



L'Energie Solaire : PV & Concentré

1. Le gisement solaire

Le soleil envoie dans l'espace une énergie qui est au niveau de la terre de l'ordre de 1300 W/m^2 . Une fois l'atmosphère traversée¹, la terre reçoit au niveau du sol à la verticale à midi, dans le cas idéal d'un temps clair et sec, de l'ordre de 1000 W/m^2 .

Au niveau mondial, compte-tenu de l'ensoleillement réel, l'énergie solaire reçue au sol en moyenne annuelle se monte à environ $75\,000 \text{ GTep}^2$ ou $0,9$ milliards de TWh^3 . Cette énergie représente **6000 fois** la consommation mondiale annuelle actuelle d'énergie ($12,5 \text{ GTep}$).

Au niveau local, l'énergie annuelle reçue sur un plan horizontal va de 500 kWh/m^2 à la latitude de la Suède à $2\,500 \text{ kWh/m}^2$ à la latitude des tropiques, en passant par un ensoleillement moyen en France de $1\,300 \text{ kWh/m}^2$ (puissance équivalente : 150 W/m^2). Cette énergie reçue n'a également pas du tout la même composition -entre rayonnement solaire direct et rayonnement solaire diffus- selon les latitudes: c'est respectivement de l'ordre de 25%-75% en Suède, de 50%-50% en France, et de 75%-25% sous les tropiques.

L'enjeu d'une exploitation directe plus massive de ce gisement solaire apparaît encore plus clairement quand on compare les potentialités théoriques brutes des énergies nouvelles plus conventionnelles, elles-mêmes indirectement d'origine solaire, à cette ressource brute ($75\,000 \text{ GTep}$) :

	Potentialités mondiales	Part ressource solaire
Hydraulique	5 GTep	0,0001
Biomasse	100 GTep	0,001
Eolien	1 500 GTep	0,02

Pour la France, le potentiel solaire annuel se monte en moyenne à $700\,000 \text{ TWh}$ ($1\,300 \text{ kWh/m}^2 \times 550\,000 \text{ Mm}^2$) ou 60 GTep , ce qui représente plus de 200 fois la consommation nationale en énergie primaire en 2007 (275 MTep) ou plus de 1000 fois la consommation nationale d'électricité (550 TWh). Bien sûr, on ne peut imaginer d'équiper en capteurs solaires qu'une partie du territoire et il faut tenir compte des rendements de conversion, qui vont actuellement selon les besoins à assurer de 10-15% (panneau PV) à 40% (chauffe-eau solaire). Toutefois, l'équipement de 1% de la superficie totale, soit la surface actuelle du bâti ($5\,500 \text{ Mm}^2$), suffirait déjà à couvrir tous nos besoins actuels d'électricité (550 TWh).

¹ L'atmosphère en réfléchit et en absorbe une partie.

² Tep : contenu énergétique d'une tonne de pétrole.

³ $1 \text{ GTep} = 11\,630 \text{ TWh}$

2. Les techniques solaires de production d'énergie

Le rayonnement solaire peut être converti directement en une autre énergie, soit en chaleur (procédés thermodynamiques et thermochimiques), soit en électricité (procédés photovoltaïques), ou soit en énergie chimique, typiquement de l'hydrogène (dissociation de l'eau par photocatalyse ou via une photosynthèse biomimétique) ou plus généralement des combustibles de synthèse, mais cette dernière option est encore très prospective.

On pourrait tout à fait inclure dans les techniques solaires toute production de biomasse n'entrant pas en compétition avec l'agriculture et les productions naturelles (ex: forêts) et représentant donc une véritable récupération additionnelle de l'énergie solaire.

Les recherches en cours portant sur des cultures industrielles de microalgues vont tout à fait dans ce sens. Cependant, la valorisation énergétique ne sera sans doute qu'une composante de l'économie d'ensemble de ces technologies car le rendement solaire sera à terme au mieux de 5 à 10% (autres composantes : séquestration CO₂, molécules organiques élaborées).

Pour les procédés classiques, thermiques et électriques, on distingue :

- ▀ les techniques solaires sans concentration du rayonnement, conçues avant tout pour doter les bâtiments, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, de sources d'énergies intégrées (toitures, façades), via des capteurs plans fixes (chauffe-eau solaire, réfrigération solaire, panneau PV). Les mêmes panneaux PV sont en général également utilisés pour la génération de puissance dans des fermes photovoltaïques, éventuellement dotés d'un dispositif de suivi du soleil : ils sont alors en compétition avec le PV concentré, qui lui est dédié spécifiquement à la génération de puissance.
- ▀ les techniques solaires avec concentration du rayonnement, via des réflecteurs de formes diverses et mobiles (suivi du soleil), destinées à la génération de puissance électrique (fermes photovoltaïques) ou thermique (chaleur HT utilisée par des centrales solaires spécifiques, thermodynamiques ou thermochimiques, ou valorisée dans des procédés industriels).

Parmi toutes les applications possibles, une seule d'entre-elles, les systèmes de chauffe-eau et chauffage solaires de l'habitat, peut être considérée comme mature. Le rendement des systèmes récents est de l'ordre de 40%.

Toutes les autres applications à rendements solaires théoriques élevés, le PV non concentré et le solaire concentré, sont à des degrés divers de développement scientifique et technologique. Le PV non concentré est le seul à déjà bénéficier d'un marché en plein essor (+ 40% par an en moyenne), mais cet essor est encore largement tributaire de tarifs de rachats d'électricité subventionnés⁴.

En tout état de cause, les solutions PV directes commercialisées sont encore très loin des potentialités théoriques en rendement et en coûts. D'une part, les matériaux mis en œuvre actuellement ne sont pas du tout encore au niveau de leurs performances en laboratoire et à plus long terme, 2020-2050, l'ingénierie photonique devrait permettre de dépasser largement les limites intrinsèques de rendement de ces matériaux, dues au domaine d'absorption solaire très spécifique de chacun d'eux, en faisant en sorte d'exploiter la totalité du spectre solaire. D'autre part, s'agissant d'un marché encore très jeune, il y a encore d'importantes économies d'échelle en perspective.

Le PV concentré se caractérise par la combinaison d'une cellule à très haut rendement (25-30% avec les cellules tri-jonction AsGa) et d'un dispositif intégrant « suivi du soleil » et « concentration solaire » (typiquement 500 soleils), ce qui permet tout à la fois de valoriser pleinement l'énergie solaire concentrée et de réduire au maximum la ponction sur les matières premières (partie active de la cellule PV). Il s'agit d'installations complexes dont le coût unitaire est élevé, et dont l'économie suppose donc un niveau de concentration élevé.

⁴ En France, le tarif de rachat, garanti pendant 20 ans, se monte actuellement à 32,823 c€ en base, à 45,000 c€ en cas d'intégration simplifiée au bâti (ex : bâtiment agricole) et à 60,176 c€ en cas d'intégration complète au bâti.

Les centrales solaires thermodynamiques utilisent un fluide caloporteur (eau, huile, sels, ...) pour transférer à un générateur d'électricité (turbines conventionnelles à vapeur ou moteurs Stirling) la chaleur HT récoltée. L'hybridation avec une énergie fossile d'appoint (gaz surtout) et l'insertion dans le système d'un stockage de masse permettent de faire face à l'intermittence du solaire (maîtrise de la disponibilité en électricité).

Le stockage de masse de l'énergie thermique peut se faire de diverses manières, surtout sous forme de chaleur sensible (bétons, sables, déchets vitrifiés,...) ou sous forme de chaleur latente (sels fondus, paraffines,...). Le stockage de l'énergie sous forme de chaleur est beaucoup moins onéreux que sous forme d'électricité. Le coût d'un stockage thermique dans le béton (350 kWh à 390°C) est estimé à €20 / kWh en investissement et € 0,01 par kWh restitué⁵ contre respectivement 100 à 150 €/kWh en investissement et 0,15 à 0,30 €/kWh restitué pour des batteries au plomb.

Il y a quatre types de centrales solaires thermodynamiques à concentration permettant de produire de l'électricité à l'aide d'un cycle Sterling (systèmes paraboliques) ou d'un cycle Rankine (autres systèmes) et avec des niveaux de concentration spécifiques différents :

- ▀ Les systèmes paraboliques (C = 5 à 10 000 soleils), réservés aux petites puissances (≤ 50 kW), utilisent un miroir parabolique mobile qui concentre l'énergie solaire sur un moteur Stirling placé sur le point focal.
- ▀ Les centrales à tour (C = 1 000 soleils) utilisent un champ composé d'héliostats qui suivent le soleil dans sa course et concentrent ses rayons sur un récepteur central localisé au sommet d'une tour. Le récepteur transmet son énergie thermique à un fluide (eau, sels fondus, air). En France, la centrale à tour Thémis a été exploitée de 1984 à 1986.
- ▀ Les centrales cylindro-paraboliques (C = 50 à 150 soleils) utilisent des rangées parallèles de miroirs de forme cylindro-parabolique qui concentrent les rayons du soleil sur des tubes linéaires contenant un fluide caloporteur. Le fluide caloporteur, généralement une huile synthétique, est pompé à travers une série d'échangeurs de chaleur pour produire une vapeur à très haute température.
- ▀ Les centrales à concentrateurs linéaires de Fresnel (C = 50 à 100 soleils) sont d'un fonctionnement d'ensemble identique à celui des centrales cylindro-paraboliques, mais utilisent un système optique plus simple, constitué de miroirs plans (plats) proches du sol capables de pivoter en suivant la course du soleil tout en concentrant le rayonnement, via un miroir secondaire, sur un tube récepteur linéaire. Les systèmes pilotes actuels sont tous à production directe de vapeur.

Les **centrales solaires thermiques à flux très concentré**⁶ (C = 3 000 à 10 000 soleils), qui pourrait notamment rendre possible la production d'hydrogène ou de combustibles de synthèse via un cycle thermochimique, sont encore à un stade de recherche très amont. La France dispose dans ce domaine d'un équipement unique au monde (four solaire d'Odeillo).

⁵ D. Laing et al., Solar Energy 80 (2006) 1283–1289.

⁶ Fours solaires ou centrales à tour avec surconcentrateur.

3. Le solaire PV et concentré : La problématique économique générale

Les technologies solaires requises pour sous-tendre un système énergétique propre et durable s'inscrivent fondamentalement dans un réseau de contraintes extrêmement sévères qui, volens nolens, freinent leur développement industriel et commercial.

Les contraintes solaires spécifiques

L'énergie solaire, en un point quelconque du globe, est une source d'énergie par nature mobile (parcours est-ouest dans une journée) et fluctuante : intermittence jour/nuit, inter-saisonnalité hiver/été et discontinuité aléatoire (passages nuageux). En comparaison des énergies fossiles, c'est de plus une énergie intrinsèquement diluée⁷.

Le problème est donc non seulement d'intercepter et de convertir une énergie venant d'une source mobile et fluctuante, mais aussi de la concentrer à un moment ou un autre, soit en amont, au niveau du rayonnement reçu, soit en aval, après la conversion énergétique. L'exploitation de cette énergie implique donc en règle générale, pour assurer un service énergétique de qualité dans des conditions économiques acceptables, la mise au point de systèmes complexes intégrant notamment un stockage de masse performant et, le plus souvent, un système de contrôle-commande très fin et très fiable.

Le facteur de charge⁸ est typiquement de 15% pour le PV non concentré, de 25% pour les centrales électriques solaires sans stockage, de 30% pour le PV non concentré avec suivi du soleil, et de 40% à 70% pour les centrales électriques solaires avec stockage de masse intégré⁹.

Toutes les filières solaires font face à ces contraintes, chacune avec de fortes spécificités, mis à part très partiellement les systèmes de chauffe-eau solaires : ils intègrent naturellement un stockage adapté (eau chaude), mais le contrôle-commande du système est contrairement aux apparences une problématique complexe¹⁰.

Les contraintes de développement durable

Dans une perspective de minimisation des impacts environnementaux et de raréfaction des ressources naturelles, l'arbitrage entre les différentes solutions technologiques sera avec le temps de plus en plus déterminée par les **performances globales anticipées du cycle de vie complet** tant pour l'énergie (rendement net en E de la transformation/conversion) que pour les matières premières (niveau de disponibilité des MP mises en œuvre, y c. le recyclage).

A cet égard, les centrales solaires thermodynamiques présentent d'ores et déjà la perspective d'un cycle de vie très favorable, avec notamment un retour sur investissement « énergétique » de environ six à douze mois comparé à une durée de vie de l'ordre de 25 ans, et aucune ponction significative sur les ressources rares en MP, y compris pour le stockage thermique avec les solutions en cours de développement. Bien sûr, cette voie n'en présente pas moins un certains nombre de points durs¹¹.

⁷ Il faut en moyenne toute une journée pour recueillir sur une surface de 1 m² exposée au sud l'équivalent de quelques kWh. Comparativement, un litre d'essence a un contenu énergétique correspondant à 12 kWh.

⁸ Rapport entre la production effective et la capacité de production en régime nominale pendant une année entière, jour et nuit, soit au total pendant 8760 heures.

⁹ Des centrales avec des facteurs de charge de 100%, moyennant un volume de stockage plus conséquent et un appoint fossile, sont tout à fait envisageables (contexte d'une production d'électricité en base fortement valorisée).

¹⁰ Sauf pour les thermosiphons directs en usage sous les tropiques.

¹¹ La filière cylindro-parabolique est notamment confrontée à un problème de compatibilité « système » entre les huiles utilisées comme caloporteur qui sont inflammables, et les sels fondus (nitrates) utilisés usuellement comme matériau de stockage, qui sont eux des comburants puissants.

Toutefois, les solutions durables ne sont le plus souvent pas accessibles immédiatement et la dynamique de départ permettant de créer progressivement le marché doit faire appel à des **solutions** « **start-up** », non durables en termes d'énergie et/ou de matières premières, mais plus aisées à mettre en œuvre pour nourrir un marché solvable dans une période transitoire, plus ou moins longue selon les domaines d'application.

