

Domaine	Energie
Document	Rapport de mission
Titre	L'énergie solaire aux Etats-Unis
Auteur(s)	Daniel Ochoa (attaché scientifique à San Francisco) Abdelilah Slaoui (InEss, CNRS) Robert Soler (EDF) Veronica Bermudez (IRDEP, EDF)
Date	16 janvier 2009
Contact MST	Daniel Ochoa ; attache-stic.mst@consulfrance-sanfrancisco.org
Numéro	SMM09_

Mots-clefs	Energie solaire, énergies renouvelables, photovoltaïque, concentrateurs
Résumé	Une bonne utilisation de l'énergie solaire permettrait de répondre à une grande partie des défis mondiaux liés à l'approvisionnement énergétique et au changement climatique. Grâce aux politiques volontaristes de plusieurs pays, aux progrès technologiques, et à l'investissement privé, l'industrie du solaire connaît actuellement une croissance sans précédent. La mission scientifique de l'Ambassade a jugé que les enjeux scientifiques, économiques, et sociétaux du solaire justifiaient l'organisation d'une mission exploratoire aux Etats-Unis. Cette mission a permis à 5 experts français de rencontrer quelques uns des principaux acteurs américains en recherche et développement, en abordant la plupart des technologies les plus prometteuses. Il apparaît que les Etats-Unis, actuellement distancés par l'Allemagne et le Japon sur le sujet, entendent rattraper leur retard rapidement, et disposent pour cela d'atouts notoires : un ensoleillement record au Nevada, avec de vastes étendues désertiques inutilisées, un tissu industriel innovant extrêmement dense en Californie, et plus particulièrement dans la Silicon Valley, avec un gouvernement local très sensible aux questions environnementales.

NB : Toutes nos publications sont disponibles auprès de l'Agence pour la Diffusion de l'Information Technologique (ADIT), 2, rue Brûlée, 67000 Strasbourg (<http://www.adit.fr>).

Table des Matières

I.	INTRODUCTION	3
II.	PANORAMA GENERAL DE L'ENERGIE SOLAIRE AUX ETATS-UNIS	4
II.1.	<i>Situation énergétique</i>	4
II.2.	<i>Les énergies renouvelables aux USA</i>	6
II.3.	<i>L'électricité photovoltaïque aux USA</i>	8
II.4.	<i>Parité de grille</i>	12
II.5.	<i>Recherche et Développement en électricité photovoltaïque aux USA</i>	14
II.6.	<i>Conclusion</i>	15
III.	L'INDUSTRIE AMERICAINE DU SOLAIRE	15
III.1.	LE PHOTOVOLTAÏQUE.....	16
III.1.1.	Le photovoltaïque Silicium	16
-	Applied Materials	17
-	Sunpower.....	19
-	Nellis Air Force Base	22
-	PARC (Palo Alto Research Center).....	24
III.1.2.	Le photovoltaïque à couches minces	26
-	First Solar	26
-	Nanosolar	28
-	Applied Materials	31
III.2.	LES CONCENTRATEURS SOLAIRES.....	33
III.2.1.	Le solaire thermodynamique à concentration	33
-	Les centrales SEGS.....	35
-	Nevada Solar One	37
-	Solar One et Solar Two	38
-	eSolar	40
-	Brightsource	41
III.2.2.	Les concentrateurs photovoltaïques	43
-	PARC (Palo Alto Research Center).....	46
-	Energy Innovation	47
IV.	LES RECHERCHES UNIVERSITAIRES	48
-	Caltech, Beckman Institute	48
-	Stanford University.....	49
-	National Renewable Energy Laboratory (NREL).....	51
-	Colorado School of Mines	52
V.	CONCLUSION	52
VI.	ANNEXES	55
VI.1.	PROGRAMME DE LA SEMAINE	55
VI.2.	PHOTOGRAPHIES DE GROUPE	58
VI.3.	BIOGRAPHIES DES PARTICIPANTS	59

I. INTRODUCTION

Bien qu'elle ne produise actuellement qu'une faible fraction de l'électricité mondiale (environ 0.1%), l'énergie solaire est considérée de plus en plus comme une ressource d'avenir. Son utilisation, qu'elle soit photovoltaïque (PV) ou thermodynamique, émet tout d'abord très peu de gaz à effet de serre et contribue ainsi à la lutte contre le réchauffement global. Elle apporte également un complément énergétique très appréciable dans un contexte de raréfaction des ressources pétrolières. Une bonne gestion sur le long terme devrait même lui permettre de contribuer très puissamment à résoudre le problème d'approvisionnement énergétique au niveau mondial. Pour ces raisons, plusieurs pays comme l'Allemagne, le Japon, et maintenant les Etats Unis, se sont engagés massivement dans l'industrie solaire au travers de plusieurs types d'aides publiques.

La France se situe seulement au 8^{ème} rang mondial de la puissance PV installée et son industrie accuse un retard notable par rapport à celle de son voisin germanique. Notre pays disposait pourtant dans les années 80-90 d'une technologie de pointe dans le solaire thermodynamique, avec la centrale THEMIS située dans les Pyrénées-Orientales. L'abandon de ce projet a marqué le début d'une longue période de « traversée du désert » pour les technologies solaires, face à une industrie nucléaire prédominante, et un cours du pétrole en chute libre. Actuellement, devant le regain d'intérêt général en faveur des énergies renouvelables, la France se donne les moyens de rattraper le retard perdu. Depuis Juillet 2006, le tarif de rachat du kWh PV a presque doublé, pour atteindre 0.55 Euros/kWh pour les systèmes intégrés au bâti (BIPV). En parallèle, une fédération de laboratoires de recherche des CEA, CNRS et CSTB a donné lieu à la création de l'Institut National de l'Energie Solaire (INES) à Chambéry. Avec un budget de 60 millions d'Euros, cet institut accueillera d'ici quelques années 250 chercheurs, qui disposeront de 1200 m² de nouveaux bâtiments. Il travaillera en étroite collaboration avec les entreprises de la région (Clipsol, Photowatt, Tenesol), tout en disposant de l'appui financier de la région Rhône-Alpes et du pôle de compétitivité TENERDIS.

La France partage avec les Etats-Unis, une volonté politique favorable à un développement rapide de son industrie solaire. La Mission pour la Science et la Technologie a ainsi jugé particulièrement opportune l'organisation d'une mission exploratoire sur le sujet, permettant de mettre en relation les équipes de recherche françaises avec leurs homologues américaines. Des collaborations de recherche entre les deux pays pourraient dégager des synergies à même de lutter plus efficacement contre la compétition internationale, déjà très rude, mais qui deviendra écrasante si notre industrie reste à l'écart durant cette période charnière.

Cinq experts français ont ainsi effectué, du 5 au 9 mai 2008, une série de visites des principaux centres de recherche universitaires, entreprises innovantes et centrales solaires dans les Etats du Colorado (Denver), du Nevada et de Californie (Pasadena, Silicon Valley et désert du Mojave). La délégation représentait les organismes français les plus impliqués dans la recherche sur l'énergie solaire : le CNRS, le CEA et EDF. Elle était composée de Philippe Malbranche, directeur adjoint de l'INES, Dick Heslinga, chef du laboratoire sur les composants solaires de l'INES, Veronica Bermudez, chef de l'activité optoélectronique à l'IRDEP (Institut de Recherche et Développement de l'Energie Solaire, laboratoire commun EDF/CNRS à Chatou), Robert Soler, responsable de projet à EDF RD, et Abdelilah Slaoui, directeur du laboratoire de photovoltaïque à l'InESS/CNRS à Strasbourg, accompagnés par

les organisateurs, Daniel Ochoa, attaché scientifique au Consulat général de San Francisco et Jean-Baptiste Kempf, volontaire international.

Ce rapport, rédigé par les participants à la mission, fait le point sur l'état des recherches, des innovations industrielles, et des législations en cours aux Etats-Unis sur l'énergie solaire. Il ne prétend pas à l'exhaustivité, mais se concentre sur les résultats et les produits qui ont été présentés durant la mission, lors des différentes visites et rencontres. La richesse du programme permet toutefois d'aborder la presque totalité des domaines principaux relatifs à l'énergie solaire, et de dresser un panorama assez représentatif de ce qui se fait aux Etats-Unis sur ce sujet.

II. PANORAMA GENERAL DE L'ENERGIE SOLAIRE AUX ETATS-UNIS

II.1. Situation énergétique

L'approvisionnement en énergie est une des préoccupations essentielles de tous les pays du monde car il y va de leur croissance économique, voire de leur puissance. La Figure 1 donne la réserve en énergie primaire totale mondiale et son utilisation pour la production d'électricité (données 2004), et rappelle comment l'humanité est tributaire de l'énergie fossile, du gaz naturel et du charbon, tous fortement émetteur de CO₂. Les Etats Unis d'Amérique n'échappent pas à cette règle, même si, à l'instar de tous les pays développés, ils ont appris à produire et à utiliser l'énergie d'une manière plus efficace, réduisant ainsi leurs besoins. Cependant, l'industrialisation forcée d'un certain nombre de pays émergents augmente fortement la demande énergétique. La consommation mondiale en énergie primaire a augmenté d'un facteur 20 entre 1850 et 2000, et a atteint actuellement 15 TW-ans par an. Actuellement, les pays industrialisés consomment de l'énergie d'une manière disproportionnée par rapport aux pays en voie de développement. Les USA, avec une population de ~300 millions (4,8% de la population mondiale) consomment plus de 21% de l'énergie produite dans le monde, alors que l'Inde, avec une population de ~1 milliard (16% de la population mondiale) consomme à peine 3,45% de la génération globale d'énergie. Bien évidemment, il y a une corrélation directe entre le niveau de richesse d'un pays, exprimé souvent par son produit intérieur brut ou GDP, et l'énergie consommée par habitant. La Figure 2 donne la consommation électrique par habitant en fonction du GDP pour quelques pays (données de 2005). Un américain consomme à peu près deux fois plus d'électricité qu'un Français et 10 fois plus qu'un marocain !!

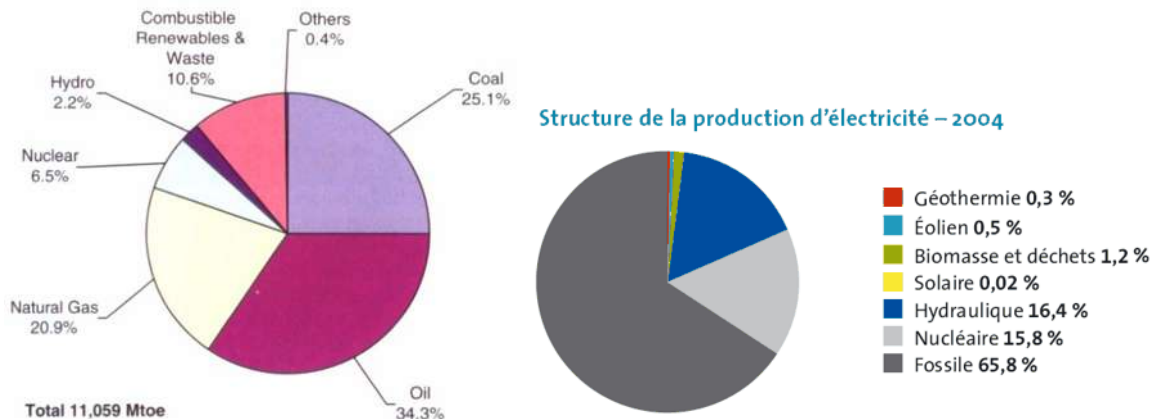


Figure 1 Gauche : Réserves en énergie primaire totale mondiale. Droite : Structure de la production d'électricité en 2004. Crédits : Observ'Er, EDF, 2005

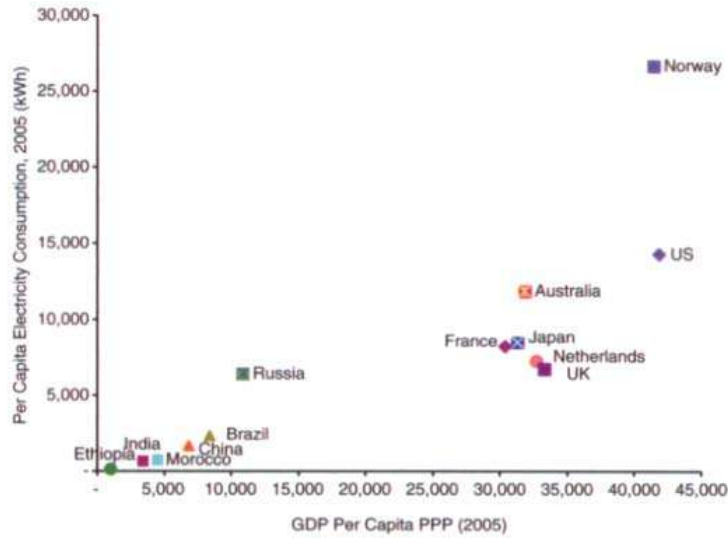


Figure 2 Rapport entre la consommation d'électricité par habitant et le niveau de développement (exprimé ici en revenu moyen par habitant) de certains pays.

En fait, d'après l' « Energy Information Administration of the US Department of Energy », la génération nette d'électricité en 2007 aux USA a été de 4.158.704 GWh, soit 2.3% de plus par rapport à l'année précédente, en lien avec la croissance économique que le pays a connue. Les différentes sources de production de cette électricité sont montrées sur la Figure 3. Une grande part de l'électricité est donc produite par le charbon et le gaz naturel, fortement responsables de l'effet de serre et du réchauffement climatique.

Ainsi, le volume total d'électricité vendue aux USA a été de 3.748.122 GWh en 2007, quelques 2% de plus que l'année dernière. Le prix moyen de vente de l'électricité pour 2007 était de 9,14c/KWh en augmentation de 2,6% par rapport à 2006. Les états les plus touchés par l'augmentation du prix de l'électricité en 2007 incluent l'Illinois, Maryland, Delaware et New Jersey. Entre 2006 et 2007, le prix moyen a augmenté de 21% et 15% dans l'Illinois et le Maryland, respectivement.

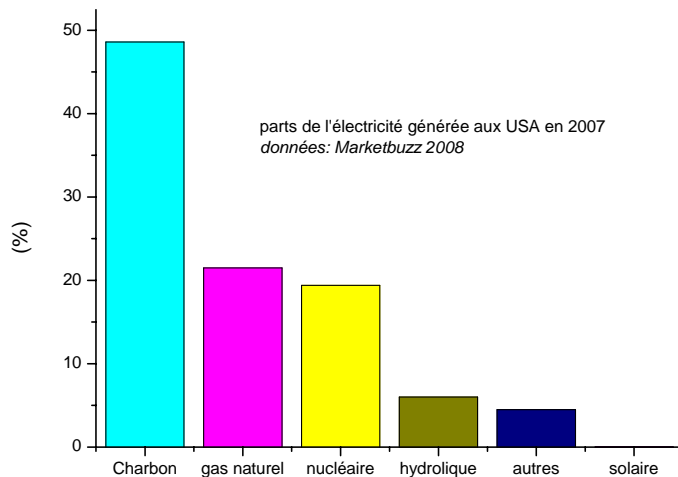


Figure 3 Répartition de la production d'électricité par différentes sources d'énergie.

II.2. Les énergies renouvelables aux USA

Après plusieurs années de « non » politique énergétique agrémentées de négociations pour l'implémentation des énergies renouvelables aux USA, la situation a commencé à changer en 2005. La principale rupture a eu lieu le 8 août 2005 lorsque le Président Bush signa le « 2005 Energy Bill ». Cette loi concerne :

- l'augmentation du crédit-énergie passant de 10% à 30% en 2 ans. Les technologies éligibles sont le photovoltaïque, le solaire thermique, les concentrateurs solaires (à eau), et l'éclairage solaire hybride. Le crédit rembourse 10% de l'investissement après 2 ans
- l'établissement à 30% du crédit-énergie (solaire) pour le résidentiel. Pour les systèmes résidentiels, le crédit taxe est plafonné à \$2000.

