

Sophia Antipolis Energie Développement : un nouveau type de Centrales Solaires Thermodynamiques

La société Sophia Antipolis Energie Développement (SAED) a été créée, en janvier 2008, pour exploiter les applications de l'énergie solaire thermique à basse température (inférieure à 150°C), ou *Low Temperature Solar (LTS)*. Une technologie propriétaire lui permet de baisser de façon très substantielle le coût de production de chaleur solaire à basse température et d'envisager ainsi la fabrication d'unités de puissance industrielle. Cette énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des conditions compétitives par rapport aux autres sources d'électricité solaire, avec des avantages spécifiques qui devraient lui permettre de conquérir, à l'avenir, une partie du marché des centrales électriques solaires. Cette énergie thermique peut aussi être mise à profit pour économiser des combustibles fossiles, dans des conditions économiques rentables (au regard des prix actuels du pétrole).

par **Michel WOHRER***

LE SOLAIRE THERMIQUE BASSE TEMPÉRATURE
« SAED » : UNE NOUVELLE APPROCHE D'UNE
SCIENCE ANCIENNE

La société Sophia Antipolis Energie Développement (SAED) a été créée, à l'origine (en janvier 2008), par Michel Wohrer et Pierre Laffitte pour exploiter une voie que des travaux de recherche menés en 2007 avaient signalée comme prometteuse : l'utilisation de capteurs solaires thermiques sans concentration

pour produire de la chaleur industrielle ou de l'électricité, au travers d'un cycle thermodynamique adapté (cycle organique de Rankine). On utilise parfois l'expression *Low Temperature Solar* (ou son abréviation, *LTS*) pour caractériser ce domaine de l'énergie solaire. Dès la fin des années 1970, après le second choc pétrolier, l'énergie solaire a fait l'objet de travaux de recherche très complets et très approfondis ; c'est de cette

* Président de Sophia Antipolis Energie Développement SAS.

	Technologie	Température de travail atteinte (°C)
sans « tracking »	Mare solaire	40-60
	Panneau plat	60-80
	Tubes à vide	150
avec « tracking »	Tubes à vide avec réflecteur parabolique fixe	200
	Réflecteur Fresnel linéaire	250
	Miroirs cylindro-paraboliques	400
	Receveurs centraux à tour	1 000
	Miroirs paraboliques à foyer central	1 500

Tableau 1.

époque que date la quasi-totalité des technologies qui sont mises en œuvre aujourd'hui.

On distingue, classiquement :

- les technologies photovoltaïques, qui exploitent directement l'énergie des photons et leur capacité à provoquer, dans certains milieux, une différence de potentiel utilisable pour générer un courant électrique ;
- les technologies thermiques, qui utilisent la chaleur résultant de l'action de la lumière sur une surface absorbante.

Ces deux technologies peuvent être assorties d'un dispositif de concentration de la lumière solaire, obtenue à l'aide de systèmes optiques, tels que des miroirs ou des lentilles.

Dans le domaine thermique, les technologies de capteurs sont classées depuis longtemps selon les températures qu'elles permettent d'atteindre (voir le tableau 1) :

SAED a travaillé plus particulièrement sur les tubes à vide (*evacuated tubes*), une technologie aujourd'hui très au point et ayant atteint une certaine maturité, du point de vue industriel, mais dont les utilisations actuelles sont loin d'en avoir exploité tout le potentiel. Ces tubes à vide (voir la figure 1) sont constitués de deux tubes concentriques en verre :

- le tube extérieur est transparent, il permet le passage de la lumière solaire vers le tube intérieur ;

- le tube intérieur est recouvert, sur sa surface extérieure, d'une couche absorbante sélective, qui capte la lumière et la transforme en chaleur ;

- entre les deux tubes, le vide – comme dans un thermos (ou tube de Dewar) – supprime presque totalement la conduction vers le milieu ambiant, ce qui limite la déperdition de chaleur.