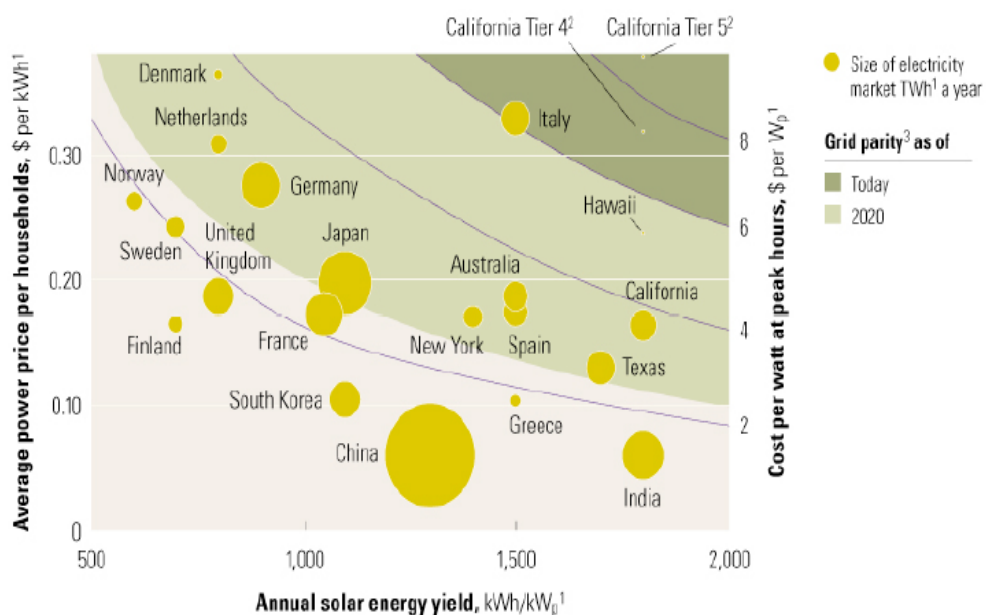
Les solutions à LT de massification de l'utilisation de l'énergie solaire seront sans doute celles qui présenteront, à toxicité donnée, les plus faibles empreintes E et MP, si possible qui s'abstiendront de toute utilisation d'éléments rares et énergivores.

Les contraintes économiques spécifiques

Les technologies solaires qu'il faut concevoir et développer doivent lutter contre des technologies existantes, établies de longue date (système énergétique actuel), qui bénéficient donc d'un effet d'expérience colossal et qui, de plus, continuent à faire des progrès considérables grâce notamment aux potentialités ouvertes par les TIC (ex: efficacité énergétique sans cesse accrue des moteurs essence et diesel dans l'industrie automobile).

Typiquement, l'ambition des filières solaires dédiées à la production d'électricité (PV concentré ou non ; centrales thermodynamiques) ne peut être que de relever le défi de la « parité réseau » sans subvention. Bien entendu, le défi n'est pas le même selon l'endroit où l'on se situe dans le réseau :

- Les systèmes photovoltaïques équipant un bâtiment (toiture, façade) doivent avoir un coût de production comparable au tarif de détail TTC de l'électricité achetée au réseau par le propriétaire du système qu'il soit dans le secteur résidentiel, tertiaire ou industriel. Ce prix de l'électricité varie énormément d'un pays à l'autre : France (8,5 c€/kWh), Italie : (20 c€/kWh), Californie (jusqu'à 45 c\$/kWh selon les heures). De ce fait, la compétitivité du photovoltaïque en toiture/façade se produira en premier dans les régions combinant prix élevé de l'électricité au niveau du détail et ensoleillement fort. L'industrie estime que la compétitivité du photovoltaïque pourrait être atteinte d'ici 2 à 3 ans en Italie.



¹kWh = kilowatt hour; kW_p = kilowatt peak; TWh = terawatt hour; W_p = watt peak; the annual solar yield is the amount of electricity generated by a south-facing 1 kW peak-rated module in 1 year, or the equivalent number of hours that the module operates at peak rating.

²Tier 4 and 5 are names of regulated forms of electricity generation and usage.

³Unsubsidized cost to end users of solar energy equals cost of conventional electricity.

Source: CIA country files; European Photovoltaic Policy Group; Eurostat; Pacific Gas & Electric (PG&E); Public Policy Institute of New York State; McKinsey Global Institute analysis

(source : McKinsey)

- ▀ Les centrales avec un stockage de plusieurs heures peuvent fournir de la puissance à des périodes où l'énergie solaire n'est pas disponible. De ce fait, elles pourront être utilisées en écrêtement de pointe journalière, i.e. en semi-base. Dans ce cas, le coût de production de l'électricité solaire peut se comparer en première approche au coût de production des moyens de semi-base, par exemple des centrales à cycles combinés gaz.
- ▀ Les centrales sans stockage, ou avec un petit stockage tampon destiné au lissage, ne peuvent pas se comparer directement aux autres types de centrales qui injectent de l'électricité au réseau du fait de l'intermittence. Une étude préalable de l'insertion de cette production dans le mix énergétique et de l'évaluation du service rendu est nécessaire. Dans ce cas, atteindre la compétitivité de l'électricité « réseau » nécessite des ruptures technologiques significatives.

Ces différentes « marches technologiques » à franchir devraient cependant s'alléger à MT avec le renchérissement inéluctable des prix de marché de l'énergie (raréfaction énergies fossiles, taxe CO2 de plus en plus pénalisante). Dans l'immédiat, le niveau des politiques nationales de soutien aux énergies solaires¹² restera déterminant pour leur développement.

L'état de développement des filières sur le marché

Une seule filière, celle des systèmes de chauffe-eau et chauffage solaires de l'habitat, peut être considérée comme mature. La capacité mondiale installée fin 2008 était de près de 170 GW_{th}, dont 20 GW_{th} dans l'UE. Le rendement des systèmes récents est de l'ordre de 40%.

Parmi les autres filières solaires, le marché du **PV non concentré** connaît de loin l'essor le plus vigoureux, avec des taux de croissance annuel moyen de l'ordre de + 40% ces dernières années. Même si cette filière ne représente guère aujourd'hui que de l'ordre de 0,1% de la production d'électricité mondiale, l'industrie photovoltaïque mondiale a réalisé en 2008 un chiffre d'affaires hors installation de 12 milliards € environ et le parc installé fin 2008 est de l'ordre de 15 000 MW. En comparaison, l'industrie photovoltaïque française a réalisé en 2008 un chiffre d'affaires de 200 millions € environ et le parc installé se limite fin 2008 à 175 MW.

Le PV non concentré, hormis l'application aux sites isolés, a pu déjà prendre une telle place sur le marché car il a pu jusqu'à présent faire l'impasse dans une certaine mesure sur les contraintes techniques et économiques : 1) Les réseaux d'électricité existants peuvent absorber sans trop de problème les productions aléatoires distribuées tant que globalement elles restent dans une certaine limite¹³. 2) L'essor est largement tributaire de tarifs de rachats d'électricité subventionnés¹⁴ permettant d'assurer une rentabilité suffisante face à des énergies fossiles encore trop bon marché.

La dépendance à des tarifs d'achat subventionnés devrait s'estomper progressivement, au fur et à mesure des progrès technologiques et de l'augmentation du nombre de pays et de régions où le prix de revient du photovoltaïque devient inférieur aux prix de l'électricité distribuée, source alors de ventes plus massives et donc d'économies d'échelle.

Une absorption plus massive par les réseaux des applications PV tertiaires et résidentielles nécessitera la mise au point de systèmes de gestion prédictive de la demande¹⁵ (solution a priori la moins coûteuse), associés si le contexte économique le permet à des systèmes de stockage d'électricité adaptés (solution rapidement plus coûteuse).

Le marché du **solaire PV concentré** (concentration typique de 500 « soleil » sur une cellule photovoltaïque à très haut rendement) commence lui tout juste à émerger, mais la dynamique semble déjà très forte. En effet, les perspectives actuelles du PV concentré en termes de parcs installés cumulés sont de 50 MW en 2009 et de 100 MW en 2010 (parcs allant de quelques centaines de kW à quelques MW), contre seulement 15 MW en 2008.

¹² Ce soutien s'exerce actuellement à deux niveaux en France : tarifs de rachat subventionné de l'électricité produite ; crédits d'impôts incitatifs pour l'équipement des ménages.

¹³ Jusqu'à 10-20% maximum du parc total semble-t-il, en l'état actuel des choses.

¹⁴ En France, le tarif de rachat, garanti pendant 20 ans, se monte actuellement à 32,823 c€ en base, à 45,000 c€ en cas d'intégration simplifiée au bâti et à 60,176 c€ en cas d'intégration complète au bâti.

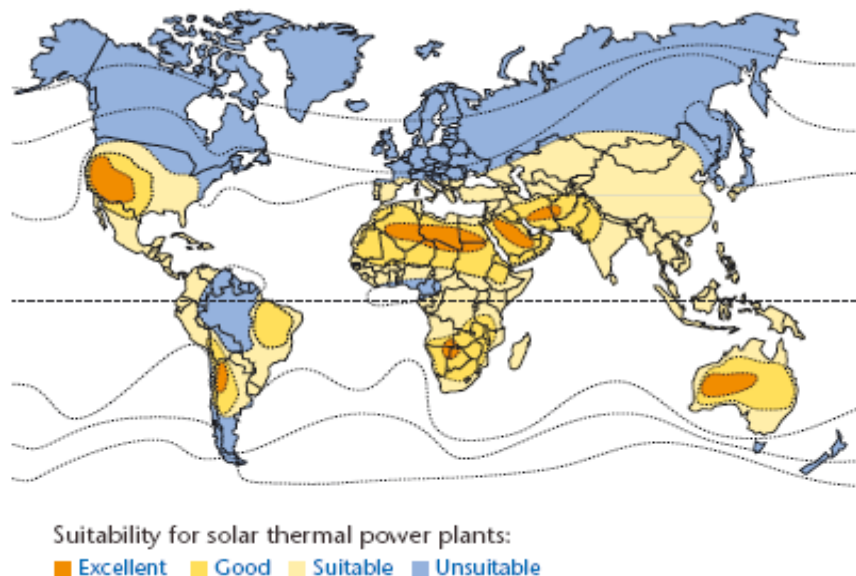
¹⁵ Concept de réseaux « intelligents ».

Le marché des **centrales solaires thermodynamiques** commence lui aussi tout juste à émerger, autour de quatre technologies : systèmes paraboliques pour les petites puissances (≤ 50 kW), centrales à tour, centrales cylindro-paraboliques et centrales à concentrateurs linéaire de Fresnel pour les grandes puissances (10 à 200 MW).

Les centrales cylindro-paraboliques sont un peu à part. Un parc de 354 MW installés dans le désert des Mojave (USA) dans les années '80 a accumulé 9 milliards de kWh de production et démontré une très bonne fiabilité sur 20 ans d'opération. En dépit de ce solide bilan, un véritable déploiement commence tout juste à voir le jour, mais suivi de près maintenant par celui des centrales à tour. Les deux autres types de centrales solaires sont encore au stade de la démonstration. Les centrales à concentrateurs Fresnel, de plus faible rendement, de l'ordre de 10%, du fait de l'utilisation de réflecteurs plans, pourraient constituer une alternative à faible coûts comparées aux trois autres options (les réflecteurs sont des miroirs convexes).

Les **centrales solaires thermiques à flux très concentré**¹⁶ ($C = 10\ 000$ soleils), qui pourrait notamment rendre possible la production d'hydrogène ou de combustibles de synthèse via un cycle thermochimique, sont encore à un stade de recherche très amont. La France dispose dans ce domaine d'un équipement unique au monde (four solaire d'Odeillo).

Sur le plan général, **la production d'énergie par les techniques de concentration nécessite un fort ensoleillement direct, ce qui limite globalement son déploiement à des régions au ciel limpide (peu de nébulosité et de pollution) de latitude $< 40^\circ$ dans les deux hémisphères, Nord et Sud.** Ci-après une carte mettant en relief les zones se prêtant bien au solaire concentré, aux conditions économiques actuelles :



Cette ceinture solaire inclut de nombreuses zones de grande densité de population : le sud de l'Europe, le sud des États-Unis et certaines parties des autres régions concernées (Inde, Chine, Afrique du nord, Moyen-Orient, Australie).

Les zones moins peuplées pourraient de leur côté s'équiper tout autant et devenir alors exportatrices d'électricité au profit de régions moins favorisées (par exemple, de l'Afrique du Nord vers l'Europe).

¹⁶ Fours solaires ou centrales à tour avec surconcentrateur.

Dans cet esprit, le Plan Solaire Méditerranéen envisage à l'horizon 2020 la construction en Afrique du Nord et au Moyen-Orient d'une puissance totale de 20 GW de sources d'énergie renouvelables dont 13 à 16 GW en solaire concentré (PV et thermodynamique).

L'Allemagne, qui est en flèche sur les questions solaires, a lancé en juillet 2009, sous l'égide de Munich Ré et de la DLR, une initiative -« Desertec »- censée donner corps au Plan Solaire Méditerranéen. L'agenda de Desertec prévoit de fournir d'ici trois ans des " plans d'investissement réalisables" pour la création d'un réseau de centrales solaires. L'objectif est de couvrir à terme 15% des besoins énergétiques de l'Europe en plus de ceux des pays producteurs.

Les rendements de conversion actuels et imaginables à **moyen terme (2025)** de systèmes complets issus d'une production industrielle (rendement moyen sur la durée de vie) sont les suivants :

	Rendement actuel	Rendement à moyen terme
Solaire non concentré		
-photovoltaïque	5-18%	10-25%
-thermique ¹⁷	40%	45-70%
Solaire concentré		
-photovoltaïque ¹⁸	20-22%	28-30%
-thermodynamique ¹⁹	15-20%	25-30%
-thermochimique ²⁰	-	25-30%

Bien entendu, les prix de revient de l'énergie solaire dépendent également très largement du potentiel solaire local, lui-même en premier lieu déterminé par la latitude du site. Concernant la production d'électricité, les régions européennes méridionales, comme l'Andalousie (Espagne) ou le Péloponèse (Grèce), présentent tout naturellement les prix de revient les plus bas en Europe. Leur niveau dans ces régions est actuellement de l'ordre de 25 c€/kWh tant pour le photovoltaïque domestique que pour le solaire concentré.