Le deuxième signe crédible a été l'approbation finale du « Californian Million Solar Roofs Plan » par le sénat de Californie le 14 août 2006 (Senat Bill 1 ou SB1). Il en est attendu la génération d'au moins 3GW d'électricité photovoltaïque d'ici 2018. La première pierre de cette décision a été la création de la « Californian Solar Initiative, CSI » qui offre un rabais sur les systèmes solaires photovoltaïques, grâce à un budget de 3.35 milliards de dollars sur 10 ans. Depuis Janvier 2007, la « Californian Public Utilities Commission, CPUC » offre des primes conséquentes pour des systèmes d'énergie solaire de capacité plus grande que 100KWp. Ainsi pendant les 5 premières années, la prime est de \$0.39-0.5/KWh produit. Pour des systèmes plus petits que 100KWp, les primes pour le résidentiel et les commerçants seront calculées sur la performance estimée des systèmes. La prime est de \$2.50 par watt en plus de l'aide fédérale. Les deux mécanismes récompensent l'installation des systèmes solaires de grande qualité et efficaces. La Table 1 rappelle les primes et avantages en fonction de la taille de l'installation.

Au niveau fédéral, a été mise en place la fondation « Clean Renewable Energy Bonds, CREBs ». Avec une allocation de 1.2 milliard de dollars, CREBs fournit aux municipalités, aux compagnies coopératives d'électricité et à des entités gouvernementales accès à un capital sans intérêts pour des équipements de production d'énergie renouvelables. Ainsi 443 stations solaires ont été sélectionnées en 2007.

Suite à ces incitations, plusieurs programmes et initiatives fédérales et d'Etats ont été adoptés pour encourager le développement du marché des énergies renouvelables et du photovoltaïque en particulier. Une des listes de données les plus synthétiques recensant toutes les opportunités possibles dans les différents états américains est la « Database of State Incentives for Renewable Energie, DSIRE » que l'on peut consulter sur <http://www.dsireusa.org/>. Elle rassemble les informations sur plus de 39 états américains.

La Figure 4 illustre la hauteur de l'engagement de différents états américains dans le portfolio des énergies renouvelables (Renewable Portfolio Standards, RPS). La diversité des décisions au niveau local provient des différences en termes de ressources énergétiques propres, de géographie de l'état et bien évidemment de volonté politique.

Step	MW in step	EPBB Payments (per AC-watt)			PBI Payments (per kWh)		
		Residential	Commercial	Gov't/Non Profit	Residential	Commercial	Gov't/Non Profit
1	50	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
2	70	\$2.50	\$2.50	\$3.25	\$0.39	\$0.39	\$0.50
3	100	\$2.20	\$2.20	\$2.95	\$0.34	\$0.34	\$0.46
4	130	\$1.90	\$1.90	\$2.65	\$0.29	\$0.29	\$0.37
5	160	\$1.55	\$1.55	\$2.30	\$0.22	\$0.22	\$0.32
6	190	\$1.10	\$1.10	\$1.85	\$0.15	\$0.15	\$0.26
7	215	\$0.65	\$0.65	\$1.40	\$0.09	\$0.09	\$0.19
8	250	\$0.35	\$0.35	\$1.10	\$0.05	\$0.05	\$0.15
9	295	\$0.25	\$0.25	\$0.90	\$0.03	\$0.03	\$0.12
10	350	\$0.20	\$0.20	\$0.70	\$0.03	\$0.03	\$0.10

Table 1 Primes et avantages délivrés par l'Etat Californien en fonction de la taille de l'installation.

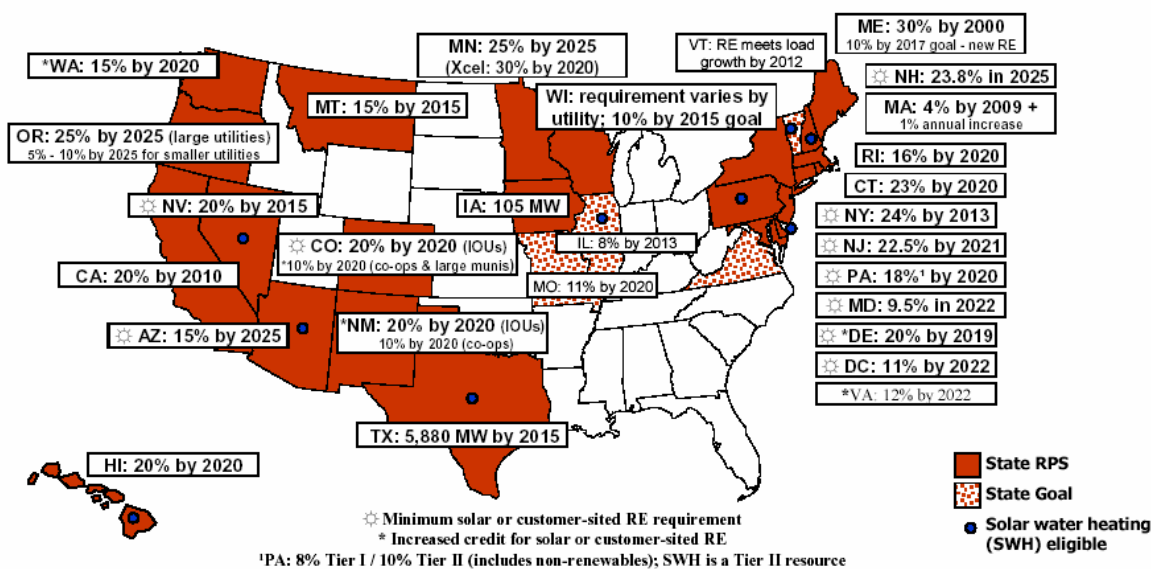


Figure 4 Etats américains avec leurs « Renewable Porfolio Standards », en 2007.

L'union des scientifiques concernés prédit que les fonds pour les énergies renouvelables et le RPS (Renewable Porfolio Standards) des états pourraient conduire à une capacité de production de ~25900 MW en 2017 ! la plus grande partie de cette production sera fournie par l'éolien, mais le solaire et le photovoltaïque en particulier prendra une part de plus en plus importante.

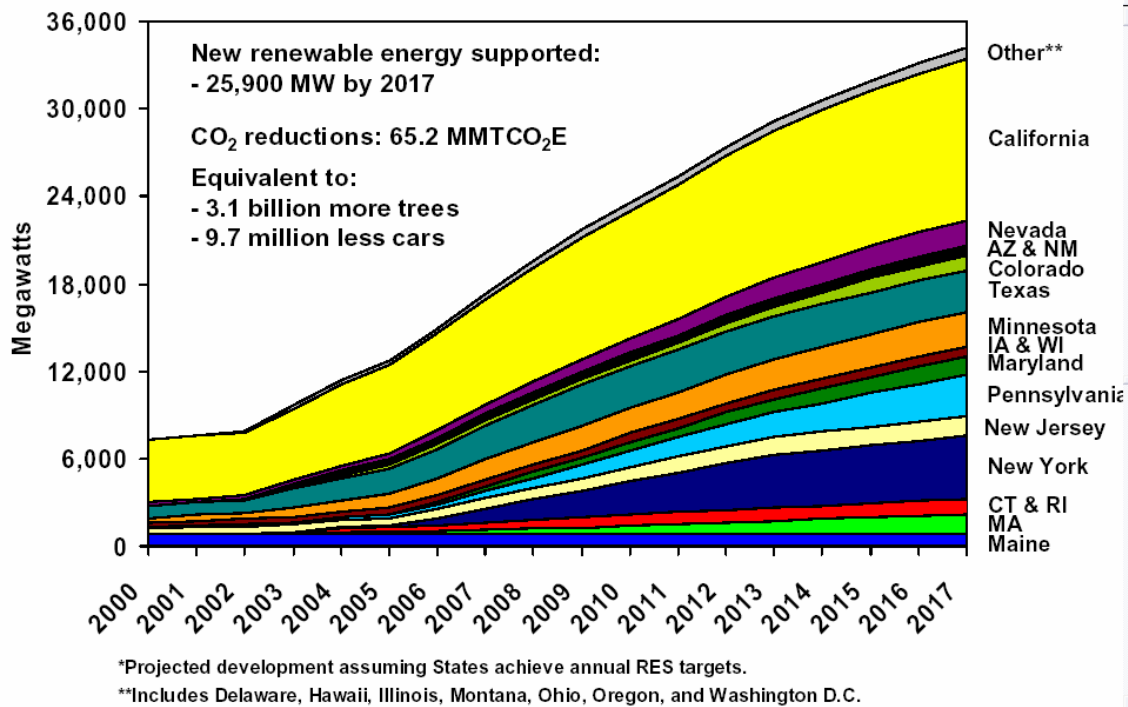


Figure 5 Evolution des puissances produites à l'aide d'énergies renouvelables par les différents Etats américains

II.3. L'électricité photovoltaïque aux USA

L'idée d'utiliser l'énergie solaire pour faire face aux besoins énergétiques croissants de la planète n'est pas nouvelle, et semble aller de soi. La ressource d'énergie solaire est en effet inépuisable, propre, et abondante : la Terre reçoit en une heure autant d'énergie solaire que l'humanité n'en consomme en un an. Il suffirait ainsi de couvrir 0.6% des terres émergées avec des systèmes solaires d'une efficacité nette de 10% pour résoudre tous nos problèmes énergétiques actuels.

L'histoire du photovoltaïque débute aux Bell Labs, lorsqu'en 1954 des chercheurs découvrent accidentellement que des cristaux de Silicium dopés étaient très sensibles à la lumière. La mise en pratique de cette découverte ne se fait pas attendre. Très rapidement, les premières cellules PV atteignent des rendements de 6%, et en 1958, des panneaux solaires équipent le satellite Vanguard 1.

Depuis cette époque pionnière, les progrès technologiques ont été progressifs, et une véritable industrie photovoltaïque s'est constituée. Il y a une quinzaine d'années (1992), cette industrie affichait un chiffre d'affaire de \$200-300 millions, et une puissance installée cumulée de 100MW. Elle était alors dominée par les Etats-Unis, qui détenaient 45MW de cette puissance cumulée, et l'essentiel des grands groupes manufacturiers (Arco Solar, Mobil Solar, Amoco/Enron). A cette époque, le prix d'un module tournait autour de 5\$/W, et celui d'un système autour de 12-15\$/W. Le rendement des cellules avoisinait les 12%. Quinze ans plus tard, en 2007, le marché du PV représentait environ \$14 milliards, soit 50 à 60 fois plus qu'en 1992. Cette croissance rapide et récente est due en grande partie aux programmes incitatifs mis en place dans différents pays, comme l'Allemagne, l'Espagne, les Etats-Unis, l'Italie, la France et la Corée. Elle a été accompagnée par une réduction du 30% du prix des modules, qui est passé à 3.4 \$/W, et d'une augmentation de 50% du rendement des cellules monocristallines, qui atteignait 18% en moyenne. Cette diminution des

prix n'a pas été sans à-coups, lorsqu'en 1988-1990, puis en 2005-2007, des ruptures de stocks de Silicium cristallin ont entraîné brièvement une augmentation du prix des modules. Dorénavant, la situation a été stabilisée, et la mise en ligne de nouvelles unités de fabrication de Silicium, ainsi que l'emploi de plus en plus fréquent de Silicium de plus basse qualité (dit métallurgique), devrait permettre de diminuer à nouveau le prix des modules.

En termes de production, l'évolution de l'industrie solaire est également éloquente. En 1992, Siemens, premier fabricant mondial de modules solaires, avait une production annuelle d'environ 10MW. 15 ans plus tard, Sharp, remplaçant de Siemens à la tête du classement, produit près de 600MW/an. Cette multiplication par un facteur 60 en 15 ans correspond à un doublement tous les 2.5 ans environ. En suivant cette loi d'échelle, on peut s'attendre à voir apparaître une entreprise atteindre la production du 1GW/an d'ici 2010. En 15 ans, 50 entreprises de solaire PV ont été introduites en bourse (IPO), pour une capitalisation supérieure à \$50 milliards. Sur les quatre dernières années, le capital risque dans des start-up innovantes a dépassé \$280 millions. Les entreprises américaines ont attiré la plus grande part de ce capital risque, alors que les entreprises chinoises ont mené la course en termes d'IPO et de capitalisation. Enfin, les 28 premières entreprises mondiales sur le solaire, totalisaient une capitalisation de \$120 milliards en 2007, en croissance de 50% par rapport à 2006.

Aux USA, le marché du PV n'est pas unique, mais structuré autour d'une conglomération de marchés régionaux et des applications spécifiques pour lesquelles le PV offre la solution la plus économique. Avec de nouvelles installations, le marché PV américain est passé de 140MW en 2006 à 220MW en 2007, une augmentation de 85%. Les Etats-Unis se placent ainsi en quatrième position mondiale, après l'Allemagne (1330MW), l'Espagne (640MW, +480%) et le Japon (230MW, -23%), dans un marché global de 2800MW. En termes de capacité PV cumulée, le classement est quasiment le même (toujours en 2007, selon les chiffres de l'IEA), l'Allemagne étant encore en tête avec près de 4GW installés, suivie du Japon (2GW), les Etats-Unis (830MW) et l'Espagne (655MW) (voir Figure 6), pour un total de 9.4GW. A eux seuls, l'Allemagne, le Japon et les Etats-Unis totalisent 89% de la capacité mondiale installée. Dans ce classement, la France arrive en huitième position avec une capacité PV installée de seulement 75MW.

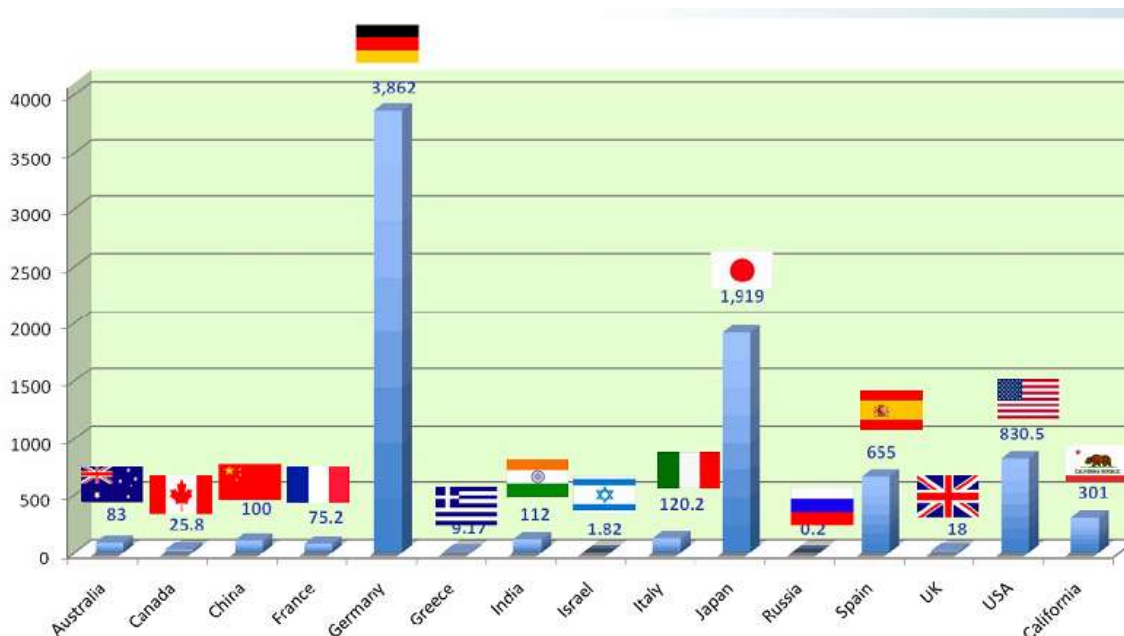


Figure 6 Capacité PV cumulée, installée dans le monde en 2007. Source : Global Green USA

A cause des mesures de soutien aux niveaux régionaux et des Etats, le marché du PV connecté au réseau a dépassé le marché PV des sites isolés en 2003, et il continue une croissance fulgurante (Figure 7). Ainsi, la demande de PV connecté au réseau a progressé à 190MW, comptant pour 86% actuellement dans le marché du PV américain. La part du résidentiel connecté a augmenté modestement en 2007, de 27 à 30% ; Les installations gouvernementales et coopératives connectées au réseau ont progressé elles de 41 à 48%. Mais la progression la plus importante concerne les centrales des fournisseurs principaux d'électricité puisque la part a augmenté de 4% en 2006 à 14% en 2007 !