En 1985, dans un livre qui a fait autorité (1), Ari Rabl, du Centre Energétique de Princeton, écrivait, à leur sujet : « *Evacuated tubes are excellent for operating temperatures up to the 120-150°C range [...]. Evacuated tubular collectors have great potential for cost reduction through mass production, but the investment required to build efficient production facilities is too large to be justified by present demand.* »**

Mais tel n'est plus le cas aujourd'hui, où le volume de production est élevé (plusieurs dizaines de millions de tubes par an), le marché est très développé en ce qui concerne les usages domestiques (notamment en Chine qui représente plus de 70 % des débouchés) et les prix de revient ont considérablement baissé, grâce à

(1) *Active Solar Collectors and Their Applications*. Ari Rabl, Oxford University Press, 1985.

** « Les tubes à vide fonctionnent très bien avec des températures d'utilisation s'élevant jusqu'à 120-150°C [...]. Le coût des collecteurs solaires à tubes à vide aurait pu être considérablement réduit grâce à leur production en masse, mais l'investissement nécessaire à la construction d'usines de production efficaces est trop important pour que la demande actuelle le justifie. »

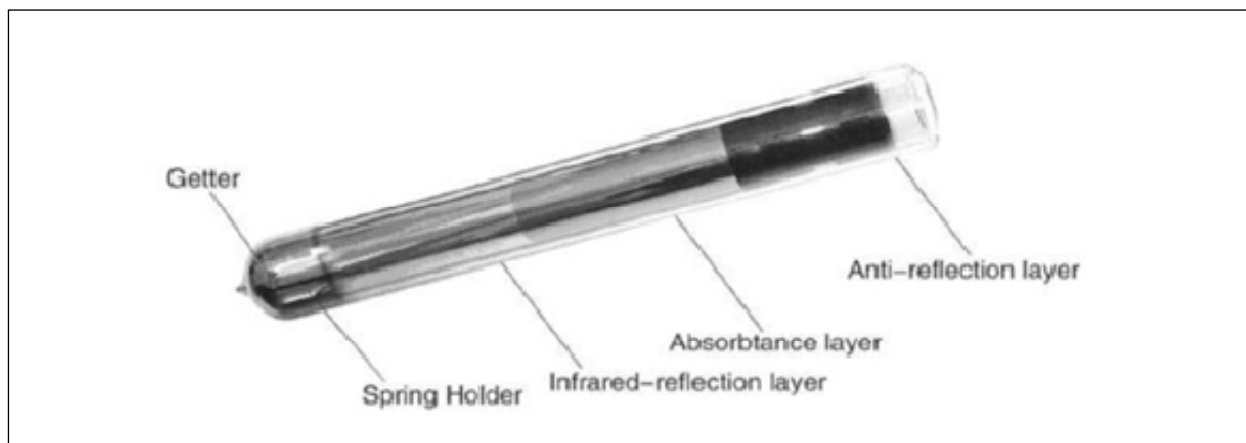


Figure 1 : Tube solaire thermique à vide.

une industrialisation parvenue à un stade avancé de maturité.

La question que les ingénieurs du projet Sophia Antipolis Energie Développement ont cherché à résoudre est la suivante : dès lors que les tubes à vide sont devenus une source à faible coût de chaleur solaire pour des températures de l'ordre de 120-150°C, est-on en mesure de concevoir leur utilisation à l'échelle industrielle, c'est-à-dire au travers de champs de capteurs de grandes dimensions (plusieurs milliers de m²) ?

Aujourd'hui, les tubes à vide sont utilisés dans des assemblages d'une à plusieurs dizaines de tubes, réunis afin de constituer des systèmes de chauffage d'eau chaude sanitaire (tels que celui représenté à la figure 2).