L'autre débouché majeur à terme de l'énergie solaire -la production de chaleur HT pour couvrir les **besoins en énergie thermique des procédés industriels**-, aujourd'hui inexistant, attend son heure : un rapport récent de l'Agence International de l'Energie²¹ estime que 25% des besoins des procédés industriels nécessitent une chaleur moyenne (100°C à 400°C) et 45% une chaleur supérieure à 400°C, le marché potentiel pour l'Europe s'élevant à 100-125 GW.

¹⁷ A moyen terme, les gains de rendement proviendront avant tout de la disponibilité d'un stockage thermique intersaisonnier économique permettant de stocker l'énergie en surplus de l'été au lieu de la perdre par convection.

¹⁸ Données pour les systèmes III-V type AsGa en multi-jonction (tri-jonction aujourd'hui).

¹⁹ Données pour les centrales cylindro-paraboliques et à tour.

²⁰ Rendement donné pour une installation dédiée production d'hydrogène.

²¹ "Potential for Solar Heat in Industrial Processes," C. Vannoni et al., 2008

4. Filières PV :

Etat de l'art dans le monde, scientifique et technologique

C'est le silicium cristallin ultra-pur de l'industrie des semi-conducteurs qui a donné au photovoltaïque son élan initial, avec comme premier marché le spatial à la fin des années 50. Après le premier choc pétrolier (1973), le marché a véritablement décollé rendant possible des économies d'échelle en cascade et des augmentations continues de rendements²², mais aussi stimulant la recherche de solutions permettant de s'affranchir des techniques très coûteuses de l'industrie électronique (élaboration très énergivore²³ d'un matériau ultra-pur, procédé discontinu, traitement en salles blanches) et du silicium cristallin lui-même, qui ne peut fonctionner valablement qu'en couche épaisse (50µ minimum).

La **recherche en rupture** sur le silicium cristallin lui-même est multiple (ex : utilisation d'un silicium de qualité métallurgique, cristallisation directe par tirage de ruban ou moulage du silicium), mais aucune des pistes envisagées n'a encore vraiment atteint une maturité suffisante pour une application massive.

La **recherche en rupture** s'est aussi très rapidement tournée vers des matériaux élaborables à plus basse température (500-600°C maximum), capable de fonctionner en couches minces et pouvant se prêter à des procédés à haut débit sur de grandes surfaces (division des coûts). La **première vague de recherche** a porté sur les **films minces inorganiques** (épaisseur : qq µ), avec trois filières : Silicium amorphe²⁴, CIGS, CdTe, qui ont maintenant bien pris leur envol sur le plan industriel. En fait, une filière couche mince dite « AsGa » pré-existait, issue comme le silicium cristallin de l'industrie micro-électronique: elle s'était développé en même temps, présentait un rendement comparativement supérieur, mais était d'un coût intrinsèquement très supérieur²⁵ ce qui lui a interdit les applications autres que spatiales. Depuis peu, cette filière s'ouvre le marché du PV concentré avec ses versions tri-jonction : le niveau de concentration couramment utilisé dorénavant (500 « soleil ») rentabilise ces cellules très haut rendement²⁶ en dépit de leur sophistication poussée.

La **deuxième vague de recherche**, initiée dans les années 90, tente de mettre en œuvre des composés organiques, polymères ou petites molécules, avec la perspective de films encore plus minces (dix fois moindre), pouvant être déposés à température ambiante et se prêtant a priori encore mieux à des méthodes de production à forte productivité (technique d'impression offset ou jet d'encre). Cette voie, très jeune et aux fortes potentialités, n'a pas encore la maîtrise requise pour pouvoir combiner des niveaux élevés de rendement et de durée de vie dans des produits industriels face aux films minces inorganiques, mais peut d'ores et déjà trouver un débouché dans des applications récréatives valorisant pleinement ses propriétés (systèmes ultra-légers et conformables assurant un minimum d'énergie aux appareils portables).

Les **films minces organiques** reposent sur des concepts récents, mis en évidence au début des années 90. Comparé à l'inorganique, les jonctions PV sont toutes des hétérojonctions car l'électronique organique ne sait pas faire des matériaux de type P et N respectivement par dopage d'un même composé organique. D'autre part, les excitons créés ont une énergie de liaison bien supérieure et leur distance de diffusion avant recombinaison est de l'ordre de 10 nm seulement, ce qui implique des configurations permettant de créer les excitons dans un rayon de 10 nm de l'interface P-N, sans quoi, faute d'un champ électrique suffisant, la séparation des charges a peu de chances de se produire. Enfin, autre difficulté, ce rayon de 10 nm est largement insuffisant pour assurer une bonne absorption optique (les matériaux organiques requièrent en général une épaisseur de 100 nm environ).

²² Le rendement en laboratoire se limitait à l'époque à 15% environ (limite théorique: 32%).

²³ La température d'élaboration du silicium cristallin est de l'ordre de 1 400°C.

²⁴ Cette filière comprend les cellules à base strictement de silicium amorphe et toutes les versions plus évoluées, réalisées sur les mêmes principes de base, dont les cellules « microcristallines » et les cellules « micromorphes ».

²⁵ Le matériau fait appel à des matières premières rares (Ga, Ge, In) et son élaboration est très complexe.

²⁶ Ces cellules AsGa multi-jonction atteignent 40% en laboratoire et ont semble-t-il comme perspective à court terme 30% en application commerciale (fermes solaires).

Les rendements de conversion, au départ dérisoires, ont décollé et atteignent maintenant couramment quelques pourcents, 5-7% pour les meilleures cellules, grâce à la découverte d'une architecture ad hoc conciliant toutes ces contraintes: matériaux interpénétrés sur une épaisseur de l'ordre de 100 à 200 nm avec des domaines élémentaires d'une dizaine de nanomètres de diamètre (distribution en volume de l'hétérojonction).

Les films minces organiques ont aussi une problématique « durée de vie » très spécifique lié à la dégradabilité intrinsèque des composés organiques aux agents atmosphériques (UV, O₂, vapeur d'eau) et aux problèmes de stabilité des interfaces entre la couche active organique et les électrodes inorganiques (oxydes, métaux).

Des **voies intermédiaires dites « hybrides »**, associant inorganique et organique se sont également fait jour parallèlement, fondées sur le même concept de matériaux interpénétrés, mais sur des épaisseurs plutôt comparables à celles des films minces inorganiques (qq μ) et faisant appel à une « mécanique » électronique interne assez spécifique.

L'option la plus avancée à ce jour est la cellule à colorant de Grätzel, qui associe du TiO₂ nanocristallin à des colorants organiques jouant le rôle de phase photoactive. Les rendements en laboratoire sont déjà élevés (11%), mais ce type de cellule connaît également des problèmes spécifiques de durée de vie. Cependant, l'applicabilité commerciale semble en bonne voie, avec les mêmes débouchés initiaux que pour les films minces organiques (applications récréatives).

Les deux filières organiques et hybrides, en dépit de leurs différences, reposent en fait sur les mêmes disciplines de base et donc sur la même communauté scientifique : la chimie, l'électronique et la photonique des nanomatériaux.

L'ensemble de ces films minces -inorganiques, organiques ou hybrides-, du fait de leur élaboration à basse température, ont l'avantage de pouvoir être déposés sur des supports bon marché, soit rigides comme le verre, soit flexibles comme l'acier inox ou des feuilles plastiques (ex: polyimides).

Sur le plan général, la quête vers de plus haut rendement passe pour l'instant par des **solutions multi-jonction**, soit interne à une filière (ex: CIGS, PV organique), soit hybride (ex: Si cristallin/Si film mince), pour exploiter les complémentarités spectrales.

Dépassé un certain seuil de rendement (PV non concentré : 25%), il faudra sans doute faire appel également à toute la panoplie de l'**ingénierie photonique** ouverte par la nanostructuration des matériaux. Il s'agira d'exploiter à fond tout le spectre solaire en faisant en sorte que chaque radiation engendre un maximum d'électrons. Cette perspective sera a priori de nature à relancer la compétition d'ensemble entre toutes les filières car la nanostructuration permet d'envisager d'agir en couches très minces, même pour le silicium cristallin.

Sur le plan économique, l'ambition des filières PV en place (Si cristallin, Si film mince, CIGS, CdTe, AsGa) est de relever le défi de la « parité réseau » sans subvention, chacun dans son ou ses domaine(s) de prédilection (PV direct ou PV concentré).

L'objectif généralement affiché à moyen terme pour le **PV direct** est de descendre pour le prix des modules sous la barre d'un euro/W_c. Pour fixer les idées, un module de durée de vie de 25 ans et de rendement moyen de 15% aurait la capacité d'être compétitif avec un tarif de réseau de l'ordre de 15 c€/kWh si le prix du module était de 1 €/W_c et le prix du système installé 2 €/W_c. La comparaison avec les prix actuels, qui sont respectivement de 2,5 €/W_c et de 4 €/W_c dans les pays où le marché est mature, montre le chemin à parcourir²⁷.

²⁷ Les meilleurs modules en Si cristallin assurent aujourd'hui tout à fait 15% de rendement moyen sur la totalité de la durée de vie.

L'état de l'art en termes de rendement moyen²⁸ des cellules (laboratoire) et des modules (industrie) semble être le suivant, sachant que les durées de vie de l'inorganique sont de l'ordre de 20-25 ans et que celles des filières organique/hybride sont à ce jour encore très limitées :

	Niveau théorique	Laboratoire	Industrie 2009	Industrie 2025
Si mono-c	30%	25%	14-21%	25%
Si multi-c	30%	20%	13-15%	20%
Si amorphe	22%	10%	6-9%	13%
CIGS	30%	20%	10-12%	18%
CdTe	30%	17%	8-10%	15%
AsGa simple*	30%	29%	19%	?
AsGa tandem*	49%	41%	38-39%	48%
PV hybride	30%	11%	?	15%
PV organique	30%	7%	4%	10%

(*) Les rendements actuels de AsGa simple et tandem ont été obtenus respectivement avec des concentrations de 230 soleils et 450 soleils. AsGa tandem est en 2009 une tri-jonction sous 450 soleils et en 2025 typiquement une quadri-jonction sous 2 000 soleils.

En termes de développement durable, à l'égard d'un cahier des charges requérant des matériaux ayant une faible empreinte énergétique et faisant appel à des éléments chimiques abondants, la situation actuelle est la suivante :

	Empreinte E ²⁹	Éléments rares	Durée de vie
Si mono-c	3,5	Ag	25 ans
Si multi-c	3,0	Ag	25 ans
Si amorphe	1,0	In	25 ans
CIGS	1,0	In	25 ans
CdTe	1,5	Te	25 ans
AsGa tri-jonction	1,0	Ga, Ge, In, Au	25 ans
PV hybride	1,0	In, Pt, Ru	5 ans
PV organique	1,0	In	5 ans

Bien évidemment, ces bilans sont très approximatifs. En particulier, celui des couches minces est tributaire des substrats « support » utilisés, selon l'épaisseur mise en œuvre, couche épaisse (verre) ou couche fine (acier inox, feuille de polymère) et selon le caractère énergivore en volume du matériau (l'acier est deux fois plus énergivore par unité de volume que le verre et les feuilles de polymère).

Un bilan global doit bien évidemment aussi inclure l'ensemble des risques courus tout au long du cycle de vie complet des produits. Il y a surtout des risques « process » en amont (manipulation en atelier de substances dangereuses) et des risques « process » en aval (fin de vie mal maîtrisée d'un produit dont des éléments constitutifs peuvent être sources de toxicité).

Les risques ne sont jamais nuls, mais ils sont difficiles à évaluer objectivement et il est encore plus difficile de les comparer entre eux.

Néanmoins, les solutions PV à LT de massification de l'utilisation de l'énergie solaire seront sans doute celles qui présenteront, à dangerosité/toxicité donnée³⁰, les plus faibles empreintes E et MP, si possible qui s'abstiendront de toute utilisation d'éléments rares et énergivores.

²⁸ Rendement moyen calculé sur la durée de vie des cellules et modules.

²⁹ L'empreinte énergétique est exprimée en nombre d'années de fonctionnement requises pour rembourser la dépense énergétique totale de fabrication de la cellule, y c. l'énergie consommée pour l'extraction des matières premières utilisées, en prenant comme référence l'ensoleillement moyen annuel de la France (1 300 kWh/m²).

³⁰ Niveau global de risque qu'on accepte.

5. Filière thermique concentré : Etat de l'art dans le monde, scientifique et technologique

Suite au choc pétrolier de 1973, plusieurs centrales solaires expérimentales ont vu le jour au début des années 80, telles que *Thémis* en France (1983-1986) et *CESA 1* en Espagne, et un premier déploiement industriel a été amorcé aux USA avec les neuf centrales solaires SEGS en exploitation dans le désert de Mojave en Californie depuis plus de 20 ans. Ces dernières représentent une capacité totale installée de 354 MW_e, répartie en 9 tranches de 30 MW_e à 80 MW_e, et produisent 800 GWh_e/an.

Le gros des efforts engagés ont été stoppés environ dix ans plus tard compte-tenu de la chute des prix des combustibles fossiles (contre-choc pétrolier) et de l'arrêt des politiques incitatives : aucune nouvelle centrale solaire n'a été construite dans le monde durant 20 ans (la France a arrêté tout effort de R&D dans ce domaine dès 1985). Malgré tout, deux pays européens, l'Allemagne (DLR) et l'Espagne (CIEMAT), ont continué -avec l'aide de la DG-R (UE) et de leurs gouvernements nationaux- les recherches sur les composants et systèmes, en particulier dans le cadre de la plateforme solaire espagnole d'Almería (PSA, CIEMAT).

Au début des années 2000, la menace du réchauffement climatique a modifié radicalement la vision à long terme des ressources d'énergie primaire à mobiliser en privilégiant les ressources à faible (ou négligeable) contenu en carbone. L'énergie solaire est donc de nouveau apparue comme une solution salvatrice et son déploiement a été (et est) encouragé par des mesures d'accompagnement telles que les tarifs garantis de rachat, les crédits d'impôts ...