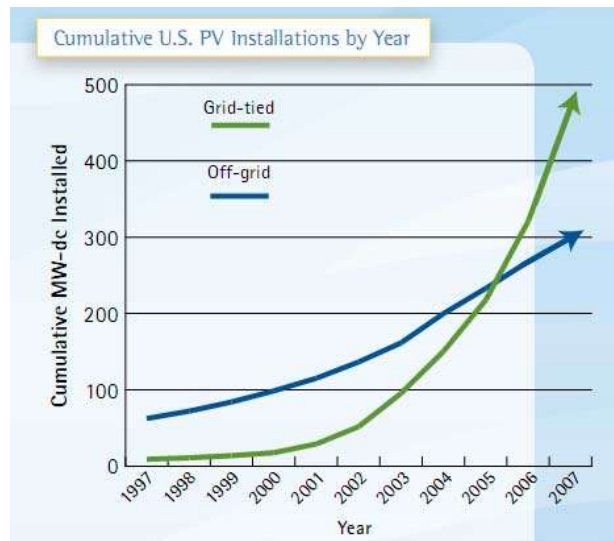


Figure 7 Evolution de la puissance PV cumulée installée aux USA, selon qu'il s'agit de PV connecté au réseau (Grid-tied) ou non (Off-grid). Source Larry Sherwood, IREC, PVNews

Plus particulièrement, la part nationale de la Californie dans le PV connecté au réseau a chuté (relativement) à 57%, comparée à 62% en 2006, principalement à cause des projets à très grande échelle dans le Colorado et Nevada. Une liste non exhaustive des principaux projets en cours dans différents états est montrée sur la Table 2. Il faut remarquer dans ce tableau l'implication de sociétés telles que Google, Qualcomm ou Tyffanys dont le cœur du métier est loin de l'énergie. La plus importante installation dans ce tableau est Nellis Air Force Base (14MW) qui été visitée lors de cette mission. La liste des principales compagnies électriques ayant investi dans le solaire est montrée sur la Figure 8. Comme on peut le constater, Southern California Edison devance très nettement toutes ses rivales, avec une capacité solaire cumulée en 2007 de 409MW. On note également que sur les dix premières entreprises, 5 sont californiennes.

propriétaire	Puissance (MW)	Etat	type
Agilent Technologies	1	Californie	Tracking sol
Qualcomm	0.42	Californie	Montage en toiture
Tesco Distribution Center	2.75	Californie	Montage en toiture
Google	1.6	Californie	Montage en toiture
United Natural Homes	1.19	Californie	Montage en toiture
Paramount Farms	1.1	Californie	Montage sur sol
Gap	1	Californie	Tracking sol
Alza Corporation (part de Johnson &	1	Californie	Tracking sol

Johnson)			
Meyer Corporation	0.58	Californie	Montage en toiture
Ohlone College	0.57	Californie	Montage en toiture
Alcoa	0.59	Californie	Montage en toiture
Western Wine Services	0.5	Californie	Montage en toiture
Sonoma County Water	0.6	California	Tracking sol
Denver Federal Center	1	Colorado	Montage sur sol
Us Army (Fort Carson)	2	Colorado	Montage sur sol
Xcel Energy (Alamosa)	8.22	Colorado	Montage sur sol + tracking
Nellis Air Force Base	14	Nevada	Tracking sol
Tiffanys	1.34	New Jersey	Montage en toiture
Estee Lauder	0.6	New Jersey	Montage en toiture

Table 2 Principales grandes installations PV aux USA en 2007

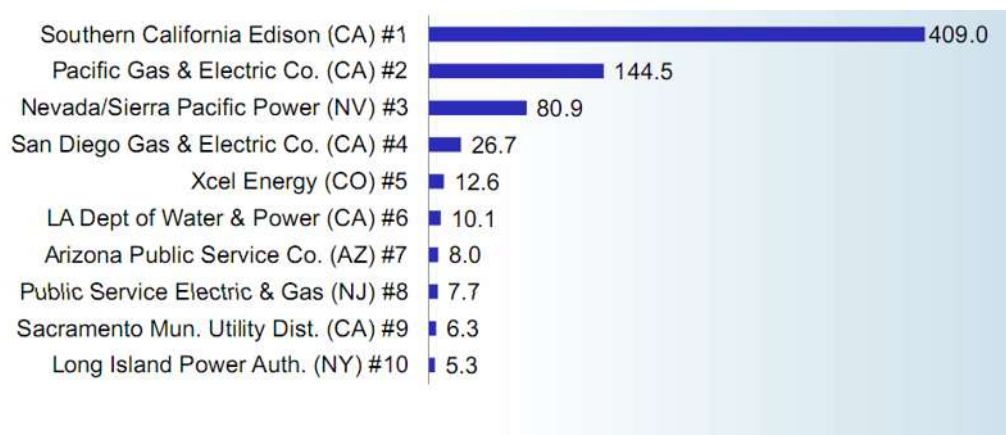


Figure 8 Liste des principaux fournisseurs d'électricité américains utilisant l'énergie solaire, avec la capacité totale qu'ils détiennent en MW (chiffres 2007). Source : SEPA

Cependant, en dépit de cette accélération significative et une réactivité exemplaire de la part des investisseurs et des équipementiers, il reste beaucoup à faire pour atteindre l'objectif du million de toits. La limitation de la taille de l'installation à 2MW est une des raisons majeures pour laquelle les Etats Unis n'ont pas été capables de dupliquer la croissance explosive qu'ont vécue ces dernières années les marchés allemands et espagnols. Malgré tout, l'objectif rappelé sur la Figure 9 n'est pas impossible à atteindre compte tenu de la dynamique enclenchée.

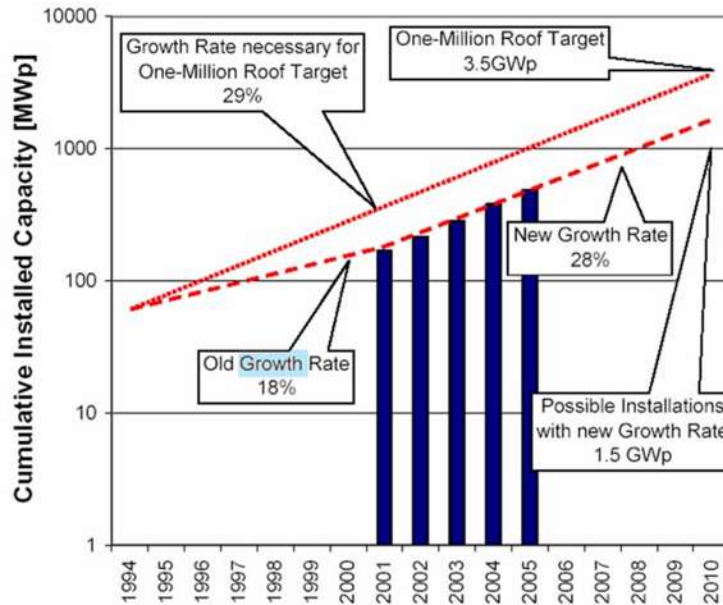


Figure 9 Evolution de la puissance PV installée aux USA et la projection pour atteindre le 1 million de toits couverts.

Cette dynamique s'illustre très bien par les projets 'Topaz Solar Farm' et 'High Plains Ranch II', deux fermes PV qui devraient produire respectivement 550MW et 250MW d'énergie solaire dans la 'California Valley' au nord de Los Angeles, d'ici 2013. Ces fermes seront construites par des entreprises californiennes qui ont passé des accords avec le fournisseur d'électricité PG&E (Pacific Gas and Electric), ce dernier ayant promis de racheter toute l'électricité produite par les fermes. Le projet High Plains Ranch II, construit par l'entreprise Sunpower, est détaillé dans le paragraphe consacré à cette entreprise. Optisolar (Hayward et Sacramento) construira Topaz Solar Farm pour un coût de \$1 milliard, à l'aide de panneaux solaires à couches minces répartis sur 25 km² de ranchs. La construction débutera en 2010, la production en 2011, et la ferme devrait être entièrement opérationnelle en 2013. A eux deux, ces projets totaliseront une puissance de 800MW, ce qui est supérieur d'un facteur 10 à la taille des projets dont il était question il y a peu.

II.4. Parité de grille

La parité de grille est le point à partir duquel le prix de l'électricité solaire est inférieur ou égal à celui de l'électricité du réseau. Il est souvent considéré comme un objectif majeur à atteindre par les industriels du secteur pour que le marché du solaire décolle véritablement.

Actuellement, le coût de l'électricité solaire se situe autour de 0.25\$/kWh dans la plupart des pays de l'OCDE. Ce chiffre devrait baisser à 0.15\$/kWh d'ici 2011, et même atteindre 0.10\$/kWh dans les régions les plus ensoleillées. Comme on le voit sur la Figure 10, la parité de grille peut déjà être atteinte dans des pays ensoleillés comme l'Italie, où l'électricité est chère. Aux Etats-Unis, elle a déjà été atteinte à Hawaï et dans d'autres îles très ensoleillées où l'électricité est majoritairement produite par combustion d'énergies fossiles. Sur le continent, plusieurs industriels (dont GE), ainsi que le DOE, s'attendent à ce que la parité de grille soit atteinte vers 2015. Dans ce but, le DOE a débloqué \$14 million sur deux projets de recherche concernant les concentrateurs, en partenariat avec l'industriel espagnol Abengoa. Certains industriels prédisent même que, d'ici 2010, la moitié des consommateurs résidentiels de l'OCDE, et 10% des consommateurs commerciaux soient à parité de grille, à condition que les prix de l'électricité restent les mêmes jusqu'à cette date. La Figure 11

montre une prédiction faite par le NREL, de l'écart à la parité de grille (prix de l'électricité solaire – prix de l'électricité du réseau) dans les différents Etats américain, à l'horizon 2015. Cette simulation ne tient compte d'aucune aide gouvernementale éventuelle, et suppose un accroissement modéré des prix de l'électricité du réseau. Elle montre clairement qu'en 2015, un nombre important d'Etats auront franchi le cap de la parité de grille.

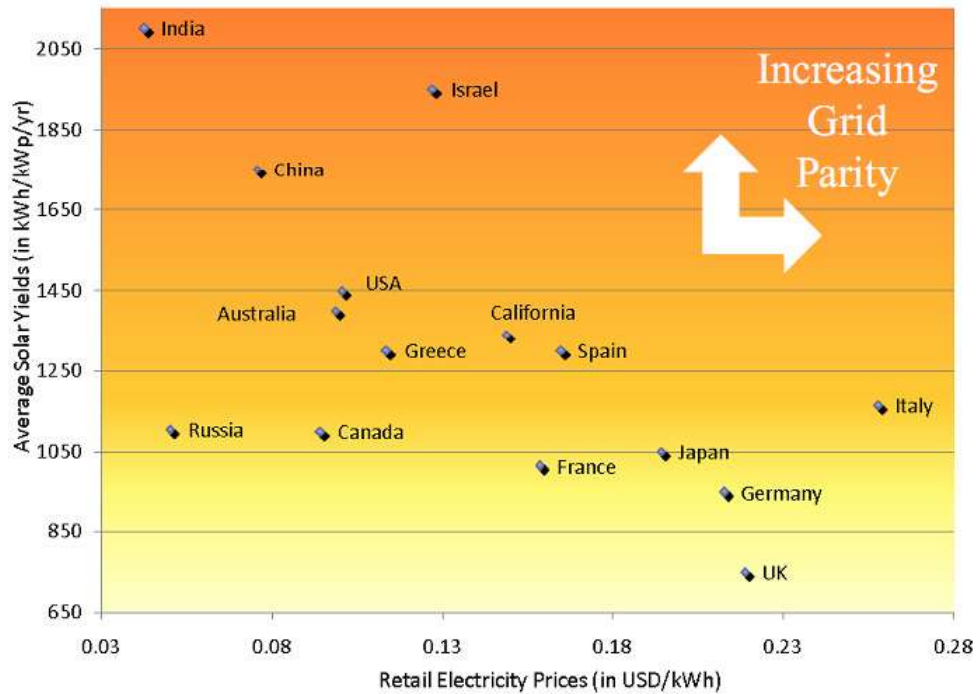


Figure 10 Ecart à la parité de grille dans différents pays, en fonction de l'ensoleillement et du prix de l'électricité. Source : Global Green USA

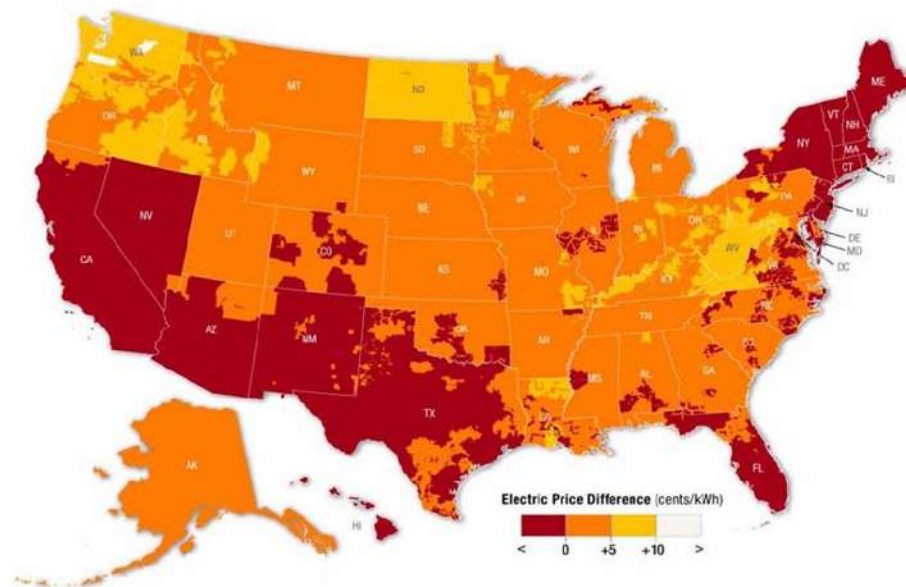


Figure 11 Prédiction de l'écart par rapport à la parité de grille en 2015, dans les différents Etats américains. Source : NREL

Pour illustrer ces prévisions, penchons nous sur quelques chiffres. Il est généralement admis que la parité de grille sera atteinte dans les marchés occidentaux (Japon, USA et une partie de l'Europe),

lorsque le prix des modules s'approchera de 1\$/W et le prix des systèmes de 3\$/W. D'après les spécialistes, les cellules à couches minces seront certainement les premières à afficher de tels prix, lorsque le marché atteindra 10GW. Cette prédiction est basée sur l'extrapolation d'une courbe dite 'd'apprentissage', reliant les prix en \$/W à la taille du marché, et montrant une diminution historique des prix relativement linéaire (voir Figure 15). Cette courbe, tracée à la fois pour les filières Silicium et couches-minces, montre clairement l'avantage de cette dernière, les technologies Silicium ayant encore beaucoup de progrès à faire avant de pouvoir approcher la parité de grille.