Dans ces assemblages, la chaleur collectée par les tubes à vide est acheminée vers son utilisation grâce à différents systèmes de transfert thermique :

- la circulation du fluide caloporteur dans le tube intérieur du tube à vide lui-même (c'est le cas de la majorité des chauffe-eau solaires déployés en Chine, par exemple) ;
- la circulation du fluide caloporteur dans des circuits étanches situés à l'intérieur du tube intérieur, lequel réchauffe par contact lesdits circuits ;
- enfin, des caloducs (2) qui transfèrent l'énergie thermique depuis l'intérieur des tubes vers le caloporteur situé en tête.

Une première réponse à la question de l'utilisation de ces capteurs à l'échelle industrielle ne pourrait-elle pas être d'associer ensemble un grand nombre d'assemblages destinés à un usage grand public ?

Les tests auxquels SAED a procédé, à l'été 2008, semblent montrer que cette option ne saurait être retenue au-delà de quelques centaines de m² de surface de captation :

- les pertes de charge sont trop importantes ;
- le rendement des capteurs baisse au-delà de ce que prévoient les modèles, pour des températures supérieures à 100°C ;
- enfin, le coût est trop élevé pour en faire une source de chaleur industrielle.

Aussi, les développements auxquels la société s'est consacrée depuis sa création ont-ils porté essentiellement sur l'assemblage de tubes à vide en très grand nombre (plusieurs milliers), d'une manière qui permette le déploiement d'un très grand nombre de tubes pour une seule utilisation. Il apparaissait que cette « industrialisation » du champ de capteurs était la condition *sine qua non* du développement du solaire basse température.

(2) Caloduc : un caloduc est un tube scellé renfermant un fluide diphasique ; quand une portion du tube est chauffée, le fluide s'évapore et se condense dans la partie froide, transférant la chaleur avec une grande efficacité en raison de la chaleur latente de condensation ; le caloduc est incliné ou équipé d'une mèche de reflux de telle sorte que le liquide reflue vers la partie chaude pour répéter son cycle ; un caloduc peut être conçu pour ne fonctionner que dans un sens (évitant ainsi le reflux de chaleur quand l'irradiation solaire est insuffisante) et qu'en dessous d'une température maximale (favorisant alors la sécurité des circuits caloporteurs).



Figure 2 : Assemblage de tubes solaires à usage domestique.

Les solutions relevaient principalement du domaine des échanges thermiques. Elles ont été recherchées (et trouvées) conjointement avec les équipes du Centre de Recherches de Grenoble du Commissariat à l'Energie Atomique spécialisées dans le domaine thermique ; elles ont été protégées par des brevets déposés en commun avec le CEA.

Cet article n'a pas pour objet de rendre publiques ces solutions, ni les éléments de savoir-faire développés par les équipes pendant ces travaux. Il faut retenir que ces solutions sont :

- efficaces, du point de vue des échanges thermiques et du rendement des capteurs ;
- d'un faible coût, du point de vue des matériaux employés ;
- d'un coût modique, pour ce qui concerne l'investissement initial ;
- enfin, d'un faible coût de maintenance durant la totalité de la vie du champ de capteurs.

Concrètement, le coût d'investissement par m² de surface de captation solaire thermique complète (section d'un absorbeur exposée à la lumière), y compris dans les circuits caloporteurs vers l'utilisation finale de la chaleur, a été drastiquement abaissé.

Le fluide caloporteur primaire est de l'eau (le seul fluide à circuler dans le champ de capteurs).

La mise au point d'une chaleur solaire « industrielle » LTS à très bas coût est de nature à constituer une innovation importante dans les domaines de l'électricité solaire et de la substitution de sources d'énergie renouvelables à des combustibles fossiles.

LE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE BASSE TEMPÉRATURE : UNE NOUVELLE FORME D'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE

Il est commun de lire dans les ouvrages sur l'énergie solaire que l'électricité solaire peut être produite soit par voie photovoltaïque, soit par « concentration des rayons du soleil afin d'atteindre des températures assez élevées pour actionner une turbine à vapeur ». Il est dès lors naturel, pour le lecteur, de considérer qu'outre le photovoltaïque, seul le solaire à concentration (ou CSP, pour *Concentrated Solar Power*) serait capable de produire de l'électricité.