La filière photovoltaïque a été la première à bénéficier de ces politiques volontaristes car facile à mettre en œuvre au niveau individuel. La filière thermique concentré a été plus longue à émerger car plus mobilisatrice de capitaux, la taille unitaire des installations étant de l'ordre de la dizaine de MW (sauf pour les systèmes paraboliques) au lieu de quelques kW pour le PV. Le signal de départ a été donné par le gouvernement espagnol, qui a mis en place en 2005-2007 un tarif de rachat rentabilisant ce type de centrale dans les conditions climatiques de l'Espagne.

Ainsi, les industriels espagnols et allemands ont pu capitaliser leurs efforts de R&D consentis pendant la période de « vache maigre » en réalisant rapidement les projets qui sommeillaient dans les cartons depuis plusieurs années. Le résultat est impressionnant, la première centrale solaire commerciale européenne (*PS10*, technologie à tour de 11 MW_e) a été mise en service en 2007 près de Séville et la centrale *PS20* en 2009 sur le même site. Cette même année la centrale *ANDASOL 1* (50 MW_e, technologie cylindro-parabolique, stockage sur sel fondu de 7,5h à pleine puissance) a été couplée au réseau près de Grenade. Aujourd'hui, 34 centrales sont en construction en Espagne pour une puissance cumulée de 1417 MW_e (831 MW_e seront couplés au réseau en décembre 2010) et 12 GW_e sont en projet³¹.

Les USA ont également décidé de s'engager dans le développement des centrales solaires thermodynamiques. La centrale *Nevada Solar One* (64 MW_e, cylindro-paraboliques) a été achevée en 2007 et environ 9 GW_e sont en projet. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prend maintenant sérieusement en compte l'option CSP³² dans ses scénarios énergétiques et prévoit une contribution égale des filières PV et CSP au bilan énergétique mondial en 2050.

Sur le plan technico-économique, **cette filière est très bien adaptée à l'hybridation avec les énergies fossiles ou la biomasse**³³. Les solutions actuelles ne permettent cependant pas une grande flexibilité : l'appoint fossile dans une centrale solaire est limité à 15%-25% et dans le cas inverse (centrales dites ISCCS³⁴), l'appoint solaire se limite à 10% environ.

L'option prospective d'un appoint dans le cycle à très haute température -chambre à combustion d'une turbine à gaz- d'un cycle combiné (concept en développement à travers le projet PEGASE par exemple), l'apport solaire pourra varier de 20% à 90% selon l'option retenue de fonctionnement de la centrale.

³¹ Conférence SolarPACES2009, 15-18 septembre 2009, Berlin, Allemagne.

³² Concentrated Solar Power.

³³ L'explication est donnée en bas de la page 13.

³⁴ Integrated Solar Combined Cycle System.

L'état de l'art est le suivant, avec en fin de tableau, à titre indicatif, la perspective de rendement moyen annuel à MT (2025) :

	Systèmes paraboliques	Centrales à tours	Centrales cylindro-paraboliques	Centrales concentrateur Fresnel
Maturité de la filière	Au stade pilote (10 unités)	11 MWe en exploitation	355 MWe en exploitation	Au stade pilote
Puissance des unités actuelles	5 à 25 kWe	10 à 20 MWe	30 à 80 MWe	5 MWe
Concentration	2 000 à 10 000 S	1 000 à 2 000 S	100 à 500 S	100 à 500 S
Caloporteur et sa température	He ou H ₂ : 600 à 1200 °C	sels fondus : 400/600 °C eau : 250/400 °C	huiles : 270 à 400 °C eau : 250 à 400 °C	eau : 250 °C
Stockage thermique	non	béton, céramique, sable	béton, sels fondus	béton
Cycle thermodynamique	Stirling (He ou H ₂ , 700°C, 150 bars)	Rankine (vapeur saturée ou sèche 250/565°C) ou Cycle Combiné au Gaz	Rankine (vapeur saturée ou sèche 250/565°C)	Rankine (vapeur saturée 250 °C)
Avantages - inconvénients	Unités décentralisées, très forte concentration, et haute technologie : - suivi sur 2 axes - très haute pression - très haute température Fiabilité problématique Coûts élevés	Centrales industrielles à forte concentration, et haute technologie : - suivi sur 2 axes - très haute température Récepteur pointu Système complexe	Centrales industrielles à moyenne concentration, technologie plus simple : - suivi sur un axe - température moyenne Pertes de charge élevées Rendements moyens	Centrales industrielles à moyenne concentration, technologie plus simple : - réflecteurs plans - suivi sur un axe - température moyenne Rendements faibles
Rendement max instantané à MT	35%	30%	25%	20%
Rendement annuel moyen actuel	19-25%	16-17%	15-16%	9%
Rendement annuel moyen à MT	30%	25%	20%	15%

Les systèmes paraboliques, destinés à la satisfaction de besoins en énergie décentralisés, mettent en œuvre une technologie de production d'électricité qui leur est propre (moteur Sterling) et qu'il faut donc développer spécifiquement.

Les trois types de centrales électriques solaires (tour, cylindro-parabolique, Fresnel) font par contre appel aux technologies en usage dans la génération électrique de puissance en alimentant en vapeur d'eau ou en gaz (air), surchauffé et sous pression, des turbines à vapeur et/ou à gaz conventionnelles, moyennant bien évidemment une optimisation adaptée. Ces centrales se prêtent donc particulièrement bien à une **hybridation avec les énergies fossiles ou la biomasse**, les turbines étant alimentées conjointement ou alternativement par les deux énergies, solaire et fossile³⁵, selon les moments de la journée (jour/nuit), le niveau d'ensoleillement (chute lors des passages nuageux) et la demande du réseau électrique.

³⁵ Gaz naturel en général.

Ces centrales électriques solaires, fournissant une énergie brute sous forme de chaleur HT, se prêtent de même tout particulièrement bien au **stockage thermique**, dont plusieurs solutions sont en cours de développement, ce qui permet aussi bien d'étaler la production d'électricité, et/ou de la décaler dans le temps, et/ou de la concentrer sur l'extrême pointe.

6. Solaire PV et concentré : Les principaux acteurs mondiaux et leurs atouts

Le marché du PV a été lancé par le Japon et l'Allemagne, qui ont tous deux décidés bien avant tout le monde de miser à fond sur le solaire, et ce, dans une double optique d'indépendance énergétique et de développement industriel sur un nouveau marché porteur. Les Etats-Unis, qui disposent de grands espaces désertiques très ensoleillés, et la Chine, qui met le paquet sur toutes les énergies nouvelles, sont maintenant également très agressifs, avec de nombreuses start-up très innovantes. L'industrie photovoltaïque mondiale a réalisé en 2008 un chiffre d'affaires hors installation de 12 milliards € environ et le parc installé fin 2008 est de l'ordre de 15 000 MW.

Le marché du solaire concentré commence lui tout juste à émerger, avec un parc installé se limitant à 650 MW et avec en fait seulement 300 MW installés ces dernières années, mais les perspectives d'un essor rapide s'affirment de jour en jour. L'Espagne, dotée d'une volonté politique sans faille de déploiement à marche forcée, est l'épicentre mondial de ce marché : une quinzaine de projets représentant un total de près de 1 500 MW y sont en cours de réalisation³⁶. L'Allemagne, qui a soutenu massivement les initiatives espagnoles sur le plan scientifique, est aujourd'hui incontestablement le leader technologique et industriel sur le marché mondial.

Côté français, face à ce déploiement stratégique mondial autour du solaire, les initiatives allant dans le sens de la création d'une filière industrielle française n'ont a priori de chances raisonnables d'aboutir qu'avec une convergence forte des efforts de recherche entre les acteurs du monde académique et entre ces derniers et les industriels ou énergéticiens initiant actuellement une stratégie solaire volontariste (EDF, TOTAL, Saint-Gobain, GDF-SUEZ, SolarForce, Photowatt, CNIM/BERTIN, Solems, ...), sans quoi les technologies de rupture et les activités industrielles seront avant tout originaires d'ailleurs...

L'industrie mondiale du photovoltaïque (PV direct)

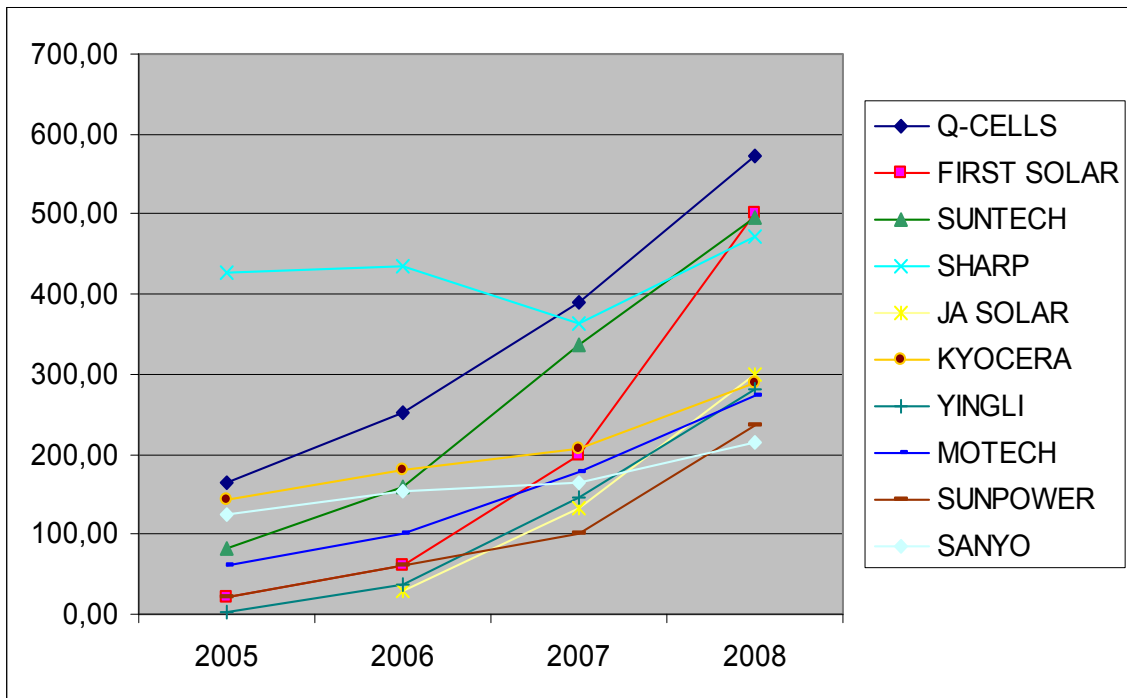
La situation était la suivante en 2007 et 2008 :

Entreprises Companies	Pays Country	Technologie des cellules Cell technology	Production		Production capacity	
			2007	2008	2008	2009
Q-Cells	Germany	Crystalline/Thin film	389	574	760	800
First Solar	USA	Thin film	206	502,6	735	>1 000
Suntech Power	China	Crystalline/Thin film	327	497,5	1 000	1 000
Sharp	Japan	Crystalline/Thin film	363	473	710	710
JA Solar	China	Crystalline	132,4	300	500-600	600
Kyocera	Japan	Crystalline	207	290	300	650
Yingli Green Energy	China	Crystalline	150	281,5	400	600
Motech	Taiwan	Crystalline	196	272	580	580
SunPower	USA, Philippines	Crystalline	100	236,9	414	414
Sanyo	Japan	Crystalline/Thin film	165	215	340	500

*Estimation. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma. Source : EurObserver 2009.

³⁶ Les projets sont d'une taille maximale de 50 MW (limite de puissance pour un tarif de rachat supérieur ou égal à 0,27 €/kWh). La limite de puissance en France pour bénéficier d'un tarif de rachat est plus basse : 12 MW (le tarif de rachat est en cours de discussion).

...avec en fait une forte montée en puissance des dix premiers fabricants mondiaux :



Il y a quatre entreprises au coude à coude pour la première place, Q-Cells (Allemagne), First Solar (USA), Suntech Power (Chine) et Sharp (Japon), avec chacune 10% environ du marché mondial. Globalement, on constate une forte prééminence asiatique, avec dorénavant sept représentants dans les dix premières places. Cette situation résulte de la montée en puissance de la Chine, qui assure maintenant 25% du marché mondial, à l'égal du Japon et de l'Europe³⁷, d'un déclin relatif du Japon, qui encore en 2004 livrait la moitié du marché mondial, et de l'agressivité des start-up américaines sur des technologies de rupture (film mince) : First Solar, spécialisé dans les films minces en CdTe, a décuplé de taille entre 2006 et 2008 et Nanosolar, spécialisé lui dans les films minces en CIGS, pourrait suivre le même chemin, bien que, malgré de nombreuses annonces périodiques, il n'y ait pas encore de concrétisation commerciale.

Cette industrie, qui a connu jusqu'à l'été 2008 des conditions apparemment idéales de développement (croissance très soutenue du marché³⁸), a réalisé soudainement toute la fragilité qu'il y avait encore à ne reposer que sur un nombre beaucoup trop restreint de marchés dans le monde, à savoir principalement les deux marchés allemand et espagnol.

En octobre 2008, l'arrêt brutal du marché espagnol (le plafonnement des installations n'ayant pas été levé), conjugué aux effets dépressifs de la crise financière, a gelé la demande, et la totalité du marché mondial s'est retrouvé en situation de surcapacités de production. Le premier semestre 2009 a vu les prix de vente des modules tomber d'environ 20%, tandis que le prix d'achat du silicium de qualité électronique retombait à 35-40 €/kg, un véritable effondrement après les sommets à plusieurs centaines de \$/kg sur le marché spot.

Pour resituer les ordres de grandeur, une baisse de 50€/kg se traduit mécaniquement par une réduction d'au moins 0,5€/W_c, ce qui ne facilite pas l'arrivée des nouveaux entrants. Les leaders du marché semblent avoir pu se renforcer à cette occasion grâce à leur capacité à réduire drastiquement leurs coûts (économies d'échelle). A cet égard, il sera intéressant d'observer en 2010 l'impact des fortes turbulences tarifaires de 2009 sur les livraisons effectives des nouvelles capacités industrielles.

³⁷ L'Allemagne y a une part de 90%.

³⁸ Et même explosive en 2007 (+ 60%) et en 2008 (+ 75%).