II.5. Recherche et Développement en électricité photovoltaïque aux USA

En Septembre 2004, l'industrie photovoltaïque US a publié sa projection (feuille de route) vers 2030 et au-delà « Our Solar Power Future ». Le principal credo de cette feuille de route est «le solaire fournira la moitié de la nouvelle génération d'électricité aux USA en 2025». Les actions recommandées pour y arriver se divisent en deux sections :

L'expansion du marché :

- des crédits d'impôt incitatifs : les premiers 10KWh installés reçoivent 50 % de crédit d'impôt plafonné à \$3/W. Au dessus de ces 10KW, le crédit serait de 30% plafonné à \$2/W. Diminuant le plafond de 5% par an encouragera un déclin régulier dans les prix et facilitera la transition vers un marché sans taux de crédit.
- Modifier le crédit d'impôt sur l'éolien pour permettre d'utiliser les deux sources
- Etablir et faciliter l'accès au réseau centralisé
- Inciter les gouvernements des Etats fédérés à investir 100 millions de dollars par an afin de construire des bâtiments publics à énergie solaire
- Etablir des alliances entre le secteur public et privé en vue du développement de l'énergie solaire

Recherche et développement :

- augmenter l'investissement R&D de 250 M\$ chaque année jusqu'en 2010
- renforcer l'investissement dans le silicium cristallin, les couches minces et les systèmes
- supporter les projets R&D à long terme, et à haut risque
- augmenter les financements des équipements et des centres d'excellence, des universités et des laboratoires nationaux (Sandia, NREL) pour réduire de 50% le délai entre la découverte et l'industrialisation.
- Favoriser les partenariats industries-universités-laboratoires nationaux pour faire avancer les produits technologiques et les connaissances dans le domaine PV.

Plus concrètement, les objectifs 2007-2011 ont été énoncés comme suit par le département de l'énergie (DOE) :

- 16% de rendement sur Si cristallin à un coût de \$260/m² (\$1.6/Wp)
- 10% de rendement sur CdTe à un coût de \$90/m² (\$0.9/Wp)
- 12% de rendement sur CIGS à un coût de \$170/m² (\$1.4/Wp)
- 8% de rendement sur Si amorphe à un coût de \$90/m² (\$1.15/Wp)
- 25% de rendement sur un système à concentration à un coût de \$50/m² (\$3/Wp)
- 95% inverseur efficace qui tiendrait 10 ans
- Des systèmes de fabrication et des techniques d'intégration qui permettraient des coûts d'énergie à \$0.1-0.15/KWh chez les fournisseurs, \$0.09-0.12/KWh chez les commerciaux et \$0.13-0.18/KWh dans le secteur résidentiel.

Par ailleurs, en 2005, l'US Defense Advanced Research Project Agency (DARPA) a initié le programme "Very High Efficiency Solar Cell (VHESC)" pour développer des cellules à 50% de rendement de conversion sur les prochaines années. Le but du programme est d'alléger de 9kg le poids des gadgets technologiques qu'un soldat moyen transporte pendant les opérations !

Le projet est coordonné par l'Université du Delaware. Les partenaires sont BP Solar, Blue Square Energy, Energy Focus, Emcore et SAIC. Pour la partie recherche, en plus de l'université de Delaware, il y a le NREL, Georgia Tech, Perdue University, MIT, University of Rochester, University of California Santa Barbara, Australian National University. Les thèmes sont l'architecture de cellules solaires latérales, les cellules solaires au silicium à faible coût, les cellules solaires à multijonctions et à faible coût, et les cellules solaires à boîtes quantiques.

La DARPA vient d'initier la deuxième phase du projet en finançant la nouvelle université Du-Pont de Delaware avec une infrastructure qui permet d'aller au prototype. Cette phase est programmée pour 3 ans.

II.6. Conclusion

Comme à l'habitude, la politique énergétique américaine dans le domaine des énergies renouvelables et solaire en particulier semble très pragmatique. En effet, elle obéit à quelques principes très simples :

- c'est le marché qui doit guider la technologie et le développement plutôt que des incitations étatiques très fortes. Présentant un marché en plein essor, plusieurs entreprises déjà établies ou des start-ups ayant levé des fonds considérables ont développé des activités dans le domaine de l'énergie solaire.
- Le mot d'ordre est la liberté ! Ainsi, malgré les « Act », chaque état peut ou non suivre les recommandations du congrès ou de l'administration fédérale, quand elle existe. Le « feeding tarif » par exemple n'est pas une option défendue partout.
- Encourager et développer les potentialités propres des états plutôt que de diversifier les efforts. Ainsi, les régions ensoleillées et désertiques ont choisit les systèmes thermiques à concentration solaires ou les champs à panneaux PV suiveurs, car la rentabilité est quasi-immédiate.
- Ne pas essayer de rattraper un trop gros retard. Ainsi par exemple au lieu de travailler sur le silicium multicristallin pour le PV dominé par les européens et les japonais (et bientôt les chinois), la plupart des grandes universités (Caltech, Stanford, Berkeley, Delaware) ou centres de recherche (NREL, Sandia,...) ont choisi de travailler sur la future génération de cellules photovoltaïques, qu'elles soient à base de polymères ou petites molécules, à base de couches inorganiques, ou des systèmes hybrides (nanofils, nanoparticules). Ils considèrent que la valeur ajoutée viendra de là. On peut déjà considérer des entreprises de renom (Konarka, Global Solar) ou start-up (plusieurs ont émergé des travaux du pris Nobel Heeger, Santa Barbara).

III. L'INDUSTRIE AMERICAINE DU SOLAIRE

L'industrie américaine dédiée à l'énergie solaire, bien que très fragmentée, a connu une croissance importante ces dernières années. Le nombre d'installations solaires a ainsi augmenté de 35% l'an dernier, et devrait poursuivre une croissance de 30% par an environ pendant au moins les 5 prochaines années. Ce chapitre se penche sur les deux principales catégories d'outils actuellement utilisés par cette industrie : les panneaux solaires photovoltaïques (siliciums ou à couches minces), et

les concentrateurs (photovoltaïques ou thermodynamiques). Dans chaque partie, les concepts sont introduits et illustrés avec les projets qui nous ont été présentés lors des différentes visites.

III.1. LE PHOTOVOLTAÏQUE

Les cellules solaires sont classées en 3 catégories dites ‘générations’ selon leur ordre d’apparition historique sur le marché. La première génération, qui occupe près de 90% du marché, comprend les cellules ‘classiques’ en Silicium (monocristallin ou polycristallin). Devant le coût élevé de ces cellules, une deuxième génération a vu le jour, ciblant la réduction des coûts grâce à l’économie de matériau, et l’utilisation de substrats différents. Il s’agit des cellules à couches minces, CIGS, CdTe ou Silicium amorphe. Cette réduction des coûts se fait cependant au détriment des rendements, inférieurs à ceux de la plupart des cellules en Si (voir figure suivante). La 3^{ème} génération occupe ainsi le terrain des cellules à haut rendement, tout en maintenant des coûts de fabrication raisonnables. On y trouve des cellules III-V à multijonctions, et des cellules avancées organiques, polymères, à nanocristaux ou hybrides, cellules de Graetzel, qui restent encore au stade de prototypes de laboratoires. Les deux premières générations sont traitées dans les deux sous-chapitres suivants. La troisième génération est traitée à la fois dans le chapitre consacré aux concentrateurs (paragraphe III.2.2) pour ce qui concerne les cellules multijonctions, et dans le chapitre IV consacré aux recherches universitaires.

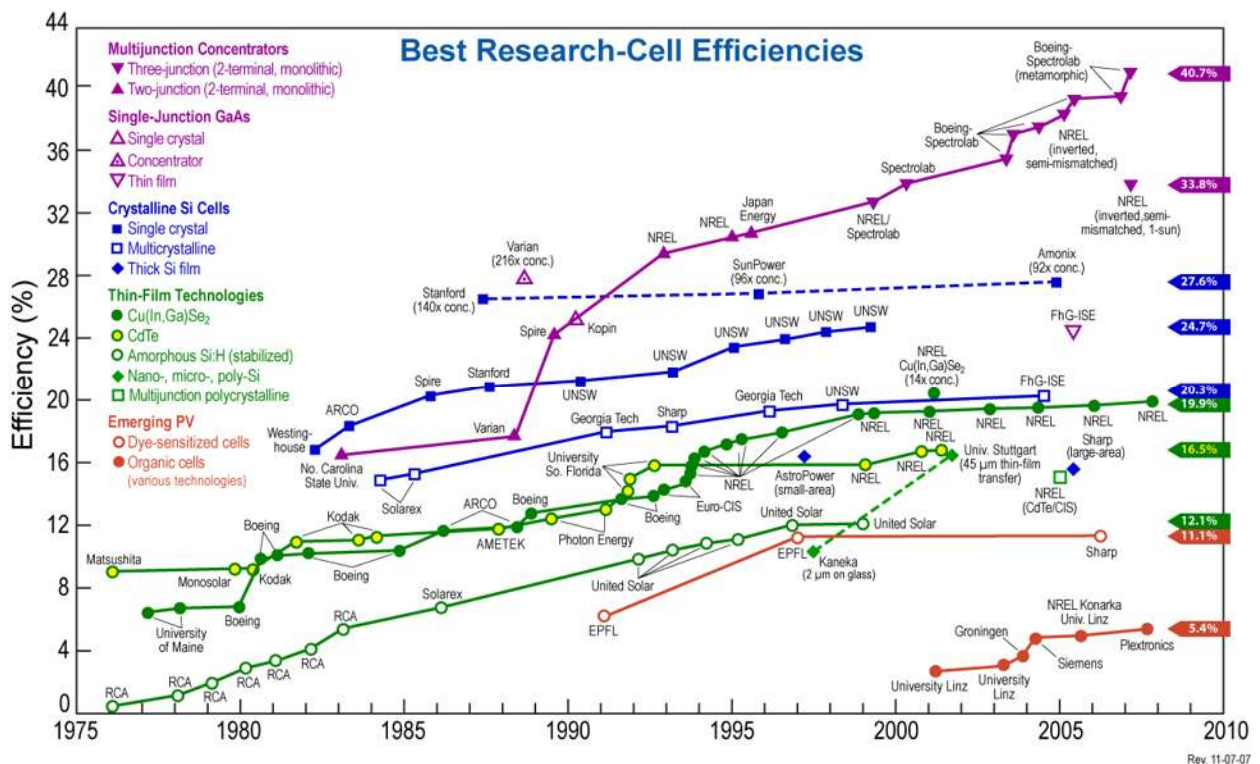


Figure 12 Evolution des rendements des cellules solaires expérimentales, en fonction de leur type.
Source : NREL

III.1.1. Le photovoltaïque Silicium

Bien qu’elle date d’un demi-siècle, la technologie élémentaire de la cellule PV Silicium a su faire ses preuves, en termes d’efficacité, de simplicité, robustesse, longévité et coût, et conquérir plus de 90% du marché mondial. Schématiquement, elle est constituée d’un cristal de Silicium, dans lequel une jonction P-N permet la séparation des charges, électrons et trous, créées par l’absorption des photons

dans le cristal, comme le montre la Figure 13. Malgré sa simplicité apparente, la cellule PV Silicium fait encore l'objet de recherches actives de la part des industriels et laboratoires de recherche, qui tentent avant tout d'en diminuer les coûts de fabrication, tout en améliorant les performances. Les quelques exemples suivants, issus des visites de notre mission, illustrent l'état de ces recherches et le développement du marché applicatif aux Etats-Unis (fermes solaires en particulier).

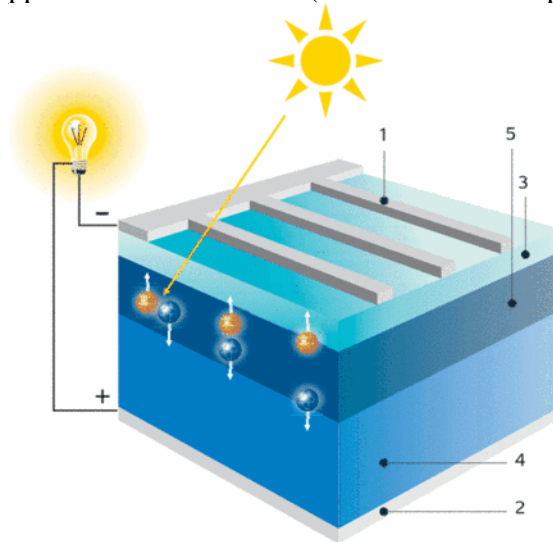


Figure 13 Schéma de principe d'une cellule solaire photovoltaïque standard en Silicium. 1 : contact avant négatif, 2 : contact arrière positif, 3 : Silicium dopé n, 4 : Silicium dopé p, 5 : zone de séparation des charges. Source : German Energy Agency.

- **Applied Materials**

3050 Bowers Ave, Bldg 91, Santa Clara, CA
Ian Latchford, GPM Crystalline Silicon.

Applied Materials (AMAT) a été fondée en 1967 à Mountain View dans la Silicon Valley. L'entreprise emploie 14,000 personnes sur plus de 100 sites répartis dans 18 pays différents. Ses revenus en 2007 étaient de \$9.8 milliard. De 2003 à 2007, \$5.1 milliards étaient dépensés en R&D, ce qui représente entre 20 et 25% des revenus annuels. AMAT est avant tout un équipementier, produisant des systèmes utilisés dans l'industrie des semi-conducteurs pour fabriquer des puces électroniques (60% du marché), des écrans plats (10%), et vendant des services et solutions à la fabrication (20%). Dans un objectif de diversification, plusieurs technologies alternatives sont explorées, comme le photovoltaïque et l'électronique souple.

AMAT a investi récemment dans un large portfolio de technologies dédiées à la fabrication de cellules solaires. Outre l'achat de l'entreprise Applied Films (voir paragraphe III.1.2) pour un milliard de dollars, elle a fait l'acquisition l'an dernier (2007) de l'entreprise Suisse HCT, pour un autre milliard de dollars, ainsi que de l'entreprise Italienne Baccini. HCT est un pionnier et leader mondial dans la fabrication de machines de sciage par fil des lingots de semi-conducteurs pour la microélectronique et le photovoltaïque. Baccini se spécialise dans la métallisation des contacts. Ces investissements marquent l'entrée en force d'AMAT dans le marché des énergies renouvelables. Ils permettront à AMAT de vendre une gamme complète de produits pour la fabrication de cellules solaire en Silicium cristallin, depuis le lingot jusqu'à la fabrication des cellules, sans toucher pour l'instant au marché de l'assemblage de modules.

L'intérêt manifesté par AMAT pour le photovoltaïque vient en partie des prévisions très optimistes concernant ce marché. La demande qui était jusqu'à présent de l'ordre du GW/an, devrait passer à la dizaine de GW/an dans les prochaines années (voir figure suivante). Selon les prédictions d'AMAT, une évaluation plus conservatrice prévoit une demande de 4 à 5 GW/an dans les années qui viennent. La production devrait pouvoir suivre, ainsi que la demande pour des outils de fabrication performants. Le coût élevé du Silicium, proche de 200\$/kg, qui avait handicapé le secteur il y a quelques temps, a fortement diminué ces dernières années, et ne devrait plus être que d'environ 45\$/kg en 2009.

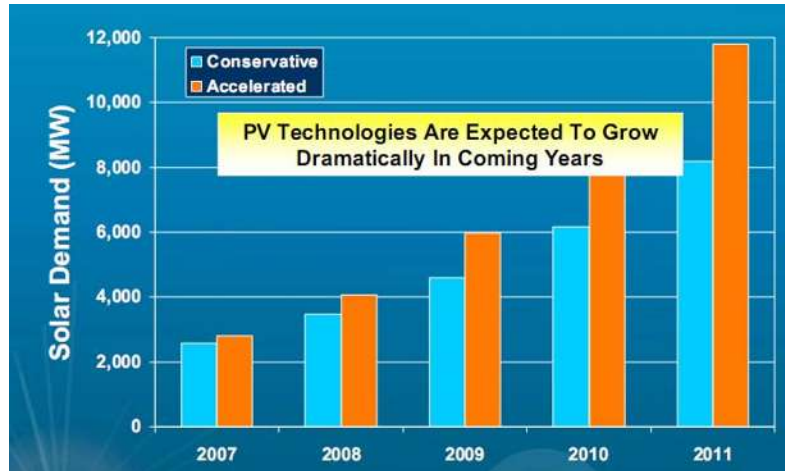


Figure 14 Prévisions concernant le marché du photovoltaïque dans les prochaines années. Source : Navigant, août 2007.