Or, il s'agit là d'un raccourci intellectuel qui résulte de la combinaison de deux considérations :

- la première est le fait que les turbines à vapeur d'eau des centrales classiques fonctionnent à des températures de quelques centaines de degrés ;
- la seconde est le fait que le rendement d'un cycle thermodynamique étant limité par le ratio de Carnot $(T_c - T_f)/T_c$ (où T_c et T_f représentent les températures absolues des sources chaude et froide), l'on cherche à augmenter la température de la source chaude, si l'on veut améliorer le rendement thermodynamique ;

Ces deux considérations méritent d'être approfondies. Tout d'abord, il est tout à fait possible de produire de l'électricité à partir d'eau surchauffée à des températures « basses », comprises entre 100°C et 150°C. Une telle eau est une source de chaleur communément disponible en géothermie et depuis plusieurs décennies, les géo-thermiciens l'ont utilisée pour produire de l'électricité, au travers de cycles thermodynamiques adaptés aux basses températures : les Cycles Organiques de Rankine (ORC).

Essentiellement, il s'agit du même type de cycle que celui mis en œuvre dans les centrales classiques à vapeur, mais avec un fluide de travail qui est un produit organique à basse température d'évaporation (par exemple : du butane ou du propane).

Une centrale à cycle ORC (voir la figure 3) est constituée d'un évaporateur dans lequel le caloporteur pri-

maire fournit son énergie au fluide thermodynamique organique à faible température d'ébullition, qui s'évapore et anime un groupe turbo-alternateur qui produit l'énergie électrique, une dépression étant assurée à l'aval de la turbine par la condensation du fluide organique dans un condenseur maintenu à basse température par une source de refroidissement. Le fluide thermodynamique organique est ensuite pompé à nouveau vers l'évaporateur, recommençant ainsi un nouveau cycle.

Reste le problème du rendement thermodynamique : les rendements des cycles ORC à basse température (120-130°C) sont de l'ordre de 11 à 12 % : ce pourcentage est à comparer avec les rendements des cycles à vapeur d'eau, qui sont typiquement de l'ordre de 35 %, soit d'un niveau trois fois plus élevé.

La question que l'on doit dès lors examiner – et celle que se sont posée les fondateurs de SAED lors de la création de la société – est de savoir si la diminution drastique du coût de la ressource thermique solaire (dont il a été question au point précédent) compense économiquement le faible rendement de ce cycle, lié à sa basse température de fonctionnement.

Nous verrons plus loin que tel est bien le cas et qu'au prix d'une consommation de surface au sol plus élevée, le prix économique du kWh électrique produit par des centrales thermodynamiques basse température est concurrentiel, par rapport à celui du solaire à concentration.

Une centrale solaire électrique basse température SAED, comme toute centrale thermodynamique, peut être équipée d'un stockage de chaleur, qui constituera la réserve d'énergie permettant de dé-corréler dans le temps la captation d'énergie solaire de son utilisation pour produire de l'électricité.

Le schéma de fonctionnement sera le suivant (voir la figure 4).