Du point de vue du rapport de force entre la solution PV traditionnelle (Silicium cristallin) et les solutions nouvelles mettant en œuvre beaucoup moins de matière (films minces), les films minces sont en train semble-t-il de vraiment décoller, dépassant maintenant nettement 10% du marché (11,6% en 2007 et 13,0% en 2008 contre 5,9% en 2005 et 8,2% en 2006). Les films minces CdTe sont devenus majoritaires en 2008 (54%), devant les films minces silicium (43%), les films minces CIGS (3%). Les films minces organiques ou hybrides (0%), dont les potentialités sont encore très prospectives, devraient semble-t-il commencer à arriver sur le marché prochainement (Konarka/USA, Solarmer/USA, G24i/UK), mais avec des volumes qui seront sans doute au départ assez modestes.

Les films minces devraient encore renforcer leurs positions si les différents gros projets de parcs solaires à l'étude faisant appel aux produits de First Solar (CdTe) voient le jour, notamment trois parcs en Californie (250, 300 et 550 MW respectivement) et une gigantesque installation de 2 000 MW en Chine (Mongolie intérieure).

Bien évidemment, le silicium cristallin a encore devant lui des marges importantes de progrès, tant en coût qu'en rendement. L'objectif de chaque filière est de proposer des systèmes complets (structure, câblage, installation, onduleur) permettant d'arriver la première à la « parité réseau » sans subvention (i.e. sans tarif de rachat), au moins dans son domaine de prédilection, c'est-à-dire celui où elle peut valoriser pleinement ses spécificités.

Les principaux liens d'actionnaires au sein de l'industrie nationale « historique » sont les suivants : CEA (PV Alliance), EDF EN (50% Tenesol, 19% Nexcis, PV Alliance), GDF Suez (47,8% Photovoltech), Photowatt (PV Alliance), Saint-Gobain (100% Avancis), TOTAL (47,8% Photovoltech, 50% Tenesol, 20% Konarka), Schneider Electric (Solaire Direct). Il faut maintenant ajouter à cette liste un certain nombre de nouveaux acteurs qui investissent ou se reconvertissent sur cette technologie : Sillia Energie, MPO, Solarézo, etc..., ou qui cherchent à diversifier leurs produits pour le bâtiment : Soprema, Lafarge, etc...

A noter aussi un certain nombre d'équipementiers ou de fournisseurs de produits spécifiques qui occupent pour certains des positions internationales tout à fait honorables, dont Air Liquide, Vésuvius, ECM, Semco Engineering, et Carbone Lorraine.

L'industrie mondiale du solaire concentré (y c. PV concentré)

Pour le solaire concentré thermodynamique, deux pays sont leaders du domaine en Europe : **l'Allemagne et l'Espagne**. En Allemagne on trouve la plupart des équipementiers : Schott, Flabeg, Siemens ... et des entreprises telles que Solar Millenium qui adossé à de grands groupes (ici MAN) sont capables de prendre en charge la construction complète des centrales. En Espagne, il y a incontestablement un leader parmi les ensembliers/opérateurs: Abengoa Solar. La création par Abengoa de la plateforme Solucar près de Séville, qui sera équipée d'ici deux ans de 300 MW_e constituée de 3 centrales à tour (2x20 MW et 1x10 MW, dont deux sont déjà en fonctionnement) et de 5 centrales cylindro-paraboliques de 50 MW_e illustre parfaitement ses ambitions, qui sont énormes. Abengoa développe déjà une politique d'internationalisation (bureaux aux USA et en Chine).

D'autres acteurs espagnols émergent, comme Iberdrola Renovables, qui est un fournisseur de technologies, et Sener, qui est lui un ingénieur.

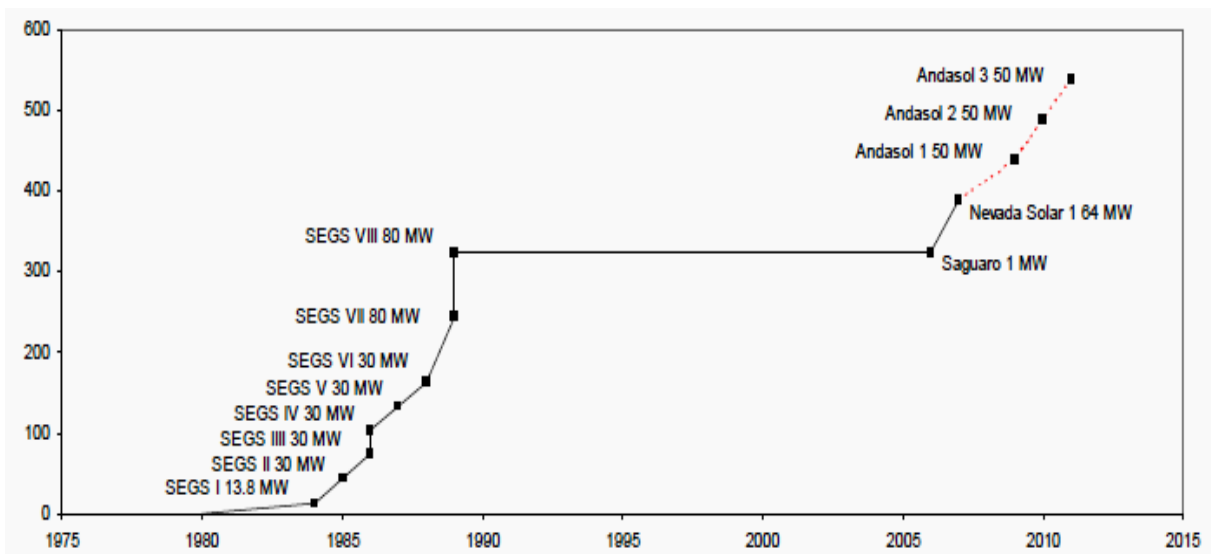
L'Italie (ENEA) est un acteur en émergence avec le développement de nouveaux tubes absorbeurs pour cylindro-paraboliques pouvant opérer à 500°C avec du sel fondu.

Aux USA, quelques entreprises très actives s'imposent : Acciona, e-solar ou Ausra. Ausra est notamment active dans le développement de centrales à concentrateurs Fresnel, avec une centrale de 5 MW en fonctionnement et un projet de 177 MW, les deux en Californie. En ce qui concerne les systèmes paraboliques, dédiés aux petites puissances, deux entreprises américaines, SES et Infinia Corp, développent des modules de 25 kW_e et 3 kW_e respectivement. En Israël, la société Brightsource, héritière de Luz, développe un concept avancé de centrale solaire à tour à vapeur surchauffé.

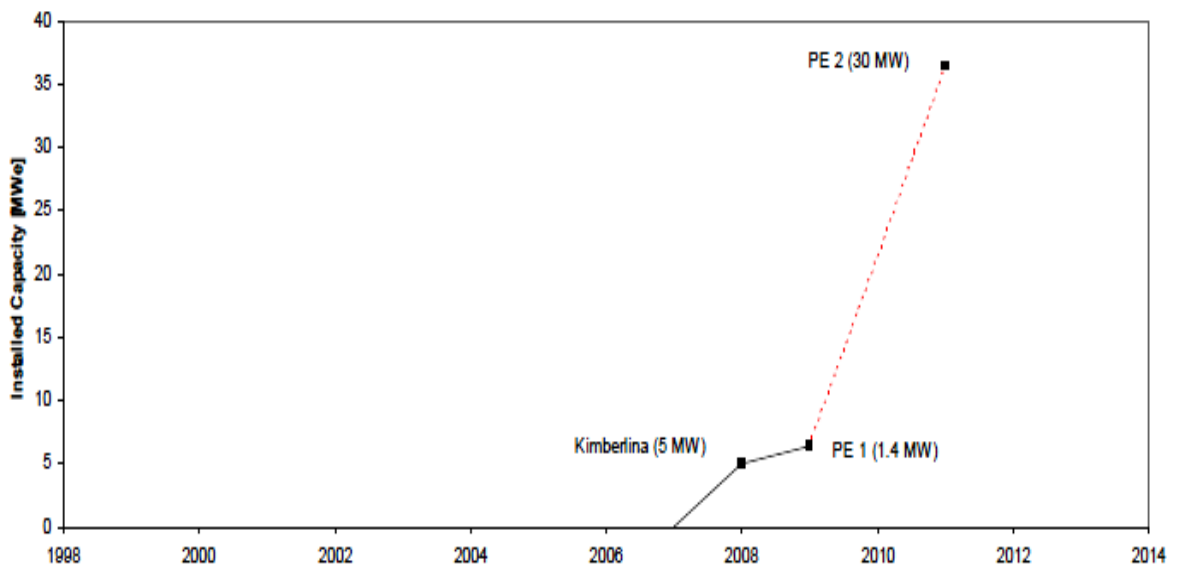
En Afrique du Nord, des projets de centrales hybrides « soleil-gaz naturel », mais à dominante 80% à 95% gaz (20 à 25 MW solaire), sont en cours de réalisation (Algérie, Maroc) ou viennent juste d'être décidés (Egypte) à l'initiative d'acteurs espagnols (Abengoa, Iberdola). Il s'agit de centrales gaz à cycle combiné conventionnels dont la turbine à vapeur reçoit un supplément de vapeur d'eau sous pression d'un petit champ de miroirs cylindro-paraboliques installé à proximité.

On note ces dernières années des innovations importantes dans le domaine des champs d'héliostats, des récepteurs et des concepts globaux. **En France**, certaines grandes entreprises (TOTAL, EDF, Veolia ...) sont partenaires de projets internationaux et la CNIM a la volonté de se positionner comme équipementier. Un projet national cylindro-parabolique de 12 MW, SOLENHA, mené par Euromed, n'a finalement pas vu le jour faute d'une compatibilité suffisante avec les normes en vigueur.

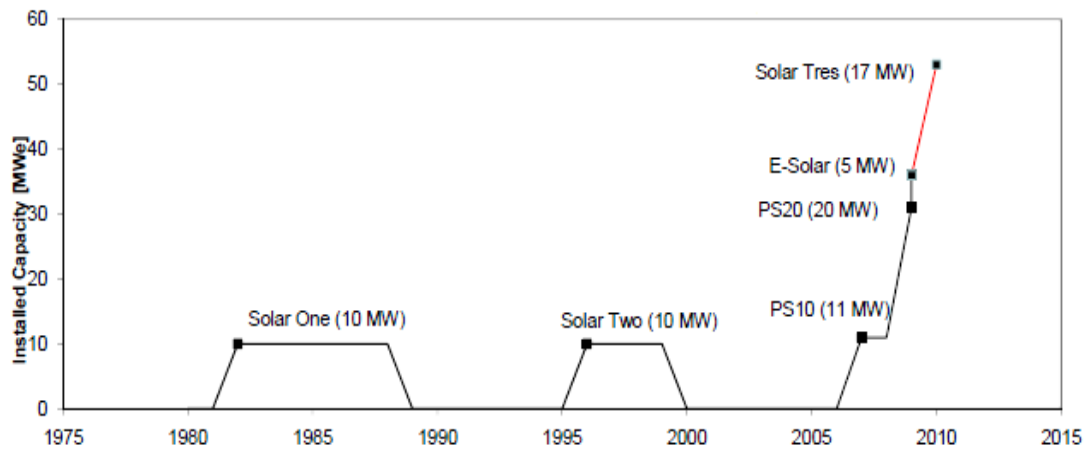
Ci-après une visualisation du déploiement du marché pour les différentes catégories de centrales solaires thermodynamiques :



Centrale cylindro-parabolique : puissance (MW) connectée au réseau



Centrale à concentrateurs Fresnel : puissance (MW) connectée au réseau



Centrale à tour : puissance (MW) connectée au réseau

Le marché du solaire PV concentré (concentration typique de 500 « soleil » sur une cellule photovoltaïque à très haut rendement) commence lui aussi à émerger. Les perspectives actuelles en termes de parcs installés cumulés sont de 50 MW en 2009 et de 100 MW en 2010 (parcs allant de quelques centaines de kW à quelques MW), contre seulement 15 MW en 2008. Les fournisseurs de cellules très haut rendement (AsGa multi-jonctions) sont américains (Spectrolab, Emcore) et allemand (Azur Space). Il en est de même pour les principaux fournisseurs de systèmes complets³⁹ : Solfocus (USA), Amonix (USA), Concentrix (Allemagne), outre les fournisseurs de cellules eux-mêmes, qui tendent à s'intégrer vers l'aval.

³⁹ Il y a d'ores et déjà une vingtaine d'entreprises fournisseurs de systèmes complets.

7. Solaire PV et concentré : Structure et forces/faiblesses de la recherche en France

Les deux centres français « pilote » de recherche sur l'ensemble des thématiques solaires, thermiques et électriques, sont INES (CEA/CNRS/UNIV ; Chambéry) et PROMES (CNRS/UNIV ; Perpignan et Odeillo), avec comme principal point fort : le PV silicium à INES et le solaire concentré à PROMES.

Concernant les thématiques PV, outre INES, deux autres Instituts ont développé des compétences d'ensemble : l'IRDEP (EDF/CNRS/ParisTech ; Chatou) et InESS (CNRS/UNIV ; Strasbourg). Un très grand nombre de laboratoires sont plus ou moins spécialisés sur une ou plusieurs thématiques (Silicium massif, PV couche mince, PV organique et hybride). Certains d'entre-eux, comme le LPICM (CNRS/Ecole Polytechnique) dans les films minces silicium, sont à la pointe dans leur domaine. Le PV organique, mis à part trois laboratoires (CEA, IMS, XLIM), compte surtout un très grand nombre de petites équipes, situation qui nuit à l'efficacité globale de la recherche.

Sur le plan général, les conditions d'ensemble étaient peu porteuses ces dernières années :

- ▀ une communauté scientifique active dans le PV globalement faible numériquement ;
- ▀ un départ tardif sur le développement technologique du fait de moyens engagés faibles en comparaison avec les pays en pointe (Japon, Allemagne, USA).
- ▀ une faiblesse sur l'ensemble du savoir-faire, ce qui se reflète dans la faible présence globale dans la propriété intellectuelle du domaine.
- ▀ une faible coordination des organismes (ANR, CNRS, CEA, IFP, ADEME) entre eux et avec les programmes européens.
- ▀ la communauté scientifique PV est globalement faible numériquement.