Le coût des modules PV Silicium est passé de 22\$/W en 1980 à 2.7\$/W en 2007, et devrait atteindre 1\$/W d'ici quelques années. Cette diminution du coût est directement liée à l'augmentation de capacité des lignes de fabrication (voir figure suivante), et au nombre de ces dernières par usine. On est passé de petites installations d'environ 10MW/an à de grosses installations approchant les 100MW/an. L'objectif d'AMAT est d'accélérer cette tendance, en offrant des solutions technologiques permettant d'atteindre le seuil critique de la « parité de grille », soit 1\$/W environ, en avance sur les prévisions usuelles (la « roadmap »). Le marché visé est celui des toits résidentiels, en concurrence directe avec l'entreprise chinoise Suntech.



Figure 15 Courbe historique et perspectives d'évolution du coût des modules PV en Silicium, et son lien avec la capacité de production des usines. Source : Navigant consulting

Outre l'augmentation d'échelle des installations, AMAT prévoit plusieurs pistes de développement sur lesquelles elle travaille activement, et qui devraient lui permettre d'atteindre ses objectifs : utilisation de Silicium de qualité inférieure, amincissement des substrats, amélioration du packaging et des procédés, diminution du coût des contacts. En particulier, l'amincissement des substrats à 130µm, réalisé grâce aux machines d'HCT, permettra une augmentation des rendements et une diminution des coûts. Après sciage, les substrats sont polis et texturés par un procédé chimique, ce qui augmente le rendement d'absorption. La jonction P-N est créée par diffusion du type N dans le substrat de type P, puis une couche anti-reflet de nitride (SiN :H) est déposée grâce à une machine de « sputtering » de la série ATON. Cette machine, développée à l'origine par Applied Films est maintenant propriété d'AMAT, et permet d'atteindre des productivités record de 100MW/h. Les étapes finales de fabrication des cellules comprennent le dépôt des contacts métalliques, où interviennent les machines Baccini, et le test. Actuellement, le rendement des cellules produites par AMAT est de 17%. L'objectif est d'atteindre 20%, ce qui situera AMAT dans le haut de gamme des équipements dédiés aux cellules solaires en Silicium cristallin, à un niveau proche de Sunpower qui atteint 22%. Pour cela il faudra cependant très certainement qu'AMAT se penche sur les concepts de cellules avancés, comme le contact arrière, à la manière de Sunpower, le contact avant par « laser grooving », les hétérostructures, où même le concept de cellule « PERL » développé par l'université UNSW en Australie qui a atteint le record de 24.7%, proche de la limite estimée à 28%, mais qui n'est encore resté qu'à l'état de prototype de laboratoire.

- **Sunpower**

1414 Harbour Way South, Richmond, CA 94804
Matt Campbell, Product Manager
Jack Peurach, Director of product development

Sunpower est spécialisé dans la fabrication de cellules solaires en Silicium cristallin à très haut rendement. Ses modules affichent un rendement record de 22%, ce qui représente un gain d'environ 50% par rapport à des cellules Silicium conventionnelles.

L'histoire de Sunpower est représentative du miracle de la Silicon Valley. L'entreprise a été créée en 1985 par Richard Swanson, PhD de Stanford et ancien professeur d'Electrical Engineering, toujours à Stanford. En 1993, la compagnie ne comptait qu'une vingtaine de personnes, alors qu'elle en compte aujourd'hui 4000. En 2001, lors de l'effondrement de la bulle Internet, Sunpower était dans une situation financière catastrophique, proche du dépôt de bilan. La légende veut que Richard Swanson rencontre son ancien élève Tom Rodgers, devenu depuis CEO de l'entreprise Cypress, dans un café 'Starbucks' de San Jose. Tom Rodgers, convaincu de la valeur de Sunpower, décide de sauver l'entreprise et fait un chèque de \$600,000 à son ancien professeur. Depuis, Cypress a investi près de \$150 millions dans Sunpower, dont elle possède la majorité du capital. Cypress est un spécialiste mondial des produits liés aux semi-conducteurs et aux technologies de l'information (circuits intégrés, solutions de télécoms optiques, capteurs CMOS pour caméras, moteurs de recherche sur réseau, mémoires MRAM...), dispose de revenus conséquents (\$1 milliard en 2004), et d'un parc technologique de pointe capable de traiter d'importants volumes de plaquettes de Silicium. Sunpower disposait de son côté, d'un savoir faire unique dans la fabrication des cellules solaire Silicium à très haut rendement, avec plus de 15 années d'expertise dans le domaine. L'excellente complémentarité entre les deux entreprises permet alors à Sunpower de se développer beaucoup plus rapidement. En 2003-2004, l'entreprise installe son unité de fabrication aux Philippines. En 2005, elle entre en bourse. En 2006, elle rachète Powerlight, une entreprise située à Richmond en Californie, près de Berkeley, spécialisée dans la fabrication de systèmes

photovoltaïques, ce qui rend Sunpower maître d'une partie importante de la chaîne de fabrication des systèmes solaires, du lingot de Silicium à l'installation.

Aujourd'hui, Sunpower est coté au NASDAQ, possède un capital de \$4 milliards, et des revenus annuels de \$700 millions, en progression constante depuis 3 ans. L'entreprise est implantée dans 6 pays : Etats-Unis, Allemagne, Suisse, Espagne, Corée du Sud et Philippines. Sa production annuelle de cellules solaires est passée de 20MW en 2005 à plus de 250MW en 2008, et prévoit d'atteindre plus de 600MW en 2010.

Le succès de Sunpower relève principalement de sa technologie unique, donnant des performances record à ses cellules. Comme le montre le schéma ci-dessous, dans une cellule traditionnelle, la jonction P-N est créée par dopage N sur toute la surface du Silicium de type P. Les contacts sont alors pris de part et d'autre du substrat, ce qui nécessite le dépôt de lignes de contact métalliques à l'avant, qui créent inévitablement de l'ombre, et donc une perte de rendement. Dans la technologie Sunpower, il existe une multitude de jonctions P-N définissant des zones latérales où viennent se prendre les contacts N et P, à l'arrière du substrat uniquement. La surface avant du Silicium est donc libre de contacts, et sans ombrage. D'une part, cela augmente significativement le rendement des cellules, et d'autre part, cela leur donne un aspect uniforme d'un noir profond dont Sunpower a fait un important argument commercial. La photographie suivante, prise dans les locaux de Sunpower à Richmond, montre un module de 300W, composé de cellules à 22% de rendement, et dont on peut effectivement juger de l'aspect esthétique contrastant avec celui des traditionnelles cellules polysilicium.

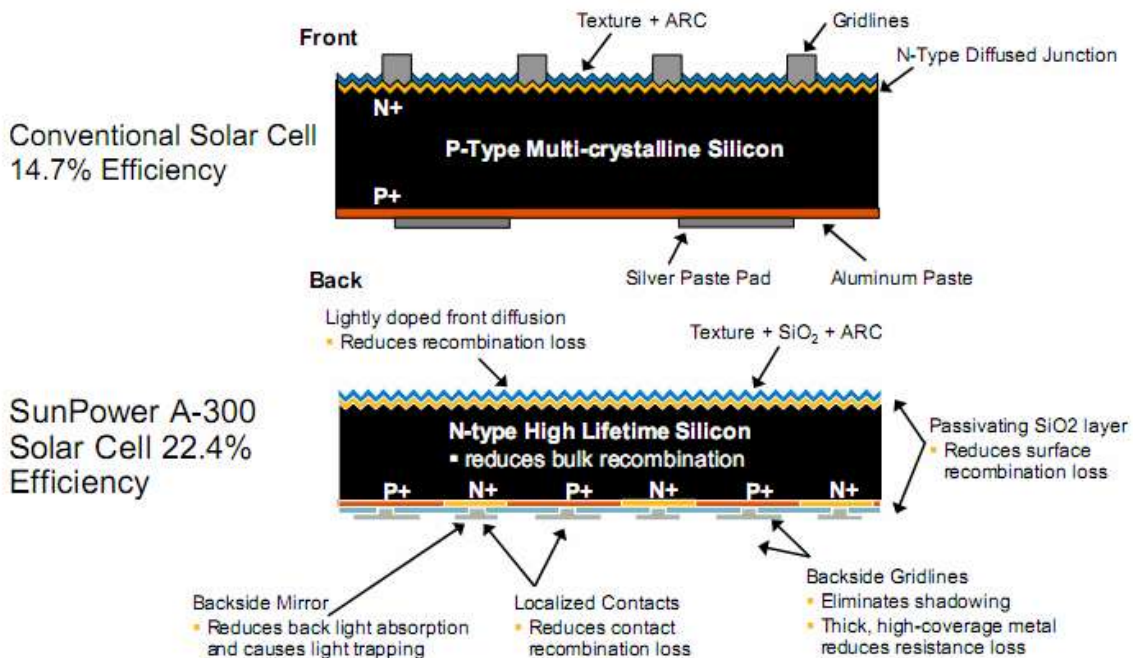


Figure 16 Comparaison schématique entre une cellule solaire Sunpower et une cellule Silicium traditionnelle. Crédits : Sunpower corp.



Figure 17 Photographie prise dans les locaux de Sunpower à Richmond (ex Powerlight), montrant un module 300W formé de cellules Sunpower.

Cette technologie de pointe permet aux cellules solaires de Sunpower d'atteindre des rendements record, mais au prix d'une complexité de fabrication accrue, associée à un coût important. Jusqu'à récemment, les cellules Sunpower étaient réservées à des applications ciblées, nécessitant de très bons rendements au détriment du coût. Ce fut le cas du drone solaire 'Pathfinder' (voir figure suivante), uniquement alimenté par des cellules Sunpower, et qui en 1995 battit le record d'altitude de 15,000 m. Le record passa à 24,000 m en 1998 avec une version améliorée 'Pathfinder plus'. Un autre drone solaire baptisé 'Solong', alimenté lui aussi de cellules Sunpower, battit le record de durée en altitude, en volant plus de 48h d'affilée en 2005.



Figure 18 Gauche : Drone solaire 'Pathfinder' (fabriqué par Monrovia, CA, sur demande de la NASA) alimenté uniquement par des cellules solaires Sunpower, qui battit le record d'altitude de 15,000m en 1995. Envergure : 30m, masse de l'engin : 250kg. Crédits : NASA.

Droite : Autre drone solaire à cellules Sunpower, appelé 'Solong', qui resta en l'air plus de 48h en 2005. Envergure : 4.75m, masse : 11kg.

Aujourd'hui, le prix des cellules solaires Sunpower a diminué et est devenu accessible aux applications grand public et pour la production électrique. Il varie beaucoup selon les commandes, mais se situe en moyenne autours de 4\$/W. Le marché de Sunpower est celui du résidentiel, dont le

BIPV, les centrales solaires, les bâtiments commerciaux. En Californie, le système solaire équipé de modules Sunpower est proposé pour certaines maisons neuves, et se vend très bien (dû en grande partie aux importantes aides offertes par l'Etat Californien).

Au niveau mondial, un grand nombre de fermes solaires utilisent des cellules Sunpower, avec une puissance cumulée qui dépasse 250MW. On en trouve surtout dans le sud de l'Espagne (Sevilla 12MW, Llerena 4.8MW, Trujillo 23MW, Jumilla 21MW, Serpa 11MW), 3 autres étant en construction (Naturer 29MW, Olivenza 18MW et Zaragoza 9.9MW). Les installations américaines sont pour l'instant plus modestes, se limitant essentiellement à la ferme solaire alimentant la base aérienne Nellis (voir paragraphe suivant). Cependant, Sunpower a prévu de construire d'ici 2012, une ferme solaire de 250MW dans la 'California Valley' au nord de Los Angeles. Baptisée 'High Plains Ranch II', cette ferme solaire s'étendra sur 9km², et délivrera 550 GWh d'énergie solaire, avec un facteur de capacité de 25% : l'essentiel de l'électricité sera délivrée au milieu de la journée, aux heures où elle est la plus chère. En aout 2008, PG&E (Pacific Gas and Electric), un des principaux distributeurs d'électricité californien, a annoncé avoir passé un accord avec Sunpower pour racheter toute l'électricité produite par cette centrale. High Plains Ranch II devrait commencer à fonctionner en 2010, et être pleinement opérationnelle en 2012.

A moyen terme, l'objectif de Sunpower est de diminuer encore ses coûts de fabrication, rendre sa technologie encore plus compétitive pour atteindre un marché plus important. En 2012, l'entreprise prévoit de réduire ses coûts d'environ 50% pour que l'électricité produite par ses cellules coûte le même prix que celle fournie par le réseau électrique.

- **Nellis Air Force Base**

Jessica Martin, Captain USAFR, 99th Air Base Wing Public Affairs

Michele Price, Base Energy Manager

Michael Cummins, MMA Renewable Venture, San Francisco

Damien Resh, MMA Renewable Venture, San Francisco

Le RPS (Renewable Porfolio Standard) de l'Etat du Nevada, impose à 20% de sa production électrique de provenir de sources renouvelables d'ici 2020 (voir Figure 4). L'US Air Force a décidé de marquer le coup en installant sur sa base Nellis, près de Las Vegas, une ferme solaire de 14MW. Cette ferme alimente aujourd'hui 25% des besoins en électricité de la base (où vivent et travaillent 12,000 personnes), ce qui réduit ses émissions annuelles de CO2 de 24,000 tonnes, soit l'équivalent des émissions de 185,000 voitures. L'USAF possède le tiers des superficies de l'Etat du Nevada, pour la plupart dans des zones désertiques parmi les plus ensoleillées du monde (voir figure suivante), mais très difficiles à exploiter car confrontées à d'importantes pertes de transmission électrique vers les zones peuplées. Le site de la base Nellis, en revanche, possède les caractéristiques idéales pour l'installation d'une ferme solaire.

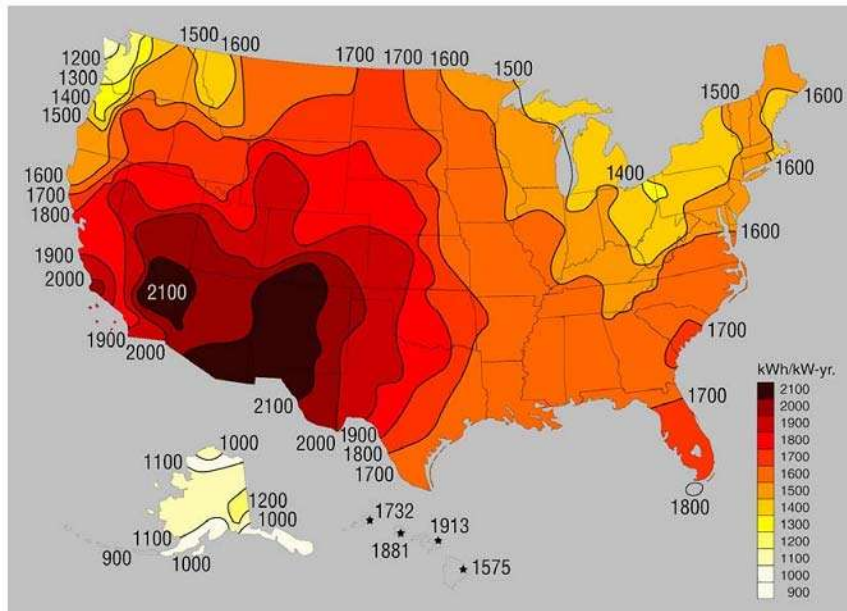


Figure 19 *Ensoleillement du territoire américain.*

La ferme solaire de la base Nellis est actuellement la plus importante ferme solaire photovoltaïque des Etats-Unis. Au niveau mondial, elle ne se situe pourtant qu'à la 15^{ème} place. Sur les 14 fermes solaires la précédant, 13 sont situées en Espagne, et une au Portugal. En première position se trouve la ferme située à Olmedilla en Espagne, qui délivre une puissance de 60MW.