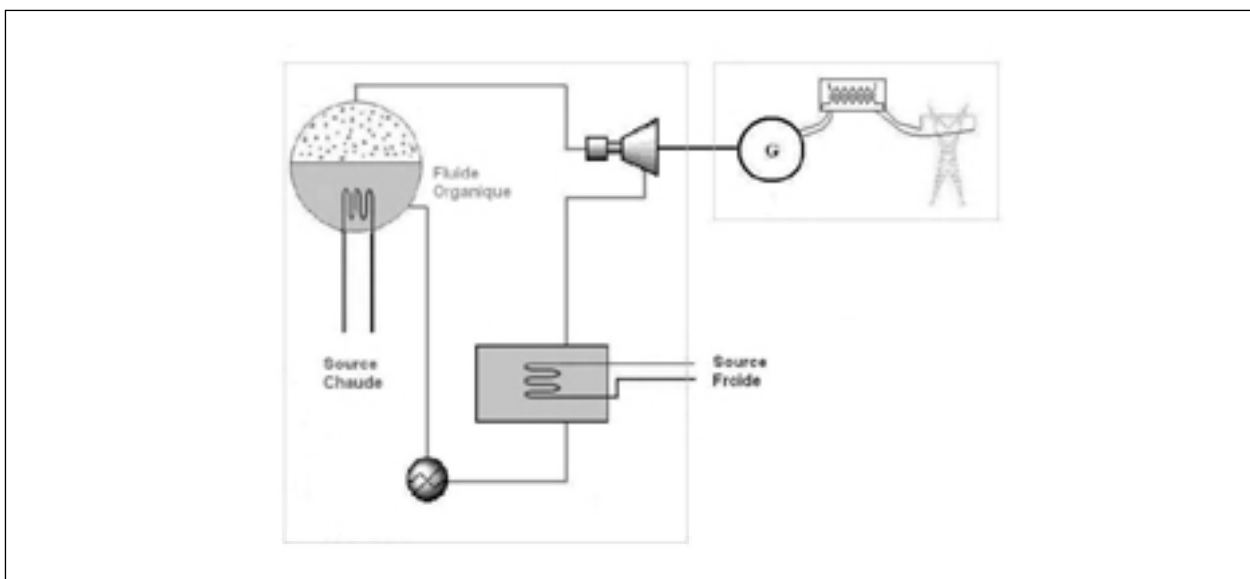


Figure 3 : Schéma simplifié d'un Cycle Organique de Rankine.

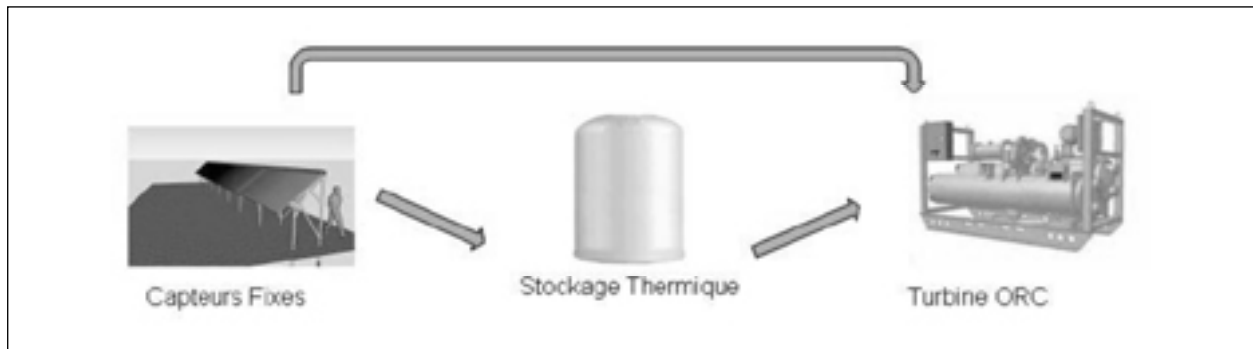


Figure 4 : Schéma d'une Centrale Thermodynamique Solaire Basse Température.

Le stockage thermique d'une unité SAED peut prendre deux formes :

- il peut être en « chaleur sensible », c'est-à-dire être constitué de réserves d'eau chaude à une température supérieure ou égale à celle utilisée dans le cycle thermodynamique ;
- il peut être en « chaleur latente », c'est-à-dire être constitué d'un matériau à changement de phase, dont la température de fusion-solidification correspond à la température utilisée dans le cycle thermodynamique. L'avantage du stockage thermique par chaleur latente est double :

- d'une part, il permet de limiter les volumes des stockages : la chaleur latente permet d'emmagasiner de six à huit fois plus d'énergie thermique que la chaleur sensible dans un même volume, d'où des conteneurs de stockage moins coûteux ;
- d'autre part – et c'est l'avantage le plus important –, il conduit à une stabilisation de la température de fonctionnement pendant les phases de stockage (ou de déstockage) d'énergie (en effet, pendant la fusion d'un matériau ou pendant sa solidification, sa température reste constante) : cette stabilisation améliore les rendements de fonctionnement tant de la turbine que des capteurs solaires.