Pourtant, d'une part, la collectivité nationale possède un tissu industriel dense et des compétences scientifiques de premier ordre en physique et en chimie, et, d'autre part, il existe tout un système de crédits d'impôt incitatifs pour l'équipement des ménages.

Par ailleurs, un contexte politique plus porteur est en cours de mise en place (Grenelle de l'Environnement, Alliance ANCRE, ...). En particulier, un fond démonstrateur de recherche sur les nouvelles technologies de l'énergie a été créé en juillet 2008. Ce fond a vocation de financer des démonstrateurs de recherche. C'est dans ce cadre que l'ADEME lancera, mi-2010, un appel à manifestation d'intérêt sur le solaire photovoltaïque et thermodynamique. Quarante millions d'euros y seront destinés et la rédaction des feuilles de route définissant le cadre de cet appel à manifestation est en cours.

Cependant, mis à part le projet PEGASE (solaire thermodynamique concentré), et au-delà des mises en commun au travers des plateformes technologiques, la communauté solaire manque peut-être avant tout de **projets structurants** en profondeur comparativement à ce qui se fait dans le monde.

Ainsi, dans le PV organique, à titre d'exemple :

- ▀ aux Etats-Unis (mars 2007), le Department of Energy (DOE) apporte \$1,200,000 à la société Konarka pour la première année d'un programme de recherche sur des cellules organiques à très bas coût, avec une rallonge programmée de \$3 600 000 sur 3 ans si les objectifs sont atteints.
- ▀ en Allemagne (juillet 2007), une initiative regroupant le Ministère de l'Education et de la Recherche (BMBF) avec les industriels BASF, Bosch, Merck and Schott, a été lancée : 360 M€ a été allouée à la recherche sur le PV organique, dont 60 M€ viennent du Ministère (l'objectif est d'atteindre des rendements de 10 %).

En fait, ces initiatives ont le plus souvent directement ou indirectement en toile de fond des start-up prometteuses, en l'occurrence Konarka aux USA et Heliatek en Allemagne. Il y a peut-être là l'une des clés d'une dynamique d'ensemble plus forte. Ces start-up sont le plus souvent des essaimage fondés sur la base d'un portefeuille de brevets étoffé résultant d'une recherche de rupture de longue haleine au sein d'une université (ex : Etats-Unis) ou d'un Institut de recherche (ex : Allemagne).

8. Solaire PV et concentré : Les défis les plus critiques et les pistes de partenariat

Dans une perspective de minimisation des impacts environnementaux et de raréfaction des ressources naturelles, l'arbitrage entre les différentes solutions technologiques sera avec le temps de plus en plus déterminée par les **performances globales anticipées du cycle de vie complet** tant pour l'énergie (rendement net en E de la transformation/conversion) que pour les matières premières (niveau de disponibilité des MP mises en œuvre, y c. le recyclage).

Toutefois, les solutions durables ne sont le plus souvent pas accessibles immédiatement et la dynamique de départ permettant de créer progressivement le marché doit faire appel à des **solutions « start-up »**, non durables en termes d'énergie et/ou de matières premières, mais plus aisées à mettre en œuvre pour nourrir un marché solvable dans une période transitoire, plus ou moins longue selon les domaines d'application.

Tant dans les filières PV que dans les filières thermiques concentrées, les solutions start-up, c'est-à-dire les solutions pionnières destinées à ouvrir les marchés, sont déjà largement défrichées par des entreprises déjà bien installées dans des dynamiques fortes de développement (ex : PV silicium cristallin et silicium amorphe) ou, dans les filières encore émergentes, en bonne position pour acquérir rapidement des positions fortes (ex : solaire thermique concentré, PV concentré, PV films minces autres que le silicium amorphe).

Cette phase initiale du développement technologique est donc sans doute jouée. Cependant, l'enjeu crucial d'une énergie solaire bon marché subvenant largement aux besoins mondiaux d'énergie est encore loin d'être gagné. **La clé** est sans doute largement dans une **recherche de rupture** levant des verrous scientifiques et technologiques.

Les ruptures peuvent aussi bien porter sur la mise en œuvre de matériaux actifs totalement nouveaux que sur des pistes technologiques nouvelles permettant un saut dans les performances E et MP des systèmes installés, comme le silicium cristallin ou les films minces silicium.

Le cahier des charges d'une énergie bon marché et s'inscrivant dans une démarche de développement durable pourrait être d'aller vers de nouveaux concepts présentant les plus faibles « empreintes » E et MP possibles, s'abstenant même si possible de toute utilisation d'éléments rares et énergivores, et :

- ▀ *filières PV non concentrées* : assurant conjointement une haute productivité surfacique et des performances minimales reproductibles (rendement, durée de vie) ;
- ▀ *filières PV concentrées* : assurant de très hauts rendements sous de très haute concentration.
- ▀ *filières thermiques concentrées* : assurant de hauts rendements sous de très haute concentration.

Filières PV non concentré inorganiques

1) Filière silicium cristallin

Le défi est tout autant d'augmenter massivement l'offre de silicium, tributaire jusqu'à présent essentiellement des rebuts de l'industrie électronique, que de réduire fortement les coûts. Les principales pistes actuelles sont les suivantes :

- ▀ l'obtention d'un silicium de qualité solaire à partir du silicium métallurgique, ce qui requiert la maîtrise de sa composition, de ses défauts et du transport des charges en son volume.
- ▀ la fabrication de silicium ruban ultra-mince (<100µm), ce qui devrait permettre un gain de matière substantiel et une réduction du temps de retour sur énergie.
- ▀ La cristallisation directe par moulage de plaquettes. Cette option consiste à mouler en parallèle des plaquettes de silicium, ce qui permet potentiellement un meilleur contrôle de la structure cristalline tout en préservant une productivité élevée.
- ▀ le développement de cellules à hétérojonctions impliquant des couches de silicium amorphe (a-Si) ou de carbure de silicium (a-SiC) sur des plaquettes de silicium mono ou multi-cristallin.

2) Filières films minces silicium

Les enjeux dans ce domaine sont de développer des procédés à haut débit sur des grandes surfaces, avec des rendements de 12-15% sur module, ce qui suppose une architecture multi-jonctions, tout en assurant une stabilité opérationnelle sur 20 à 30 ans, i.e. une baisse de rendement avec le temps limitée à 10% maximum. En vue d'une industrialisation, il faut assurer l'uniformité des propriétés des films sur des grandes surfaces, et comprendre la différence en rendement entre les cellules de laboratoire et les modules de grande surface. Il est également important de développer de nouveaux substrats adaptés aux procédés de dépôt ainsi que des matériaux d'électrode de grande qualité et de faible coût.

Différentes voies d'investigations devront être menées pour réaliser des cellules/modules avec du silicium en couches minces. La structure cristallographique, et donc la structure de la cellule et du module, vont être conditionnée par la température que peut supporter le substrat sur lequel le matériau silicium va être formé. Ainsi, à faibles températures (< 200°C), les substrats utilisés sont des verres ou des feuilles métalliques (Inox) ou éventuellement des polymères. Ces substrats sont compatibles avec des procédés de dépôt CVD assistés par plasma radio-fréquence (RF) haute-fréquence (HF) ou micro-onde (MW).

A température moyenne (< 600°C), les substrats à utiliser sont des borosilicates, des céramiques, des verres hautes températures ou des feuilles métalliques avec barrière de diffusion. Ces substrats sont compatibles avec un dépôt CVD à pression réduite (RP-CVD), mais qui résulte en un film Si avec des grains de moins de 1µm.

L'approche semble-t-il la plus prometteuse dans ce créneau de température est la cristallisation en phase solide du silicium amorphe assistée par métaux. Comme la croissance des grains est latérale et parallèle au substrat, le film poly-Si obtenu peut atteindre des grains dix fois plus large que son épaisseur. La taille des grains peut varier de 10 à 100µm. Les films formés étant minces, leur épaissement peut se réaliser par des procédés chimiques (CVD) ou ionique (IAD) pour aboutir à des films de 2-3µm. Cela représente un gain en matériau important, pourvu que le confinement optique à l'avant et à l'arrière du film soit assuré.

3) Filières films minces chalcogénure (CIS et CIGS)

La filière chalcopyrite présente les perspectives de rendement les plus importantes parmi les films minces, mais recèle également un risque spécifique : les matériaux chalcopyrites, qui sont complexes, sont développés uniquement pour les applications photovoltaïques.

Une recherche dynamique dans le domaine ne peut apparaître et perdurer sans un développement industriel associé. Il faut donc qu'elle ait un impact réel sur le développement de la filière. Bien sur, des recherches de type plus fondamental, sur la connaissance du matériau, restent nécessaires pour donner des perspectives à cette filière sur le long terme et doivent être menées en parallèle avec les recherches appliquées.

Compte tenu des perspectives actuelles, les directions prioritaires recommandées pour la filière chalcopyrite sont tout d'abord celles susceptibles de donner lieu à un renforcement du développement industriel en France (donc potentiellement brevetable):

- ▀ l'amélioration des procédés d'élaboration de cellule, en particulier vers le bas coût, les procédés en continu, et sur substrats flexibles, à condition de permettre l'émergence de procédés suffisamment performants et innovants pour faire l'objet d'un développement en France.
- ▀ le développement de procédés clés (traitements de substrats, d'interface, de dopage, de recyclage) susceptibles de contribuer au développement de la filière.
- ▀ le développement de technique de caractérisation pour le contrôle en ligne de la fabrication des cellules, y compris la qualification des réactifs (solutions, précurseurs MOCVD, cibles sputtering ou sources d'évaporation).

La recherche de matériaux chalcogénures performants sans Indium est aussi de nature à renforcer les perspectives de la filière sur le long terme même si un rapport récent du Bureau de Mines US tend à

relativiser les craintes initiales⁴⁰. Elle aurait avantage à s'appuyer sur le fort réseau français de chimie du solide.

La recherche en direction de structures tandem purement chalcopyrites semble prématurée tant que la possibilité de faire des cellules efficaces (>15%) avec des alliages grands gap (>1.6 eV) n'aura pas été démontrée. Cela passera sans doute par une meilleure maîtrise du dopage des chalcopyrites et de la préparation de l'hétérojonction. Ce sont donc deux thématiques fondamentales importantes pour l'avenir de la filière.

4) Filières films minces CdTe

Bien que la recherche française -et notamment le CNRS- ait eu une position de leader dans ce domaine dans les années 80, les efforts de développement se sont éteints tant en Europe qu'au Japon en raison de verrous sur la stabilité des dispositifs et de la présence d'un élément non substituable toxique pour l'environnement (cadmium).

Il semble cependant que ces deux verrous aient été surmontés comme le montre le succès foudroyant de First Solar. Il ne paraît pas réaliste d'imaginer aujourd'hui le re-démarrage d'une filière CdTe "française". Par contre, compte tenu de l'installation probable d'une usine « First Solar » en France, il pourrait s'avérer utile de mener des recherches accompagnant le développement de cette filière, en venant l'améliorer et créer de la propriété industrielle nouvelle.

Filières PV non concentré organiques/hybrides

Concernant les cellules organiques ou hybrides, la difficulté de base est de garantir des stabilités de cellules supérieures à 20 ans. Cette difficulté n'est toutefois pas tant liée à des interdictions physiques de principe qu'à la difficulté de concilier harmonieusement tous les paramètres qui dans une ingénierie multi-échelle permettront de réaliser les objectifs.

Au delà de la stabilité, un des défis que doivent relever toutes les technologies PV est l'approvisionnement en matériaux actifs : pour 1 GW crête, il faudra environ 1000 T pour la filière silicium et environ 1 T pour la filière polymère (les acteurs qui vont produire une telle quantité de polymères semiconducteurs sont encore difficiles à identifier mais on voit déjà venir Solvay (Belgique)).

Filières PV concentré

La filière III-V (cellules à base de AsGa), en raison des rendements toujours plus élevés obtenus en cellules multi-jonctions et de son aptitude à recevoir des flux solaires très concentrés, tend à supplanter définitivement la filière Si cristallin, qui sur ces deux plans souffre comparativement de handicaps intrinsèques rédhibitoires.

Les prix des dispositifs commerciaux de dernière génération à base de AsGa, qui combinent un rendement « système » en tri-jonction de 20-22% et un niveau de concentration de 500 soleils, sont de l'ordre de 6 \$/W_c.

L'objectif de prix en terme de coût « système » est de moins de 1 \$/W_c à l'horizon 2025. Pour cela, le défi à relever est la mise au point de systèmes capables d'exploiter un flux solaire de l'ordre de 2000 soleils et possédant des rendements de conversion solaire-électricité de 28-30% minimum. L'une des clefs de ce développement est la mise au point de cellules tandem comportant de quatre à six jonctions minimum et dotées d'un rendement de conversion de 50% supérieur, soit de l'ordre de 30%.

⁴⁰ C'est un sous produit des mines de Zn, Fe, Pb ou Cu, qui serait bien plus abondant que l'argent ou le mercure. cf <http://pubs.usgs.gov/of/2006/1025/2006-1025.pdf>, et <http://pubs.usgs.gov/of/2004/1300/2004-1300.pdf>

Filières PV toutes confondues: nouveaux concepts pour le LT

Les défis sont aussi générateurs de découvertes et concernant les très hauts rendements, les nanotechnologies ainsi que les progrès de la photonique permettent d'entrevoir des fonctionnements de type cellules multi-jonctions et/ou cellules à conversion de photons dont certaines seront compatibles avec des technologies bas coût en grandes surfaces. Ces cellules permettent d'envisager des efficacités limites atteignant 85%. Ces approches, encore très prospectives, sont décrites en annexe.

Filières thermiques concentrées

En suivant la chaîne de conversion, du système d'interception du rayonnement solaire au stockage thermique, les principaux défis de la filière solaire concentré sont :

- ▀ Systèmes de concentration : nouveaux miroirs (hors verre), optimisation des systèmes (support/réflecteur/moteurs de suivi du soleil/contrôle), conception et réalisation de systèmes industriels permettant des hautes concentrations (cycles à haute température, thermochimie solaire), mécanisme de vieillissement des composants.
- ▀ Récepteurs solaires : maîtrise des propriétés thermo-optiques des surfaces absorbantes (revêtement, structuration), intensification des transferts, thermomécanique des matériaux à haute température, design global.
- ▀ Fluides de transfert (mise en oeuvre de fluides sûrs et sans impact environnemental) : maîtrise des transferts pariétaux avec la vapeur (d'eau) et l'air, nouveaux fluides (CO₂, mélanges diphasiques ...).
- ▀ Stockage : matériaux de stockage adaptés aux nouveaux fluides de transfert (matériaux à changement de phase et matériaux à haute température), maîtrise puissances échangées dans les systèmes (transferts interfaciaux et en masse), stabilité des composants à long terme, stockage thermochimique, validation des concepts à une échelle significative.