Sur une surface de 140 acres (500,000 m²), 72,416 panneaux solaires de 200W ont été installés par l'entreprise Sunpower (voir paragraphe précédent). Chaque panneau comporte en moyenne 80 cellules PV, qui ne sont cependant pas toutes de la marque Sunpower (Sanyo, Suntech principalement). Les panneaux sont montés sur des « Trackers » électriques Sunpower T20, leur permettant de suivre la course du soleil durant la journée. Ces systèmes ne comportent aucun capteur. Ils fonctionnent à l'aide de données GPS précises sur leur position géographique, et d'un programme informatique ayant en mémoire la course du soleil de façon très précise. Comme le montre la photographie suivante, ces Trackers sont des systèmes mécaniques relativement simples. Les panneaux reposent face au sud, à un angle prédéfini par rapport à l'horizontale (20° environ, optimisé par rapport à la latitude et pour résister au vent), sur un support tubulaire qui autorise la rotation d'Est en Ouest. Une barre près du sol, reliant plusieurs panneaux entre eux, est animée en bout de chaîne par un moteur électrique lui donnant la translation horizontale nécessaire à la rotation des panneaux. Il est intéressant de noter le mouvement particulier des panneaux en fin de journée : au lieu de continuer leur rotation qui les rapprocherait de la verticale, ils se rabattent à l'horizontale pour éviter l'ombrage des panneaux les uns sur les autres causé par des rayons solaires rasants.



Figure 20 Photographies de la ferme solaire de 14MW située sur la base aérienne Nellis dans le Nevada.

La construction, qui n'a duré que quelques mois, pour un coût de \$100 millions, a bénéficié d'un mécanisme financier particulier, appelé PPA (Power Purchase Agreement) : l'entreprise privée MMA Renewable Ventures a entièrement financé l'opération, possède les installations, et opérera la ferme solaire dont elle revendra l'électricité produite à la base Nellis à un prix fixe garanti pendant 20 ans. Dans le même temps, MMA Renewable vendra des crédits REC (Renewable Energy Credits) au distributeur d'énergie Nevada Power, que lui-même créditera pour atteindre les objectifs du RPS fixés par l'Etat.

Dans ce mécanisme, tous les acteurs sont gagnants : MMA Renewable profite des terrains de l'USAF et d'un client assuré pendant 20 ans, ainsi que de la vente des crédits REC. En contrepartie, l'entreprise endosse le risque financier associé à l'opération. De son côté, la base Nellis possède toujours le terrain sur lequel sont installés les panneaux solaires, et achète son électricité à MMA Renewable à un prix inférieur au prix du marché. En outre, elle améliore son image de grosse consommatrice d'énergies fossiles, en se dotant d'une étiquette écologique très visible.

MMA Renewable, basée à San Francisco, est une filiale de MuniMae à Baltimore, une entreprise financière gérant un capital de \$20 milliards (chiffre donné avant la crise financière). Elle est spécialisée dans les montages financiers similaires au PPA, permettant de fournir de l'énergie renouvelable à ses clients (éolien, solaire, biocarburants). MMA est l'entreprise américaine qui connaît actuellement la plus forte croissance dans le secteur de l'opération de fermes solaires. Son portfolio PV atteint actuellement 34 MW en opération ou en construction (dont Nellis), auprès de 21 clients dans 10 différents Etats. Elle s'intéresse au marché français, qui selon elle dispose d'un fort potentiel pour l'installation de fermes solaires sur des terrains municipaux.

- **PARC (Palo Alto Research Center)**

3333 Coyote Hill Rd, Palo Alto, CA

Scott Elrod, directeur du Hardware Systems Laboratory

Fondé par Xerox en 1970, et plus connu sous le nom de Xerox PARC, le centre de recherche de Palo Alto PARC est à l'origine de l'invention de l'imprimante laser et d'avancées majeures qui ont permis de modeler l'informatique moderne (Ethernet, GUI, VLSI). Il a été au cœur de l'innovation de Xerox, ses travaux trouvant leur place dans presque tous les produits mis sur le marché par l'entreprise. En 2002, PARC est devenue une spin-off de Xerox, qui demeure son client principal (pour la moitié de son activité). Aujourd'hui, PARC emploie 170 chercheurs, 80% étant titulaires

d'un doctorat, pour un chiffre d'affaire annuel de \$55 millions. Il détient 1800 brevets, avec plus de 100 brevets par an entre 2000 et 2006, dans un portfolio très varié : biotechs, cleantechs, nanotechnologie, web 2.0, optoelectronique, impression, sécurité, reconnaissance d'image, réseaux, ethnographie, reconnaissance vocale, informatique...

Depuis quelques années, PARC s'est lancé dans l'aventure des énergies propres. Son approche est de capitaliser sur les acquis du laboratoire, en réutilisant des technologies développées pour d'autres applications. Ainsi, le savoir-faire accumulé sur l'impression laser a été réutilisé pour mettre au point les concentrateurs solaires (voir chapitre III.2.2), et des procédés lasers pour wafers PV. L'impression jet d'encre a été utilisée pour le procédé d'extrusion de grilles de contact à grand aspect-ratio, ainsi que des membranes pour l'extraction du CO₂. La connaissance liée à la manipulation des particules qui forment les poudres d'impression laser a permis de mettre au point des filtres à eau en spirale, sans membrane.

Ainsi, son savoir-faire en matière d'impression directe a permis à PARC de développer une technologie de dépôt de contacts métalliques augmentant le rendement des cellules PV de 6% (relatifs). Comme le montre la figure suivante, les contacts métalliques traditionnels ont un profil essentiellement plat, avec un Aspect-Ratio (ratio hauteur sur largeur) d'environ 0.1. Ces contacts étant situés sur la surface supérieure des cellules, ils bloquent une partie non négligeable du rayonnement solaire, détériorant ainsi le rendement des cellules. La technologie mise au point par PARC permet d'obtenir des lignes de contact beaucoup moins plates, structurées verticalement avec un Aspect-Ratio d'environ 0.8. Non seulement ces lignes provoquent un ombrage moins important que les lignes traditionnelles, mais elles réfléchissent également une partie des rayons solaires en direction de la cellule. Au final, le rendement est augmenté de près de 6% relatifs, soit environ 1% absolu pour une cellules Si à 15%.

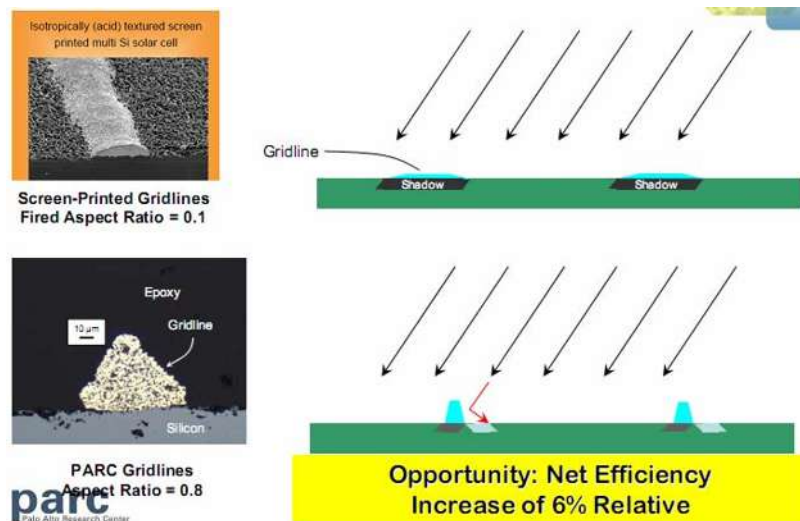


Figure 21 Dépôt de contacts métalliques structurés verticalement, avec un aspect-ratio de 0.8, permettant d'augmenter le rendement des cellules PV de 6% relatifs. Crédits : PARC

Pour obtenir ces lignes de contacts structurées verticalement, la technique de dépôt mise au point par PARC repose sur la co-extrusion avec matériau sacrificiel (voir figure suivante). Lors du dépôt, la pâte d'argent qui constituera le contact métallique est canalisée entre deux lignes d'un matériau organique additionnel. Ce matériau est dit 'sacrificiel', il disparaît après dépôt en étant brûlé, pour ne laisser que la ligne métallique désirée. Cette dernière présente alors une forte structuration verticale, avec un aspect-ratio atteignant 0.8. Sans le confinement latéral produit par le matériau sacrificiel, un

tel aspect-ratio ne serait pas envisageable industriellement, car en deçà d'une certaine finesse de trait les machines de dépôt direct ont tendance à se boucher.

Cette technologie, pour laquelle PARC a investi \$5 millions, est industrialisable dès à présent. Elle augmente significativement la performance des produits, tout en étant économiquement viable et suffisamment rapide avec un débit de traitement de 1 Wafer par seconde. Elle donnera bientôt lieu à la création d'une spin-off qui commercialisera le produit très bientôt (début 2009).

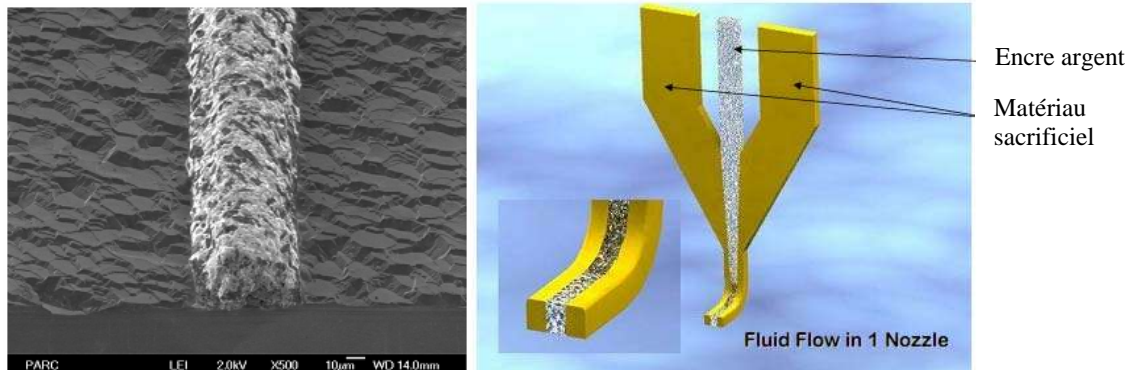


Figure 22 Procédé de dépôt de lignes de contact à haut aspect-ratio, utilisant la co-extrusion avec matériau sacrificiel. Crédits : PARC

III.1.2. Le photovoltaïque à couches minces

L'avènement du PV à couches minces est intimement lié à la quête de la 'parité de grille', à laquelle se consacrent un grand nombre d'industriels (plus de 80) depuis quelques années, et dont l'idée centrale est de réduire suffisamment les coûts de production pour rendre l'électricité solaire compétitive par rapport à l'électricité du réseau (voir paragraphe II.4). Une manière efficace de diminuer le coût des cellules, est d'économiser la matière active qui les compose. Les cellules Silicium sont épaisses (plus de 100 microns), et utilisent une grande quantité de Silicium, qui est devenu un matériau assez cher car très demandé. En comparaison, une cellule couche-mince n'utilise que quelques micromètres de matériau actif, déposé sur des substrats à bas coût (verre, plastique, métal). Les principaux matériaux déposés sont le Silicium amorphe, le CdTe et le CIGS (Cuivre, Indium, Gallium, Sélénium). Ils sont abordés dans ce chapitre à l'aide de l'exemple de trois entreprises : First Solar (CdTe), Nanosolar (CIGS) et Applied Materials (Si).

- First Solar

Tempe, Arizona

L'entreprise First Solar, située à Tempe dans l'Arizona, n'a pas été visitée lors de notre mission mais fait l'objet de ce court paragraphe, car elle est considérée comme une des entreprises les plus prometteuses dans le domaine du PV à couches minces, et elle est très représentative de la filière CdTe en émergence. Selon les spécialistes, il est très probable que First Solar soit la première à atteindre la parité de grille dans les pays occidentaux d'ici 2 à 4 ans. Son carnet de commandes se chiffre par milliards de dollars, elle vend déjà toutes les cellules qu'elle produit, ajoute des capacités de production tant qu'elle peut, et son cours en bourse est passé de \$25 lors de son introduction fin 2006 à \$150 aujourd'hui, en étant passé par \$300 à son plus haut avant la crise. Lors de son second tour d'investissement, en juillet 2007, First Solar a levé plus d'un milliard de dollars, ce que seules quelques rares entreprises (EBay, Digex) étaient parvenues à réaliser.

Le principe de base des cellules de First Solar repose sur le dépôt de deux couches semiconductrices CdS et CdTe sur un substrat en verre et sous une électrode transparente (voir Figure 23). Ces couches forment une jonction P-N (les dopages P et N du CdTe et CdS se forment assez naturellement), dans laquelle les paires électron-trous formées par absorption lumineuse dans le CdTe sont séparées. Les électrons sont ensuite transférés dans la couche de CdS et récupérés par l'électrode supérieure. Comparé au Silicium, le CdTe absorbe la lumière solaire de manière bien plus efficace : son pic d'absorption est situé à 850nm, contre 1.1 μ m pour le Si, alors que les calculs ont montré que la longueur d'onde d'absorption optimale est de 910nm.

Le secret de First Solar ne tient pas tant dans la structure de ses cellules, qui est relativement standard, que dans le processus de dépôt, dont les détails sont jalousement gardés. Dans les grandes lignes cependant, la fabrication se déroule selon les étapes suivantes. Les substrats utilisés sont des plaques de verre de 0.6m sur 1.2m, extrêmement propres et recouvertes au préalable d'une couche d'oxyde d'étain (ITO) servant d'électrode transparente supérieure. Ces substrats sont placés sur des tapis roulants qui les acheminent dans différentes chambres de croissance et de recuit. Ils sont tout d'abord chauffés à 600°C dans une première chambre, puis transférés vers un bâti de croissance où de la vapeur de CdS (obtenue par chauffage à 700°C du CdS solide) est déposée sur une épaisseur sub-micrométrique. Dans une troisième chambre, un procédé similaire permet le dépôt d'une couche de plusieurs microns de CdTe en environ 40s. Les substrats sont alors rapidement refroidis à 300°C dans une quatrième chambre, grâce à un jet d'azote, ce qui a pour effet d'en durcir la structure et de la rendre résistante aux éléments extérieurs. Enfin, les cellules sont chauffées à nouveau en présence d'une vapeur à base de chlorure, ce qui en augmente le rendement de conversion solaire. Bien que les mécanismes physiques n'en soient pas encore parfaitement compris, ce dernier recuit permet presque un doublement du rendement, qui approche alors les 10%. Les étapes finales de fabrication des cellules consistent, tout d'abord à découper à l'aide d'un laser, les grands panneaux de verre ainsi formés en une matrice de cellules plus petites. Une fois reliées en série, ces cellules forment les modules fonctionnant à 70V et produisant des courants d'un ampère environ. Un contact métallique est finalement déposé sur la couche de CdTe, puis une couche de verre laminée, et des fils de connexion.

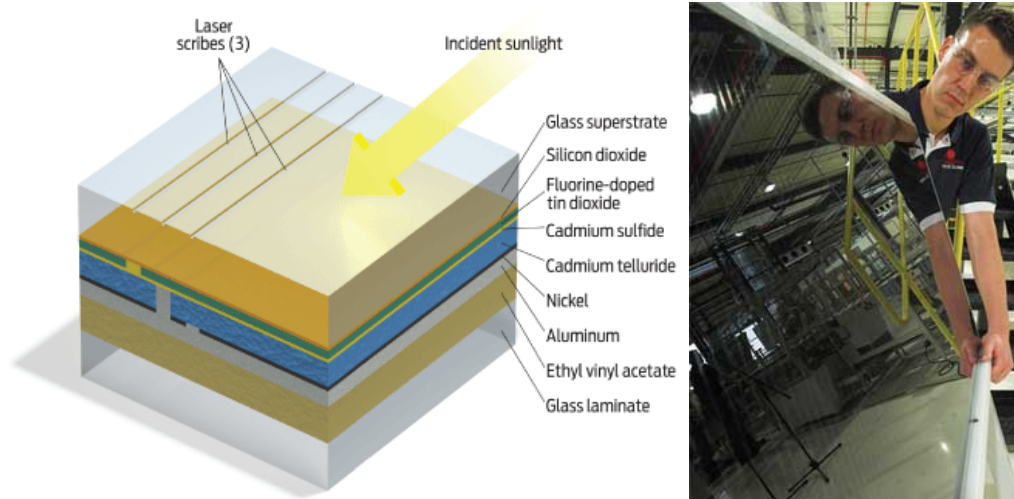


Figure 23 Coupe schématique d'une cellule PV à couche mince CdTe de First Solar, et sa photographie en usine, avant montage. Crédits : IEEE Spectrum, August 2008

Aujourd'hui les modules First Solar délivrent des puissances de 75W avec un rendement de 10.6%, et pour un coût de fabrication de \$1.14/W. Le prix de vente étant fixé à \$2.45/W, l'entreprise se dégage ainsi une marge commerciale intéressante. Pour aboutir à la parité de grille, les coûts de fabrication devraient diminuer entre \$0.65/W et \$0.70/W, ce que First Solar considère comme réaliste à moyen terme, à condition de réduire ses coûts de production, et augmenter le rendement des cellules à 12%. Un tel rendement est encore bien inférieur à la limite théorique des cellules CdTe qui dépasse 20%, ainsi qu'au record de rendement détenu par le NREL pour ce genre de cellules, qui est de 16.5%.