Dans tous les cas d'Usine Thermodynamique Solaire on peut, en principe, dimensionner séparément les trois éléments de base qui constituent l'usine :

Champ de Capteurs

Stockage d'énergie

Ainsi, pour un lieu géographique choisi, un même champ de capteurs solaires, qui recueillera une certaine quantité de chaleur, pourra être utilisé de différentes façons, selon la stratégie que retient le producteur.

A titre d'illustration, ce champ pourra, par exemple :

- avec un « faible » stockage d'énergie, alimenter une « grosse » turbine qui ne produira que lorsque le champ fournira lui-même fortement, sous l'effet du rayonnement solaire,
- ou avec un « gros » stockage d'énergie, alimenter une « grosse » turbine qui produira en décalé, pour couvrir les périodes de pointe,
- ou encore, avec un « gros » stockage d'énergie, alimenter une « petite » turbine qui produira de manière quasi continue, proche d'une production en base, etc.

Turbine

Aussi les paramètres économiques au moyen desquels l'on caractérise une unité solaire thermodynamique ne sont-ils pas les mêmes que ceux auxquels nous sommes habitués la filière photovoltaïque : la quantité d'énergie produite tout au long de l'année par une unité thermodynamique est déterminée en très grande partie par la surface de captation solaire, et pas par la puissance de la turbine : celle-ci détermine principalement le rythme auquel cette énergie sera extériorisée.

La conséquence en est que le chiffre classiquement utilisé en photovoltaïque pour caractériser le coût de l'installation, qu'est l'investissement par W ou par kW électrique, n'est pas pertinent, dans ce cas, puisque la puissance peut être choisie quasi librement.

Le chiffre qui caractérise le mieux une unité thermodynamique en un lieu géographique donné, qui soit également susceptible de permettre une comparaison avec d'autres filières de production d'électricité solaire, est « l'investissement nécessaire pour produire chaque année un kWh électrique ». C'est une grandeur concrète : c'est la valeur-clé que SAED s'attache à rendre la plus faible possible dans ses développements techniques.

L'objectif des premières usines de série de SAED (2011-2012) sera celui de moins de 2€ d'investissement total pour produire 1kWh électrique par an, dans les régions méditerranéennes.

On peut alors en déduire le coût économique du kWh électrique, qui correspond à la somme :

- du coût d'investissement, calculé à partir de la grandeur précédente sur la base d'hypothèses de rythme d'amortissement et de taux d'actualisation,
- et du coût d'exploitation et de maintenance de la centrale ramené au kWh d'électricité produite.

LA PLACE DU SOLAIRE THERMODYNAMIQUE BASSE TEMPÉRATURE SAED PARMIS LES AUTRES SOURCES D'ÉLECTRICITÉ, DANS LE CADRE DU PLAN SOLAIRE MÉDITERRANÉEN

La technologie Thermodynamique Basse Température développée par SAED présente plusieurs avantages essentiels, qui la rendent unique parmi les différents moyens de production d'électricité solaire :

	Photovoltaïque	Thermodynamique Cylindro-parabolique « CSP »	Thermodynamique Basse Température « SAED »
Puissance typique	10 kW à 20 MW	> 50 MW	1 à 10 MW
Stockage d'énergie	Oui, mais coûteux et avec un fort impact sur l'environnement	Oui, mais coûteux	Oui
Nombre d'heures utiles	1 510	3 000 à 4 000	2 000 à 5 000
Gisement solaire exploité	Irradiation globale	Irradiation directe	Irradiation globale
kWh électrique/m ² captation/an	220	340	120
Rapport surface terrain/surface captation	4 x	4 x	4 x
Investissement pour 1 kWh électrique produit annuellement	2 €	1,7 €	1,8 €
Frais de fonctionnement et maintenance par kWh électrique	0,02 €	0,06 €	0,03 €

Tableau 2.

