne sont pas beaucoup plus élevés que ceux de cette dernière. Il reste encore du travail pour en arriver là, mais rien n'interdit que, après un développement suffisamment poussé, cette filière apparaisse effectivement comme la meilleure.

Enfin, on a dit que la filière parabolique devrait présenter des performances équivalentes si les paraboles devaient être exploitées groupées, et donc partiellement masquées, ce qui est la seule solution envisageable actuellement. Son éventuel succès dépend donc là encore des coûts qu'il sera possible d'atteindre tant en investissement qu'en exploitation.

Quoi qu'il en soit, toutes ces filières se tiennent dans un mouchoir de poche quant à leur productibilité au mètre carré de terrain occupé : on peut escompter une production annuelle d'environ 70 kWh/m² en climat français, ou 110 kWh/m² en zone aride. Ce chiffre donne la mesure de la gêne que pourrait occasionner le développement massif du recours à la production d'électricité solaire.

La filière thermodynamique solaire est donc bien cernée aujourd'hui quant à ses possibilités techniques, mais beaucoup moins quant à ses performances économiques potentielles (dont on peut seulement dire qu'elles ont peu de chance d'être brillantes). Dans ces conditions, seul un effort de recherche public est susceptible d'être mené à bien et il est clair que l'aventure de Luz ne se reproduira pas. La parole est donc aux politiques : c'est à eux d'engager les fonds nécessaires, parce qu'aucune rentabilité ne peut en être espérée à court terme. Et c'est à eux de mobiliser les forces techniques capables de faire mûrir le sujet : soit au sein des services publics compétents, soit en mobilisant les secteurs industriels concernés.

En conclusion, remarquons qu'il n'est pas anormal que le débat " citoyen " soit actif sur ce sujet. On espère que le présent exposé aidera à ce qu'il soit débarrassé des naïvetés et à-priori idéologiques qui le rendent trop souvent confus.

Bibliographie

[1] " Centrale expérimentale Thémis. Résultats et projections " B. Bonduelle, B. Rivoire, 1987

[2] " Centrale à sel ou centrale à air ? L'expérience française " B. Bonduelle, B. Rivoire, 1991

[3] " Les centrales solaires LUZ " F. Pharabod, C. Philibert, Comité d'action pour le solaire, 1991.

[4] " Solar energy concentrating systems. Applications and technologies " W. Meinecke, DLR (Germany), M. Bohn NREL (USA), 1994.

[5] Compte rendu du " 9th SolarPACES International Symposium " tenu à Font-Romeu, 1998.

[6] " Review : Status of Markets for Solar Thermal Power Systems " W.P. Teagan, 2001.