Pour l'instant, First Solar ne vend pas ses modules au grand public, mais uniquement aux équipementiers de fermes solaires (55% du carnet de commandes) et d'installations commerciales, et a déjà du mal à répondre à la demande. L'entreprise dépend principalement des programmes de subventions gouvernementaux en Allemagne, où ses contrats se chiffrent à plus de \$6 milliards de jusqu'en 2012. Avec le déploiement des programmes de rachat d'électricité solaire à prix fixe ('feed in tariffs') dans plusieurs autres pays du monde, dont la France, l'Italie, l'Espagne, la Corée du Sud, le Canada, First Solar est en train d'augmenter massivement ses capacités de production, pour atteindre 1GW/an d'ici la fin de l'année. Une telle capacité suffirait à couvrir un sixième des besoins globaux en cellules solaires, ce qui est assez spectaculaire pour une entreprise fondée à peine en 1999, et qui a démarré sa commercialisation en 2002.

- **Nanosolar**

5521 Hellyer Av., San Jose, CA

Yann Roussillon, Director device engineering

Brian Sager, vice president

Un des principaux inconvénients des cellules solaires traditionnelles est leur coût élevé, dû à l'envolée du prix du Silicium et à la quantité utilisée. La technologie « couches minces » permet de construire des cellules en ne déposant que la quantité de matériau photosensible utile pour absorber le rayonnement solaire, avec un coût potentiellement bien moindre. L'entreprise NANOSOLAR dispose d'une telle technique de dépôt, lui permettant de fabriquer à la chaîne et en continu (en rouleaux, à une vitesse de 30m/mn) des cellules solaires sur substrat métallique souple. Nanosolar symbolise parfaitement le modèle de réussite qui a toujours prévalu dans la Silicon Valley: celui d'une entreprise technologique très innovante, qui connaît une croissance rapide et qui promet un impact sociétal fort.

Nanosolar est une entreprise créée en 2002 par l'autrichien Martin Roscheisen, dans le but de faciliter la production d'électricité solaire à bas coût. Pour cela, à la place des traditionnels panneaux solaires à base de silicium, la compagnie imprime une série de matériaux sur une plaque de métal, ce qui engendre une réduction de coût importante. Avec cette technologie, l'entreprise prétend avoir obtenu un coût par watt produit de 0.3\$/W, bien inférieur au coût de 3\$/W correspondant à la technologie Si traditionnelle. Ceci rendrait la conversion photovoltaïque compétitive comme source industrielle de production électrique. L'objectif de Nanosolar est que la fabrication et l'installation d'une ferme solaire ne dépasse pas le coût de 2 \$/W, soit un coût équivalent à celui d'une centrale thermique au charbon. L'énergie solaire serait alors directement viable, sans recours massif aux subventions de l'Etat. Une conséquence du bas coût des cellules Nanosolar, est qu'il serait possible d'envisager la construction d'un réseau de génération d'énergie solaire distribuée, avec plusieurs milliers de panneaux solaires placés dans les lieux les plus divers et parfois improbables, sans avoir besoin de recourir à la construction de grands fermes solaires. En outre, la minceur et la souplesse du support permettront d'épouser diverses formes architecturales et pourraient, à terme, recouvrir les

toits et les parois bien exposées des grands immeubles de bureaux et des centres commerciaux. Il serait également possible de placer de telles cellules dans les téléphones mobiles, les ordinateurs portatifs, les voitures, à l'intérieur de fenêtres semi-transparentes, et même dans les vêtements. La devise (déposée) de Nanosolar est « Poser un panneau solaire sur chaque immeuble ».



Figure 24 *Unité de fabrication Nanosolar à San Jose en Californie.*

Malgré sa jeunesse, Nanosolar a déjà attiré beaucoup d'investissements provenant de grands groupes comme BP Solar, Sharp, Google et EDF, lui conférant une visibilité internationale. Elle a levé plus de 150 millions de dollars (M\$) de capital risque, dont 75 millions en 2006 (le plus important investissement mondial dans les énergies propres, une partie provenant de Google) et 50 millions en avril dernier provenant d'EDF Energies Nouvelles. Le Secrétariat à l'énergie américain lui a également attribué 20M\$, sur les 168 qui seront investis par le gouvernement dans le solaire d'ici 2009. Enfin, elle a bénéficié d'un financement de 1.1 M\$ du DOE, le deuxième financement le plus important après celui de Sunpower (7.7M\$). Grâce à cet argent, l'entreprise vient d'achever la construction de 65,000 m² de nouveaux bâtiments de fabrication à San Jose et en Allemagne, pour une capacité de production de 200 millions de cellules solaires par an, dont la fabrication a déjà débuté et la commercialisation devrait débuter avant la fin de l'année. Cette capacité représente 430MW, un chiffre qui dépasse la puissance PV cumulée actuellement installée aux Etats-Unis.

Contrairement aux cellules solaires conventionnelles en Silicium, la technologie de Nanosolar se base sur l'utilisation de couches minces de CIGS (Cuivre Indium Gallium Sélénium) de seulement 1.5 microns d'épaisseur, déposées sur un support en verre ou formé d'une feuille métallique flexible et légère. Les panneaux solaires sont construits sous forme de petits modules, ce qui élimine beaucoup de processus de fabrication coûteux (énergétiques et chimiques) impliqués dans l'élaboration des panneaux conventionnels. La technologie de dépôt sur verre est la première à avoir été développée, et est la mieux maîtrisée. C'est celle qui sera commercialisée la première, avant que la technologie de dépôt sur feuille métallique ne prenne le dessus. Cette dernière est la plus attractive des deux, mais présente plus de risques industriels pour Nanosolar. Elle utilise des feuilles métalliques d'environ 100 microns d'épaisseur d'un alliage à base d'aluminium, moins cher que l'acier inoxydable.

Nanosolar dépose les couches de CIGS à l'aide de machines qui ressemblent aux presses typographiques. Ces machines utilisent une encre très spéciale (propriété intellectuelle de Nanosolar), composée de nanoparticules de CIGS d'environ 100nm de diamètre. Après impression, l'encre Nanosolar subit un recuit rapide (flash heating) qui fond les nanoparticules et laisse une

couche mince uniforme de matériau CIGS. Ce recuit se fait à des températures modérées, ne dépassant pas 500°C, et à pression atmosphérique.

L'encre Nanosolar a vu le jour grâce aux progrès spectaculaires des sciences de la nanofabrication. Son avantage principal est que les nanoparticules possèdent de façon inhérente la stoechiométrie parfaite du matériau CIGS qui doit être déposé. Ce dosage très exact des quatre éléments qui composent le matériau représente la principale difficulté rencontrée par les procédés classiques d'impression du CIGS. Reléguant cette difficulté à la source, lors de la fabrication des nanoparticules, Nanosolar peut alors imprimer son encre très simplement, tout en maintenant une stoechiométrie parfaite du matériau sur de grandes zones. Ceci contraste avec les procédés classiques de métallisation sous vide où, en raison de la stoechiométrie complexe des quatre éléments composant le CIGS, les diverses sources de matériaux doivent être synchronisées de façon parfaite. Un tel défi n'a pour l'instant pas pu être relevé par un procédé industriel disposant d'un rendement élevé. La technologie de dépôt par impression utilisée par Nanosolar est de loin une méthode plus simple, plus efficace et moins coûteuse pour déposer des couches minces. L'impression est extrêmement rapide, l'équipement impliqué est facile à utiliser et à entretenir, et fonctionne à l'air libre (aucun puits à dépression n'est requis). Un autre avantage de l'encre CIGS développée par Nanosolar semble être le fait qu'on puisse l'imprimer sélectivement aux endroits désirés, ce qui permet une utilisation plus efficace du matériau semi-conducteur.

Après l'encre à nanoparticules, la deuxième innovation fondamentale développée par Nanosolar est l'électrode supérieure transparente. Cette dernière est formée d'une couche mince (0.5 microns) d'un alliage particulier (propriété intellectuelle de Nanosolar) qui possède plusieurs avantages importants. Elle permettrait tout d'abord de véhiculer un courant électrique très important, supérieur d'un ordre de grandeur à celui des cellules solaires à couche mince qui sont actuellement sur le marché (FirstSolar par exemple). Le deuxième avantage de cette électrode est son coût relativement bas, dû en particulier à une vitesse de dépôt importante, d'environ 30m/min.

Le dernier point clé de la technologie de Nanosolar concerne le substrat en feuille métallique, fortement conducteur et bas coût. Le métal utilisé est un alliage en Aluminium (confidentiel), moins cher que l'acier inoxydable utilisé par d'autres entreprises, et 20 fois plus conducteur que ce dernier. Son utilisation est un élément important de la réduction des coûts de la cellule solaire finale à laquelle aboutit Nanosolar. Le procédé d'interconnexion monolithique (typique en CIGS co-évaporé) ou de dépôt de grille de contact face avant (SOLOPOWER) est substitué par une collection de courant complète en face arrière, nettement simplifiée par le fait que le substrat fasse également office de contact électrique.

L'approche de Nanosolar combine les avantages des couches minces avec la puissance des cellules électriquement assorties, ayant pour résultat une meilleure distribution spatiale et un rendement homogène sur les panneaux. En conclusion, le procédé d'impression de Nanosolar est adapté à un dépôt en continu « roll to roll » pour une grande gamme de produits exigeant de vastes zones de dépôt et un bas coût. Un avantage essentiel du « roll-to-roll » est l'uniformité atteinte par le dépôt en régime continu sur tout le substrat souple, une fois l'équilibre instauré après traitement initial des premiers mètres du rouleau. En comparaison, les procédés en « batch » requièrent le déplacement individuel des gaufrettes ou des plaques de verre à travers différentes stations de traitement, ce qui pose des problèmes de démarrage indésirable et une variabilité dans les procédés (avec une durée de cycle coûteuse).

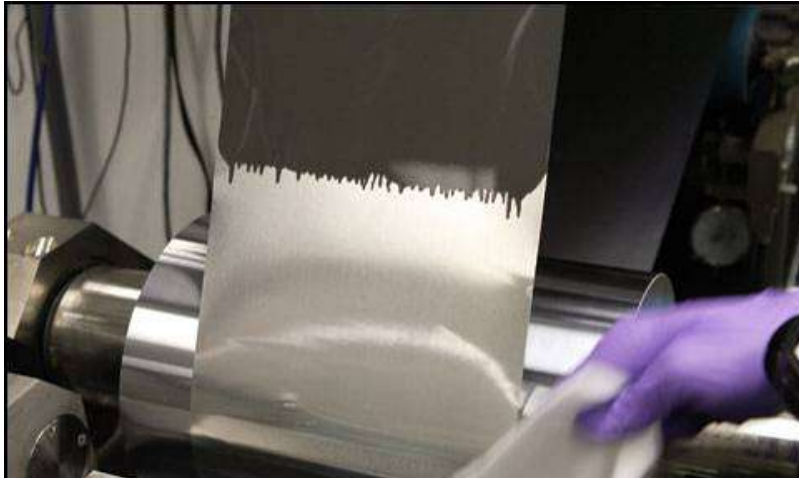


Figure 25 Le substrat métallique souple utilisé par Nanosolar permet une impression continue en “roll to roll” des cellules solaire, et donnera à ces dernières une flexibilité de forme que n’ont pas les cellules rigides en Silicium. Crédits: Nanosolar.

Le procédé de fabrication est entièrement automatisé et très rapide, car il ne nécessite pas de relier entre eux différents wafers, le contact arrière faisant office de collecteur pour toutes les cellules. Le rendement des cellules atteindrait 10%, chiffre annoncé oralement durant l’entretien avec le vice-président Brian Sager, qui devra être confirmé lors de la sortie commerciale des premiers produits. Un tel rendement serait deux fois inférieur aux meilleurs rendements obtenus en laboratoire avec des cellules CIGS (NREL), mais comparable à celui obtenu industriellement sur les cellules couche mince flexibles à Silicium amorphe de Unisolar. En revanche, Nanosolar prétend que ses cellules seront nettement moins chères que celles d’Unisolar. Ceci dit, à la différence de ce dernier, Nanosolar ne vendra pas ses cellules à des particuliers, mais à des installateurs pour particuliers et pour fermes solaires. Le 18 décembre 2007, Nanosolar a livré ses premiers panneaux photovoltaïques en Allemagne.

Un thème d’actualité qui n’a pas pu être abordé lors de la visite concerne le matériel d’encapsulation qui est employé pour l’encapsulation légère et la durabilité des modules flexibles qui en résulte.

- **Applied Materials**

3050 Bowers Ave, Bldg 91, Santa Clara, CA

Romain Beau de Lomerie, responsable du marketing stratégique.

Les activités d’AMAT en matière de PV couches minces ont réellement débutées lors de l’été 2006, avec l’acquisition de l’entreprise Applied Films pour un investissement total de plus d’un milliard de dollars. Applied Films, basée dans le Colorado, était spécialisée dans la fabrication de machines de dépôt par PVD (Physical Vapor Deposition) pour des applications en PV et dans les écrans plats. Cette activité était proche et complémentaire de celle d’AMAT, plus connue pour ses machines de CVD (Chemical Vapor Deposition) pour l’industrie du semiconducteur. Un tel investissement d’AMAT marque bien l’entrée de l’entreprise dans le domaine des énergies renouvelables, marché qu’elle n’avait pas exploré jusqu’alors.

Grâce à cette acquisition d’Applied Films, AMAT a développé une nouvelle ligne de fabrication pour cellules solaires couches minces appelée « SunFab Thin Film Line » (voir figure ci-dessous), qui devrait être mise sur le marché début 2009. Cette ligne est une solution complète de fabrication de cellules solaires à couches minces de Silicium, utilisant des substrats de verre standard de 5.7m²

sur lesquels sont déposés plusieurs couches de matériaux par CVD, PVD pour les couches critiques dont le Si, et PECVD pour le reste. Les machines de dépôt PECVD fabriquées par AMAT (voir figure suivante) sont des systèmes particulièrement robustes et fiables, déjà vendues à plus de 500 exemplaires pour l'industrie des écrans LCD. Le système complet « SunFab » permet de traiter 20 substrats par heure et par ligne, soit une puissance PV de 65MW avec un rendement prévu de 10%. Le prix de revient de cellules PV fabriquées devrait atteindre 1\$/W d'ici 2010.

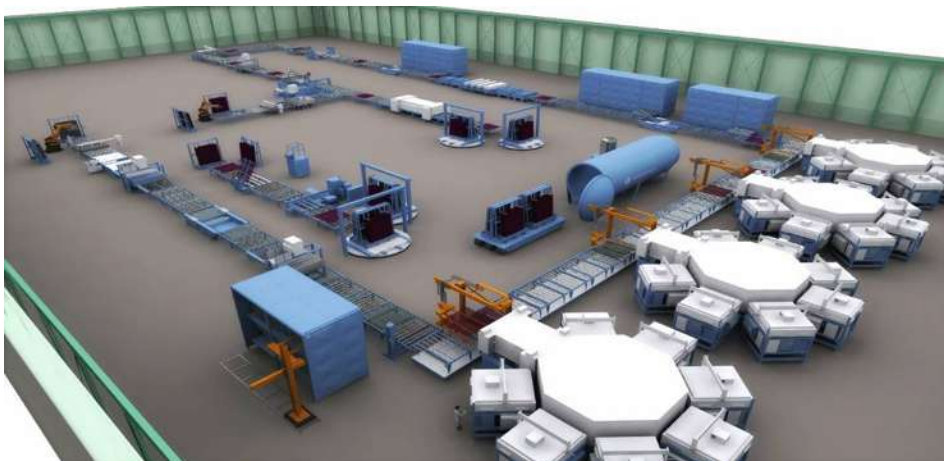


Figure 26 La ligne de fabrication « SunFab » mise au point par AMAT permettra de fabriquer des cellules solaires couches minces (Si) sur substrats de verre de 5.7m², au rythme de 20 substrats par heure. Crédits : Applied Materials.