- une technologie simple et peu coûteuse : il n'y a pas de concentration, ni de pièces mobiles ;
- la taille de centrale moyenne, de 1 à 10 MW : il s'agit là d'une taille qui correspond aux besoins de collectivités comptant quelques milliers de personnes, et qui permet une proximité des utilisateurs sans nécessiter de modifications majeures des infrastructures de distribution et de transport ;
- la basse température et la basse pression permettent d'utiliser des matériaux (tubes, échangeurs, pompes, réservoirs) usuels bien maîtrisés par les tuyauteurs industriels dans tous les pays du monde, et en particulier dans les pays du pourtour méditerranéen ;
- leur maintenance réduite : le champ de capteurs, qui est purement passif, ne comporte aucune pièce d'usure ; les assemblages sont conçus de façon à ce que le remplacement des tubes éventuellement accidentés puisse être opéré sans interrompre la production ;
- leur capacité de stockage : la basse température (moins de 150°C) permet un stockage de chaleur, sensible ou latent, dans des conditions beaucoup plus aisées que dans le cas de températures plus élevées, donc dans des conditions économiques favorables ;
- l'exploitation du rayonnement solaire total : le rayonnement solaire est la somme du rayonnement direct (celui qui provient de la direction du soleil) et du rayonnement diffus (qui est diffusé par l'atmosphère et les particules en suspension) ; le rayonnement diffus représente une proportion d'autant plus importante que l'on se trouve dans une région humide, côtière,

brumeuse ou polluée ; les collectivités humaines se situent généralement dans ce type de région ;

- une possibilité d'hybridation, pour permettre à l'usine d'assurer une continuité de sa fourniture d'électricité. Sous les réserves habituelles qui s'imposent lorsque l'on compare entre elles des technologies très différentes, le tableau 2 récapitule les principales données relatives à trois dispositifs de production d'électricité solaire, que l'on aurait implantés dans la même région du Sud de l'Espagne (3) :

Nous pensons que les caractéristiques relatives des différentes technologies les rendent plus complémentaires que concurrentes sur le marché de l'électricité solaire, et qu'elles devraient trouver leur place sur différents segments de ce marché, dont nous avons la vision suivante :

Le **photovoltaïque** bénéficie d'une simplicité de mise en œuvre et d'exploitation, et il peut être intégré aisément au bâti. En revanche, son problème essentiel est constitué par l'intermittence de sa production, qui n'est pas toujours bien acceptée par les réseaux électriques.

Les solutions usuellement évoquées pour traiter le problème de l'intermittence photovoltaïque sont :

- l'usage « intelligent » de l'énergie électrique, visant à concentrer l'utilisation lors des périodes de production ; c'est une des pistes ouvertes dans le cadre de ce que l'on appelle *demand response* et *smart grids* (« réseaux électriques intelligents ») ; c'est en grande partie au niveau du producteur-utilisateur individuel que la régulation principale est attendue ;
- le stockage d'énergie dans des batteries de voitures électriques, lorsque celles-ci se seront développées largement ; ce stockage ne peut être envisagé raisonnablement qu'au niveau de l'utilisateur individuel.

Tous ces éléments plaident pour que le photovoltaïque soit une solution de production électrique très largement répartie, se déployant au niveau du logement

(3) Trois grandeurs globales permettent d'apprécier l'irradiation solaire reçue en un lieu donné :

- l'irradiation globale horizontale (énergie reçue par unité de surface horizontale), dans la région retenue 1 920 kWh/m²/an ;
- l'irradiation directe horizontale (la précédente moins l'irradiation diffuse reçue), dans la région retenue 1 420 kWh/m²/an ;
- l'irradiation directe normale (énergie directe reçue par une unité de surface maintenue perpendiculairement à la direction du soleil pendant sa course), dans la région retenue 2 200 kWh/m²/an.

individuel ou du petit habitat collectif, pour des puissances de quelques kW.