Par ailleurs, une mention spéciale doit être faite concernant les recherches amont sur les « combustibles de synthèse solaires » (solar fuels). Les développements ne sont pas encore assez avancés pour envisager des applications industrielles à court terme, mais les enjeux sont importants car ils sont relatifs aux applications « transport ». Les recherches concernent la production d'hydrogène et la valorisation de CO₂ (réduction en CO) qui ouvrent la voie vers les combustibles liquides de synthèse. Aux sujets précédents, il faut donc ajouter l'étude des systèmes réactifs (couples rédox), la conception et l'extrapolation des réacteurs solaires à haute température (environ 1500°C).

ANNEXE

PV : pistes de rupture en vue de très hauts rendements

Jean François Guillemoles

IRDEP, UMR CNRS-EDF –ENSCP, EDF R&D, 6 quai Watier, 78401 Chatou

email: jf-guillemoles@enscp.fr

Abstract: *In principle, photovoltaic conversion of solar energy could be much more efficient than it is today using p/n junctions. The reasons for this are presented and discussed. Ways to get closer to the thermodynamic limit of photovoltaic conversion (87%) are outlined, starting with multijunction devices already being developed for space application. Other approaches, more prospective but also potentially enabling a wider dissemination of the technology are then presented: up and down conversion, impact ionisation, intermediate level semiconductors and hot carrier solar cells.*

Limitations et perspectives de la conversion Photovoltaïque

Comme tout système de conversion d'énergie, les générateurs photovoltaïques voient leurs performances limitées par les lois de la thermodynamique. Dans une première approche heuristique, on peut considérer le soleil comme une source chaude à $T_c=6000$ K (sa température de surface), la source froide étant aux environs de $T_f=300K$ ⁴¹. Le rendement de Carnot associé à la conversion de l'énergie solaire peut donc approcher en principe $1-T_f/T_c= 95\%$! Les dispositifs photovoltaïques actuels, des photodiodes basées sur des dispositifs à semiconducteurs (inorganiques ou organiques), sont encore loin de cette limite avec des rendements de l'ordre de 20% : la difficulté est de vouloir convertir de façon optimale un ensemble de photons dont l'énergie va de l'IR au proche UV avec un seul matériau actif dont les propriétés optiques, optimales pour une énergie de photon donnée (l'absorption n'étant importante qu'au delà d'un seuil, E_g , dépendant du matériau choisi), ne permettent donc pas une conversion optimale de l'ensemble du spectre solaire.

Pour comprendre pourquoi dans le détail, il faut revenir aux principes de la conversion photovoltaïque, telle que l'ensemble des dispositifs actuellement réalisés la mettent en œuvre. Celle ci se fait en 3 étapes: (i) absorption de photons d'énergie $h\nu>E_g$ qui crée des populations d'électrons et de trous hors équilibre, (ii) chaque type de porteurs atteint très vite un quasi équilibre défini par un quasi-niveau de Fermi (i.e. un potentiel électrochimique) E_{fn} pour les électrons, et E_{fp} pour les trous, dont la différence, $E_{fn}-E_{fp}=qV$, est donc l'énergie libre récupérable par photon absorbé (V est la phototension, i.e. l'effet photovoltaïque), (iii) les porteurs éventuellement collectés aux contacts avant d'avoir pu se recombiner participent au photocourant (voir figure 1). Au final, le dispositif photovoltaïque fonctionne d'une manière assez semblable à celle d'une batterie électrochimique un peu particulière: son anode et sa cathode sont constituées par des niveaux d'énergie différents du même matériau!

Or dans ce type de dispositif on doit avoir $h\nu>E_g$ du fait des propriétés d'absorption, mais aussi $E_g> E_{fn}-E_{fp}$ ⁴². La fraction d'énergie de chaque photon qui peut être efficacement convertie, égale à $qV/h\nu$, est de ce fait relativement réduite car on n'absorbe pas une partie du spectre et car l'énergie libre obtenue de chaque photon est indépendante de l'énergie du photon absorbé (figure 2), le reste est cédé au réseau atomique sous forme de chaleur lors de la thermalisation des porteurs en moins de quelques picosecondes. Elle est limitée à 30% pour un gap E_g optimalement adapté au spectre solaire et dans des conditions standard d'insolation (i.e. AM1).

Puisque les quasi niveaux de Fermi dépendent de la concentration de porteurs⁴³, et que cette dernière dépend de l'intensité du rayonnement absorbé, il s'ensuit que l'énergie libre récupérable par photon incident

⁴¹ pour un rayonnement arbitraire, on peut définir une température correspondant à chaque longueur d'onde λ , comme la température de corps noir donnant la même intensité à λ et généraliser le raisonnement.

⁴² lorsque $E_{fn}-E_{fp}$ devient proche de E_g , on atteint l'inversion de population entre électrons et trous, et l'émission stimulée de radiation vient s'opposer à ce que qV augmente encore.

⁴³ en général $E_f=E_f^0+ kT.\log[n]$, où n est la concentration d'électrons du groupe de niveaux d'énergie considéré et E_f^0 l'énergie libre de l'état standard. C'est une expression similaire à celle du potentiel chimique d'un gaz parfait

dépend (augmente, en fait) avec l'intensité du rayonnement incident: il est donc avantageux de ce point de vue de concentrer le flux solaire avant de le convertir.

Le gain potentiel de rendement de conversion est environ de 10% absolus supplémentaires pour chaque facteur 1000 sur la concentration. En pratique, la concentration utilisable est limitée par la résistance série du dispositif (sous une concentration x1000 du flux solaire, on peut atteindre des courants de 40 A/cm²).

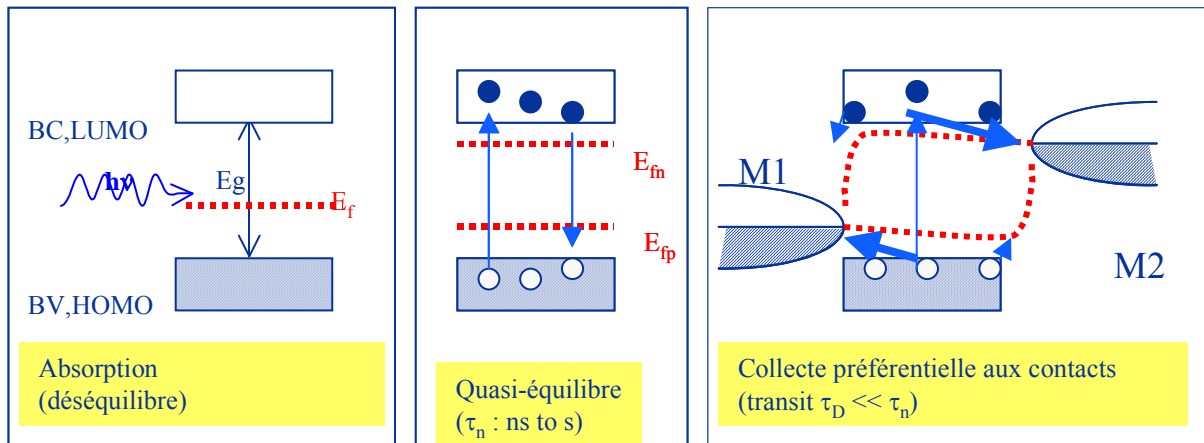


Figure 1: Principe de la conversion photovoltaïque, décomposé en trois étapes principales (i) absorption d'un photon et promotion d'un électron sur un niveau vide supérieur, (ii) établissement de deux populations d'électrons en quasi équilibre interne (via des processus rapides de relaxation, à l'échelle de la ps) mais hors équilibre l'une par rapport à l'autre (les processus interbande de retour à l'équilibre, de temps caractéristique τ_n , sont de l'ordre de la ns), (iii) collecte préférentielle d'un type de porteur de charge à chaque contact (M1 et M2 sont les deux contacts, ici de type métallique, servant à la collecte, resp. des trous et des électrons) après un temps de transit τ_D . La nature différente des deux contacts est à l'origine de la rupture de symétrie qui permet l'apparition d'une phototension.

Sur le plan des principes, la concentration maximale du flux solaire est limitée à 42600 fois. Cette limite vient de la thermodynamique (pas de l'optique) : l'image d'un objet ne peut être plus chaude que l'objet lui-même⁴⁴.

On peut calculer la valeur maximale d'énergie libre que l'on peut obtenir pour chaque photon absorbé (figure 2), indépendamment du système de conversion. Cette énergie libre dépend en revanche de l'énergie du photon et de l'intensité du flux incident.

A partir de ces courbes, on peut calculer que le rendement de conversion photovoltaïque maximal que l'on peut obtenir du spectre solaire est de 67% dans les conditions standards et de 87% au maximum de la concentration du flux solaire réalisable.

Au vu des limites exposées ci dessus, il est possible d'imaginer des dispositifs de conversion plus performants que ceux réalisés actuellement, et qui sont présentés dans les autres articles de la série. Si aucune solution satisfaisante n'a pu encore être mise en œuvre, c'est que les matériaux et les technologies n'étaient pas prêts à répondre aux spécifications sévères qui peuvent permettre la mise en œuvre d'autres concepts de conversion.

⁴⁴ sinon on pourrait transporter réversiblement de la chaleur d'un corps froid vers un corps chaud, et nous aurions déjà parmi nous des machines à mouvement perpétuel.

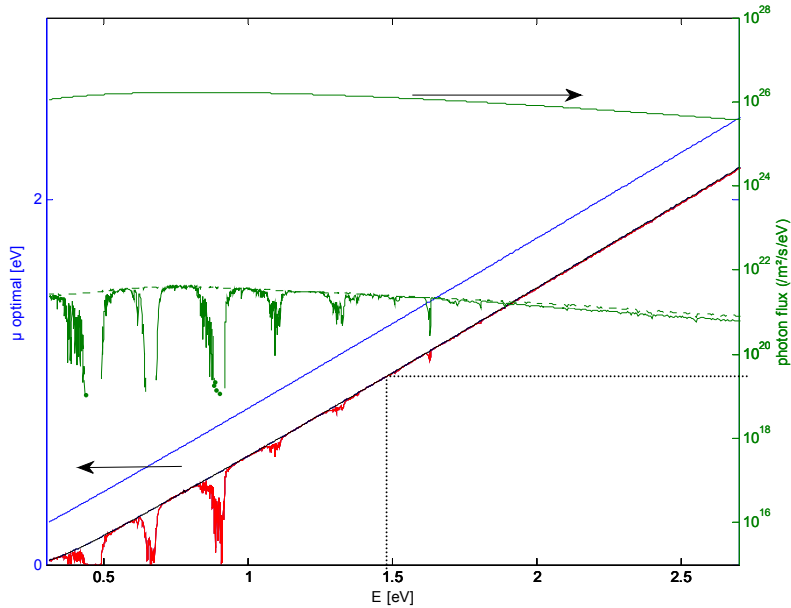


Figure 2: Axe gauche, énergie libre optimale récupérable par photon absorbé (au maximum de rendement de conversion) en fonction de l'énergie du photon (abscisse) et du nombre de photons absorbés (la courbe bleue correspond à un spectre de corps noir à 6000K, la courbe rouge correspondant à l'intensité solaire sur terre et la courbe noire à celle du flux solaire avant son entrée dans l'atmosphère). Axe de droite, le flux de photons sur une échelle log est donné pour les mêmes spectres. La pondération de chaque courbe de μ optimal par le flux lumineux correspondant donne le rendement de conversion maximal qui peut être obtenu : 67% pour la courbe rouge et 87% pour la courbe bleue. La courbe en pointillé noir donne l'énergie libre récupérée par photon dans une cellule solaire de seuil $E_g=1.5\text{eV}$ en fonction de l'énergie absorbée.

Les filières à très hauts rendements

On peut regrouper les stratégies d'augmentation des rendements en trois directions principales, toutes ayant des rendements de conversion ultimes voisins de 85%:

1. Dispositifs « photoniques »: si toute l'énergie solaire était concentrée dans une bande spectrale étroite, les dispositifs actuels seraient déjà capable d'en convertir plus de 50%. On peut donc essayer d'adapter le spectre incident à une ou plusieurs photodiodes. Les exigences nouvelles portent donc sur les propriétés optiques des matériaux.
2. Les matériaux dont la structure électronique permet des transferts d'énergie plus efficaces entre les photons incidents et les électrons du matériau absorbeur. On peut ainsi penser à des matériaux contenant des niveaux électroniques servant d'échelle à électrons (matériaux à niveaux intermédiaires) ou à des matériaux permettant la génération de plusieurs paires électrons-trous dès que le photon incident possède une énergie suffisante (systèmes à ionisation par impact efficace et à seuil bas). Les exigences portent cette fois sur la structure électronique des matériaux.
3. Les machines thermiques dans lesquelles l'absorption de lumière conduit bien à la production de chaleur (énergie cinétique électronique), mais cette chaleur est convertie en puissance électrique. Dans ce dernier cas, il va falloir s'intéresser de près aux propriétés thermiques et phononiques des solides envisagés.

I. Les dispositifs photoniques

La difficulté vient de la mise en œuvre d'un travail en amont sur les photons qui sont soit triés spectralement pour être envoyés sur des jonctions adaptées à la partie du spectre correspondante (multi-jonctions, dont les meilleurs dispositifs dépassent 40% en laboratoire, voir encadré), soit décalés en énergie par transfert d'une partie du spectre à une autre (tout en conservant l'énergie lumineuse totale) pour conduire à une répartition plus « ramassée » avant d'être récupérés par une diode adaptée à ce nouveau spectre.

a) Les multijonctions

Les photons dont la conversion énergétique est la plus efficace dans un dispositif classique sont ceux dont l'énergie est légèrement au dessus du seuil d'absorption (gap). Dans ce cas des rendements de l'ordre de 60% sont atteints expérimentalement, ils sont d'ailleurs assez proches de ce que l'on peut attendre compte tenu de la figure 2. L'utilisation de plusieurs cellules de gap différent chacune optimisée pour une part différente du spectre solaire permet donc en principe d'augmenter le rendement. Pour un nombre donné de cellules et un spectre d'insolation fixé il existe un choix optimal des gaps donnant le rendement le plus élevé. Par exemple, pour 3 cellules sous concentration maximale, le rendement théorique maximum est de 63% (49% sans concentration).