Le **Thermodynamique Solaire à Concentration CSP**, à l'inverse, est particulièrement adapté à des installations de très grande puissance, situées dans des zones à fort rayonnement solaire direct – idéalement, dans des déserts et à plus de 25 km d'une côte –, reliées aux réseaux utilisateurs par des infrastructures de transport mises en place lors de leur construction.

Il s'agit là d'une logique de production centralisée, qui tire néanmoins parti de ce que la répartition du gisement solaire adéquat sur notre planète est large et bénéficie à de nombreux pays en développement, qui pourront ainsi attendre de ces installations des retombées positives en matière de croissance économique.

Entre le Photovoltaïque – destiné au logement individuel ou au petit habitat collectif – et le CSP – destiné à des centrales de grande puissance dans les déserts – il existe un marché pour des unités de production électrique répartie de puissance moyenne, proches des utilisateurs et capables de stocker aisément l'énergie : le **Thermodynamique Solaire Basse Température SAED**.

Ce type de centrale sera particulièrement bien adapté aux collectivités isolées dans les zones côtières ou insulaires du pourtour méditerranéen, du Moyen-Orient et de toute la ceinture subtropicale, où, la différence saisonnière été-hiver étant peu marquée, un stockage thermique et une hybridation de secours permettront d'assurer l'intégralité de la fourniture électrique de la collectivité concernée.

LES UTILISATIONS PUREMENT THERMIQUES DE LA TECHNOLOGIE SAED : UNE NOUVELLE FORME D'ÉCONOMIE DES COMBUSTIBLES FOSSILES

Comme nous l'avons précisé plus haut, la base de la technologie SAED est la production d'eau surchauffée solaire industrielle à très bas coût. On peut évidemment utiliser cette chaleur (100 à 150°C) directement, sans transformation chaleur/travail, et donc sans subir les rendements thermodynamiques limités qui résultent de la basse température.

Cette technologie peut notamment se substituer partiellement à la consommation de combustibles fossiles dans les processus qui en utilisent la chaleur de combustion.

Chaque utilisation mériterait des développements analogues à ceux qui figurent ci-dessus. Ce n'est pas l'objet de cet article. Tout au plus, pourrait-on, parmi les utilisations les plus prometteuses pour lesquelles un réel besoin existe dans les zones méditerranéennes, moyennes-orientales ou subtropicales, adaptées à l'exploitation de la technologie SAED, en citer deux :

- le **dessalement d'eau de mer** : la voie thermique de dessalement, dominante avant le premier choc pétrolier, a été supplantée par les méthodes d'osmose inverse, qui consomment globalement moins d'énergie (énergie qui doit être mécanique ou électrique), mais s'avèrent plus exigeantes en termes de maintenance et d'entretien ; la baisse massive du coût de l'énergie thermique solaire, telle que celle permise par la technologie SAED, devrait remettre en selle la voie thermique du dessalement, par ailleurs mieux adaptée aux pays en développement, en raison de sa simplicité technique ;

- la **climatisation ou la réfrigération thermique** : cette technologie bien connue, depuis plusieurs décennies, consiste à produire du froid par un phénomène endothermique (par exemple, une réaction d'absorption), puis à régénérer le réacteur par de la chaleur à bas coût ; initialement conçue pour fonctionner à partir de chaleur perdue, cette technologie, assortie à une source de chaleur solaire à très faible coût, telle que celle de SAED, permettra de fournir de la climatisation en site isolé ; la concomitance entre l'irradiance solaire et le besoin de climatisation, ainsi que la capacité de stockage thermique (du chaud ou du froid, selon le coût) permettront de limiter le besoin d'hybrider les unités pour assurer un service permanent.

En conclusion, le solaire thermique basse température, bien connu depuis les années 1970, est en passe de retrouver une nouvelle jeunesse, avec des technologies, telles que celle développée par SAED, permettant d'en faire une source d'eau surchauffée industrielle à très bas coût.