Ces dispositifs, parfois dits "tandems", fonctionnent déjà, et ont démontré des rendements de 43% (sous concentration). Ils sont extrêmement sophistiqués dans leur réalisation et dans leur utilisation mais c'est le premier type de dispositifs aux potentiels de rendement élevé effectivement réalisés. C'est toujours aujourd'hui la seule manière démontrée d'obtenir des rendements de conversion de l'énergie solaire au-dessus de 30%.

Les rendements les plus élevés ont été obtenus avec des structures sophistiquées basées sur des empilements de composés III-V épitaxiés (voir encadré). Des dispositifs avec deux et trois jonctions ont été démontrés à l'échelle industrielle pour des panneaux de Silicium amorphe en couche mince de grande surface.

En fait, le rendement limite d'un tandem idéal varie en fonction du nombre de jonctions comme

$$\eta(N) = \frac{\eta^\infty}{1 + a/N}$$

avec η le rendement, η^∞ le rendement limite (qui varie de 68% sous AM1.5 à 87% à concentration solaire maximale) et a une constante proche de 1 qui ne dépend que du spectre et de l'intensité de l'insolation. On en déduit le gain incrémental de puissance acquis par l'ajout d'une cellule dans le tandem (il varie comme $1/N^2$). Si l'on prend en compte les imperfections du système, même en restant optimiste, le gain espéré de l'ajout d'une cellule supplémentaire est voisin de zéro dès la 4^{ème} cellule.

b) Les "transformateurs" optiques

Une voie alternative pourrait consister en l'inter-conversion de photons en amont du dispositif de manière à obtenir un spectre incident énergétiquement plus étroit.

Considérons d'abord l'approche "addition de photons". Les photons dont l'énergie est trop faible pour être utilisés directement par une cellule PV classique pourraient être en principe convertis par un phénomène d'optique non linéaire (analogue par exemple à ceux utilisés pour les conversions de fréquences des lasers) en un nombre plus faible de photons d'énergie plus grande. L'ensemble des photons de haute énergie est alors converti par une photodiode classique efficace dans ce domaine spectral.

Jusqu'ici quelques tentatives ont été faites, prouvant la faisabilité du concept mais avec un succès limité en termes de gains d'efficacité absolue : environ 3% des photons dans l'infra-rouge dans la bande étroite d'absorption des terres rares utilisées, sous une illumination équivalente à 250 soleils, ont été effectivement convertis en photons de plus haute énergie.

Les principales recherches sur le sujet se font en utilisant des vitrocéramiques mettant en œuvre des processus de transfert d'énergies entre terres rares de type APTE (addition de photons par transfert d'énergie [ref Auzel-gibert]). Dans ces matériaux, un rayonnement IR est absorbé par plusieurs ions d'une terre rare qui transfèrent ensuite de manière cohérente (par interaction dipolaire) leur énergie à un autre lanthanide capable d'émettre efficacement à la fréquence double.

Le principe de la "division de photons" consiste, à l'inverse, à absorber des photons de haute énergie dans un convertisseur luminescent pour émettre des photons de plus basse énergie mais en plus grand nombre vers une cellule solaire dont le seuil d'absorption est adapté.

Le convertisseur fluorescent peut être placé en face avant, et avec un bon confinement optique (par exemple du à un indice optique élevé) l'essentiel de la lumière émise est absorbée par la cellule. Le gap idéal pour la meilleure performance possible est proche de celui du Si.

Quelques matériaux fluorescents avec rendement quantique⁴⁵ >1 ont été découverts dans les années récentes, par exemple YF3 : Pr (QE=1.4), LiGdF4 : Eu (QE=2: le rendement quantique (QE) mesuré correspond à un rendement quantique interne de transfert de charge mais pas à un rendement réel de conversion). Cependant, bien que des rendements quantiques élevés (> 2) aient été atteints, il faut encore améliorer le rendement énergétique du convertisseur optique, de 2/3 environ actuellement.

II. Les matériaux à mécanismes d'absorption optimisés

a) Les dispositifs à niveaux intermédiaires

Outre les transitions de la bande de valence à la bande de conduction qui ont lieu dans les semiconducteurs sous l'effet du rayonnement, certains matériaux peuvent absorber des photons de plus basse énergie via des niveaux intermédiaires situés dans la bande interdite qui jouent le rôle d'une « échelle à électrons » [Luque].

L'un des grands avantages de l'utilisation de ces matériaux est la réalisation d'un dispositif analogue à une multijonction pour ce qui est des rendements mais avec la complexité de l'élaboration d'une simple jonction.

Une bonne absorption des niveaux intermédiaires suppose qu'ils soient à moitié occupés (c'est malheureusement aussi la condition pour la vitesse de recombinaison la plus élevée). Il faut donc chercher des systèmes dans lesquels ces niveaux aient un caractère « métallique » sans pour autant trop accroître la vitesse de recombinaison non radiative⁴⁶.

Il existe de nombreuses manières d'introduire des niveaux intermédiaires, comme par exemple par l'introduction de défauts étendus ou d'impuretés. Les recherches vont actuellement dans deux directions :

- ▀ formation de minibandes dans un super-réseau de puits quantiques,
- ▀ Recherche de matériaux à bande étroite métallique en se fondant sur des calculs ab initio.

D'autres systèmes à bandes intermédiaires, apparus plus récemment, pourraient être intéressants. Il s'agit de composés semiconducteurs ferromagnétiques, du type de GaAs:Mn, qui pourraient présenter des durées de vies des états intermédiaires intéressantes à cause des règles de sélection sur le spin pouvant ralentir certains processus de recombinaison [ref Raulot].

⁴⁵ le rendement quantique est le ratio du nombre de particules obtenues par photon incident, ici le nombre de photons émis par photon incident à une longueur d'onde donnée.

⁴⁶ bien que ce puisse être non intuitif, une vitesse de recombinaison radiative élevée est en général un facteur favorable.

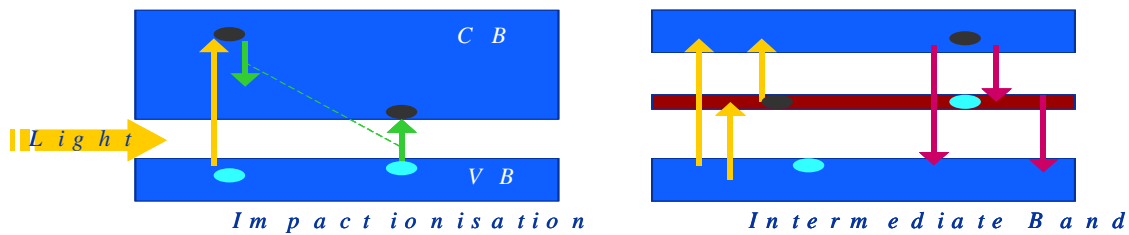


Figure 3 : Diagrammes de bande représentant les phénomènes de génération de porteurs optimisés par rapport au cas standard. A gauche, le phénomène d'ionisation par impact permet de transférer l'énergie excédentaire d'un porteur à un électron qui devient capable de passer dans la bande de conduction. A droite, un matériau à niveau intermédiaire dans lequel l'absorption par l'état excité permet une meilleure utilisation du spectre solaire. Les processus de génération sont en jaune et de recombinaison en mauve.

b) Les matériaux "scintillateurs"

L'absorption de photons dont l'énergie est plus de 2 fois celle du gap permet d'envisager d'autres mécanismes que la création de phonons pour la thermalisation des paires électron-trou : l'excédent d'énergie peut être transmis à une seconde paire électron-trou, un phénomène nommé ionisation par impact.

Les rendements limites de dispositifs à ionisation par impact peuvent être intéressants à condition que le processus soit efficace au voisinage du seuil minimal ($\sim 2 E_g$).

Des travaux au Max Planck de Stuttgart, ont prédit que les alliages Si-Ge pourraient exhiber un effet mesurable. Il s'est avéré être $< 1\%$ pour le rendement de cellules de ce matériau, par contre des rendements quantiques internes⁴⁷ (IQE) entre 1.2 et 2 ont bien été mesurés pour les alliages SiGe, mais ces valeurs ne sont observées que pour des énergies de photons $> 3 E_g$ tandis que des IQE de 2 (100% d'ionisation par impact) ne sont observées que pour $h\nu \sim 7 E_g$ [ref Queisser].

Plus récemment, l'observation d'ionisation par impact dans des nanocristaux de PbSe avec un rendement élevé est venue rouvrir des perspectives dans le domaine.

III. Les "machines thermiques"

Cellules à porteurs chauds

Les porteurs générés dans l'absorbant ne se thermalisent pas instantanément avec le réseau à la température T_a , mais forment de manière transitoire un gaz d'électrons et de trous « chauds⁴⁸ » : leur distribution correspond à une température $T_h > T_a$.

Si ces porteurs peuvent être collectés rapidement via un niveau étroit en énergie (figure 4), le flux de chaleur avec les contacts sont minimaux et la transformation de l'énergie cinétique du gaz chaud en énergie potentielle électrique est optimale. Le système fonctionne en fait comme un élément thermoélectrique idéal, et c'est l'un des concepts les plus élégants proposés actuellement.

⁴⁷ c'est à dire le nombre de paires éle(voir aussi note 5)

⁴⁸ l'émission de phonons est typiquement de 0.1 ps dans les semiconducteurs usuels

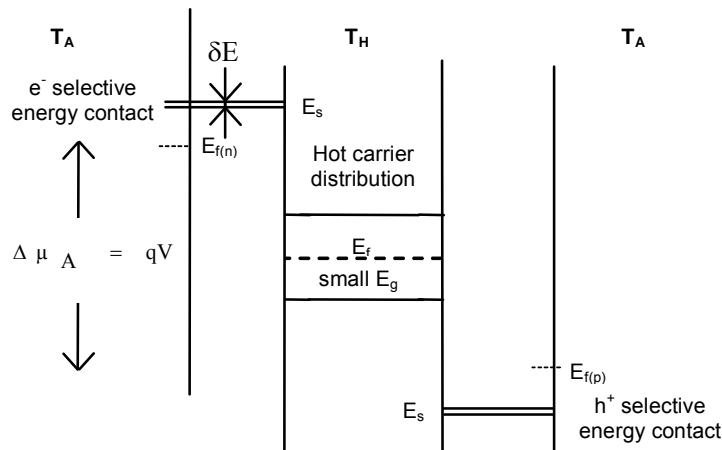


Figure 4 : Diagramme de bandes d'énergie d'une cellule à porteurs chauds. Les photons solaires sont absorbés dans la partie centrale ou se forme un gaz d'électrons chauds (à une température différente de celle du réseau). Leur excédent d'énergie cinétique leur permet d'être récupéré à une énergie supérieure à celle du bord de bande de conduction (pour les électrons) ou de valence (pour les trous). La sélectivité en énergie du contact est la condition pour que la distribution de porteurs chauds ne chauffe pas les contacts, qui doivent rester à la température la plus basse possible.

Les calculs de la limite de rendement donnent des valeurs très proches de celles obtenues avec un dispositif multi-jonction contenant une infinité de cellules chacune adaptée à une fraction du spectre, et ce quelle que soit la concentration et pour un dispositif de conception beaucoup plus simple: il s'agit donc en quelque sorte du dispositif ultime de conversion de l'énergie solaire.

Aucune cellule à porteur chaud n'a encore été réalisée, cependant des mesures de vitesse de thermalisation de porteurs chauds ont été faites dans les semiconducteurs usuels et les métaux.

Les mesures dans les semiconducteurs usuels montrent que les porteurs chauds se thermalisent en quelques picosecondes. Deux faits importants ont été découverts dans les années 90 : le temps de thermalisation, qui doit correspondre au temps caractéristique d'émission de phonons est fortement influencé à la fois par le niveau d'injection (i.e. l'intensité de l'excitation lumineuse) et par des effets de confinement (ref rosenwacks). Il apparaît donc que les vitesses de thermalisation peuvent saturer dans des nanostructures à un niveau suffisant d'illumination. Si l'on prend en compte la thermalisation des porteurs dans les modèles de cellule à porteur chauds, on obtient des rendements pratiquement atteignables qui pourraient dépasser 50% sous concentration dans des matériaux technologiquement accessibles.

La valeur de 50% de rendement correspond à une faisabilité à la limite des possibilités actuelles. Enfin, le rendement de conversion est très sensible à la largeur énergétique des contacts au delà de quelques meV, car ils introduisent alors une perte thermique par transfert de chaleur. Plus que la vitesse de thermalisation, la réalisation de contacts efficaces risque d'être le point délicat dans la fabrication de ces dispositifs.

Conclusions

La découverte de systèmes radicalement différents des diodes semiconductrices pour la conversion à haute performance de l'énergie solaire est-elle une utopie ? Il existe en tout cas un grand nombre de possibilités de principe pour y parvenir.

A court terme, les dispositifs multijonction devraient faire des progrès significatifs et même peut-être avoir dès ces prochaines années un impact notable sur la production d'électricité photovoltaïque en utilisant une optique de concentration (PV concentré à base de AsGa). A moyen terme, les dispositifs optiques à addition d'énergie pourraient voir le jour. Enfin à plus long terme, les dispositifs à bande intermédiaire ou à porteurs chauds, qui posent les plus grandes difficultés scientifiques et technologiques pourraient nous permettre d'approcher les rendements ultimes.

Ces possibilités pourraient voir le jour prochainement grâce à la découverte de nouveaux matériaux, aux propriétés toujours plus étonnantes, dont, mais pas seulement, ceux issus des nanotechnologies. Dans ce monde assoiffé d'énergie, il pourrait bien être nécessaire de tenter l'aventure....