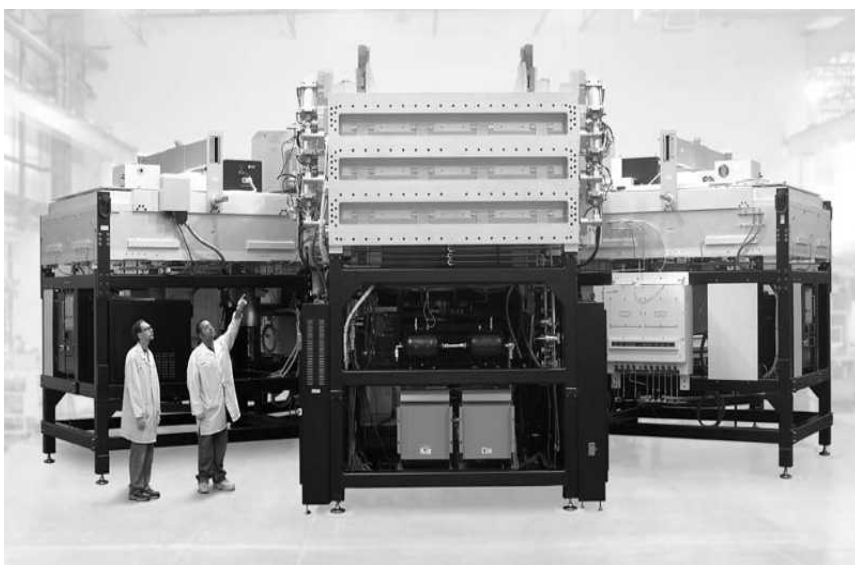


Figure 27 Plateforme de dépôt par PECVD mise au point par AMAT pour la fabrication de cellules solaires couches minces. Crédits : Applied Materials.

L'investissement requis pour s'équiper d'une ligne « SunFab » est évalué à \$150 millions (bâtiment inclus), ce qui est présenté comme un risque industriel relativement limité. Plusieurs contrats ont déjà été signés avec des clients comme T-Solar (Espagne), SunFilm (Allemagne), Green Energies (Taïwan), XinAo (Chine), et Signet (US, Allemagne, Inde). Le marché ciblé par ces entreprises est celui du module de grande taille à bas prix, pour application commerciales et industrielles (par opposition au résidentiel), dont les fermes solaires et le BIPV pour bâtiments de grande taille. Le marché est le même que celui de l'entreprise américaine FirstSolar, leader actuel du PV couches

minces (CdTe) à bas prix en termes de \$/W, avec des rendements atteignant les 10%. Face à cette concurrence, l'objectif d'AMAT est de monter rapidement en volume de production pour atteindre 2.5-3GW d'ici 2010, en créant un standard dans la taille des substrats utilisés. Les modules principalement utilisés aujourd'hui mesurent 2.8m², mais les estimations d'AMAT montrent une standardisation du format de 5.7m² dès 2010.

Le rendement actuel des cellules d'AMAT n'est que de 8.5%, mais les futurs développements devraient permettre d'atteindre les 10%. Ces développements concernent en particulier, le dépôt du contact semi-transparent en TCO (voir figure ci-dessous), l'optimisation du procédé de dépôt PECVD et des interfaces, la minimisation des surfaces perdues. Les cellules actuelles comportent déjà deux couches de Si, une couche amorphe a-Si et une couche micro-cristalline μ -Si, dont les énergies d'absorption optique se complètent : le pic d'absorption de la couche a-Si est centré autour de la longueur d'onde 0.5 μ m, alors que celui de la couche μ -Si est centré autour de 0.7 μ m.

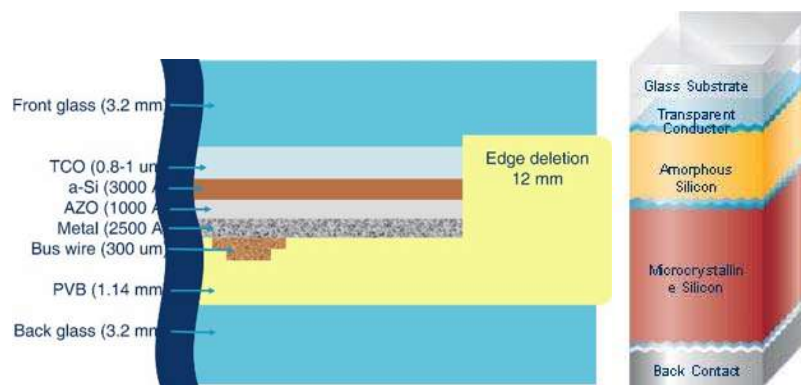


Figure 28 Schéma en coupe d'une cellule solaire couche mince d'AMAT. Les deux couches minces de Silicium (a-Si et μ -Si) permettent une optimisation du spectre d'absorption. La couche TCO correspond au contact supérieur transparent.

III.2. LES CONCENTRATEURS SOLAIRES

Les concentrateurs solaires utilisent des systèmes optiques (miroirs paraboliques ou cylindro-paraboliques, lentilles de Fresnel, héliostats) pour concentrer la lumière solaire dans une zone où il sera plus efficace d'en extraire l'énergie. Il peut s'agir d'une extraction thermodynamique, auquel cas la zone centrale sera chauffée par les rayons lumineux concentrés, et la chaleur transportée à l'aide d'un fluide caloporteur puis convertie en électricité. Il peut s'agir également d'une extraction photovoltaïque, pour laquelle les rayons sont concentrés sur une cellule solaire PV à haut rendement. Les deux procédés sont abordés successivement dans ce chapitre.

III.2.1. Le solaire thermodynamique à concentration

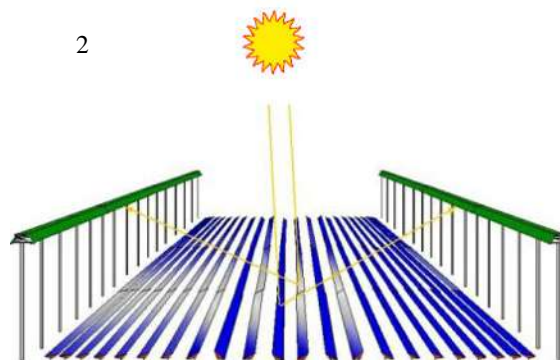
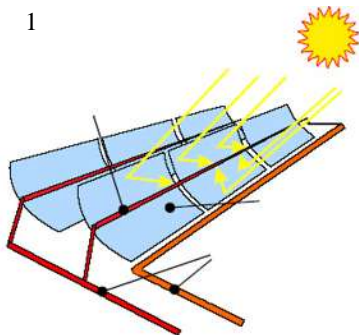
On désigne par « solaire thermodynamique à concentration », l'ensemble des technologies qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur, puis celle-ci en énergie mécanique et électrique à travers un cycle thermodynamique. La dénomination anglaise est CSP : Concentrating Solar Power. La production d'énergie à partir de chaleur solaire utilise des cycles thermodynamiques qui nécessitent une température élevée, donc une forte concentration du flux solaire (80x à 4000x). Les centrales solaires thermodynamiques fonctionnent de manière analogue aux centrales classiques, à ceci près que la chaleur est obtenue par concentration de la lumière sur un fluide caloporteur. Toutes comportent quatre éléments principaux : un concentrateur, un récepteur, un élément de

transport et/ou stockage de chaleur, et le système thermodynamique de conversion de la chaleur en énergie mécanique et électrique. On rencontre aujourd'hui quatre technologies principales (Figure 29) :

- 1) centrales à capteurs cylindro-paraboliques à foyer linéaire - Parabolic Troughs ;
- 2) collecteurs à miroirs de Fresnel linéaires – CLFR, Compact Linear Fresnel Collectors ;
- 3) centrales à tour – Central Receiver Systems ;
- 4) systèmes paraboles-Stirling – Dish-Stirling systems.

Ces technologies peuvent être facilement hybridées avec des combustibles fossiles et dans certains cas être adaptées pour faire du stockage thermique. L'intérêt majeur de l'hybridation et du stockage thermique est que ces techniques peuvent fournir de la puissance et être exploitées à des périodes où l'énergie solaire n'est pas disponible.

- ❑ Les centrales à concentrateurs cylindro-paraboliques utilisent des bancs de miroirs en forme d'auge cylindro-parabolique de 100 à 500 m² de surface qui concentrent les rayons du soleil sur des tubes linéaires placés sur l'axe focal du concentrateur et contenant un fluide caloporteur. Le concentrateur suit la course du soleil sur un axe dans le courant de la journée. Le fluide caloporteur, généralement une huile, est chauffé et pompé à travers une série d'échangeurs de chaleur pour produire une vapeur à très haute température qui entraîne une turbine conventionnelle pour produire de l'électricité.
- ❑ Les centrales à collecteurs linéaires de Fresnel concentrent également les rayons du soleil sur des tubes linéaires contenant un fluide caloporteur, le fluide le plus employé étant de l'eau (production directe de vapeur). Dans ce cas des capteurs plans sont utilisés.
- ❑ Les centrales à tours utilisent un champ composé de centaines de milliers de miroirs appelés héliostats qui suivent le soleil dans sa course et concentrent ses rayons sur un récepteur central localisé au sommet d'une tour. En France, une centrale à tour, Thémis, a été construite et exploitée de 1984 à 1986. Les possibilités de stockage thermique font des tours solaires la technologie la plus souple d'utilisation avec un facteur de charge pouvant atteindre 75% (avec stockage).
- ❑ Les systèmes parabole/moteur utilisent une parabole qui concentre l'énergie solaire sur un récepteur placé sur le point focal de la parabole. Les moteurs de type Stirling sont les plus couramment employés en association avec la parabole mais des turbines à cycle de Brayton peuvent aussi être utilisées. La puissance électrique des prototypes utilisant des moteurs Stirling va de 10 à 25 kWe. Cette technologie peut aussi être hybridée avec des combustibles fossiles. Elle n'est cependant qu'au stade de la R&D avec un certain nombre de problèmes technologiques à résoudre avant que des applications commerciales ne soient envisageables.



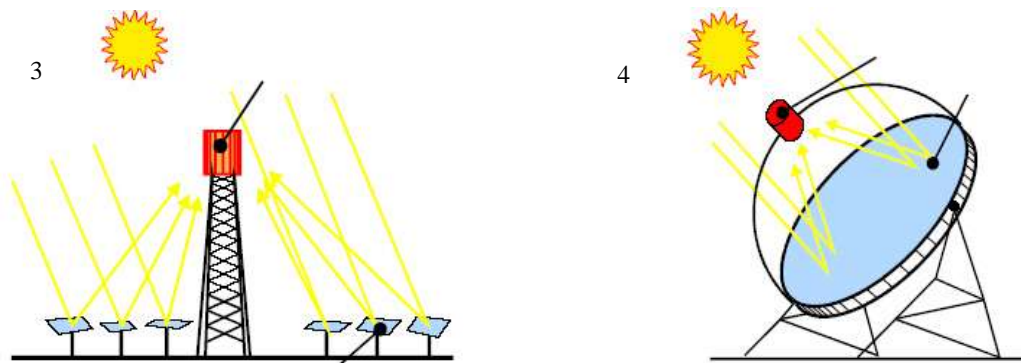


Figure 29 Les 4 familles de technologies solaires thermodynamiques

Les centrales à collecteurs linéaires de Fresnel (CLFR, Compact Linear Fresnel Reflectors) et les centrales à capteurs cylindro-paraboliques sont fréquemment classées dans la même catégorie dans la mesure où la concentration se fait dans les deux cas sur une ligne focale.

La ressource solaire aux Etats-Unis

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration ne peuvent valoriser que le rayonnement direct du soleil qui représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire au sol, selon la couverture nuageuse. Le reste est le rayonnement diffus non exploitable par la plupart de ces technologies. Leur productibilité est ainsi quasiment proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du soleil. Vis à vis de ce critère, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2000 heures annuelles de présence du soleil. Les zones arides du sud ouest des Etats-Unis reçoivent un ensoleillement normal direct allant de 2450 kWh/m²/an à 2700 kWh/m²/an et sont à cet égard les meilleures de la planète (voir Figure 19). Elles sont particulièrement appropriées pour ces applications. Par comparaison, le sud de la France reçoit 1500 à 1800 kWh/m²/an et l'ensoleillement en Espagne se situe entre 2000 et 2200 kWh/m²/an.

Les centrales en exploitation

Plusieurs centrales commerciales utilisant les technologies solaires thermodynamiques sont en exploitation aux USA ou ont servi de pilote de démonstration.

De 1984 à 1990, la société Luz International a construit neuf centrales SEGS (Solar Electric Generation System) à capteurs cylindro-paraboliques totalisant 354 MWe à Kramer Junction et Harper Lake en Californie. Cette société a fait faillite en 1991 mais les centrales ont continué à être exploitées par trois compagnies comme trois unités indépendantes. Plus récemment, deux autres centrales de même technologie ont été mises en service respectivement à Saguaro (AZ) en 2006 d'une puissance de 1 MWe, et à Boulder City (Nevada) d'une puissance de 64 MWe. Cette dernière, qui porte le nom de Nevada Solar One (NSO) a fait l'objet d'une visite pendant la mission. Aucune centrale à tour commerciale n'est en service aux Etats-Unis. Néanmoins deux opérations pilotes ont permis de tester cette filière. Le dernier pilote de démonstration, Solar Two, construit en 1996 à Daggett (CA), a été arrêté en 1999 après trois ans de travaux de R&D.

- Les centrales SEGS

Neuf centrales commerciales sont en exploitation dans le désert du Mojave en Californie, la première d'entre elles ayant été mise en service dès 1984. Leur puissance varie de 14 à 80 MWe selon leur génération et elles totalisent 354 MWe à elles neuf. Ces centrales, appelées Solar Electric Generating Systems (SEGS) furent construites par la société israélienne Luz International Ltd dans le cadre d'un accord avec la utility Southern California Edison bénéficiant du Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA).

La première centrale, SEGS I, d'une puissance nominale de 13,8 MWe et comprenant un stockage thermique de 6 heures, fut construite en 1984. Luz construisit par la suite des centrales d'une puissance nominale de 30 MWe : SEGS II à VII. En 1990, l'ensemble fut complété par la construction de SEGS VIII et IX, de 80 MWe chacune, à Harper Lake. La puissance totale de ces neuf centrales est de 354 MWe. Ces centrales sont encore aujourd'hui les plus grandes centrales solaires du monde.

Le 25 novembre 1991, Luz International et quatre de ses filiales firent faillite en partie du fait du changement de réglementation aux USA. Le développement des centrales existantes s'est, de ce fait, arrêté depuis lors. Ces dernières ont depuis été regroupées en trois parties distinctes et trois sociétés en assurent aujourd'hui l'exploitation et la maintenance de manière indépendante.

Dans ces centrales, les champs de capteurs cylindro-paraboliques fournissent 75% de l'énergie thermique utilisée pour produire de la vapeur et faire fonctionner une turbine à cycle Rankine.

Les neuf centrales ont été conçues avec un appoint fossile. Bien que la chaudière à gaz puisse être utilisée de manière plus importante, son apport est limité à 25% de l'énergie totale car c'était une exigence pour bénéficier des financements de la loi PURPA, ce qui signifie que les centrales ne peuvent fonctionner à partir d'énergie fossile que pour compenser le déficit de production solaire pendant les périodes de faible ensoleillement.

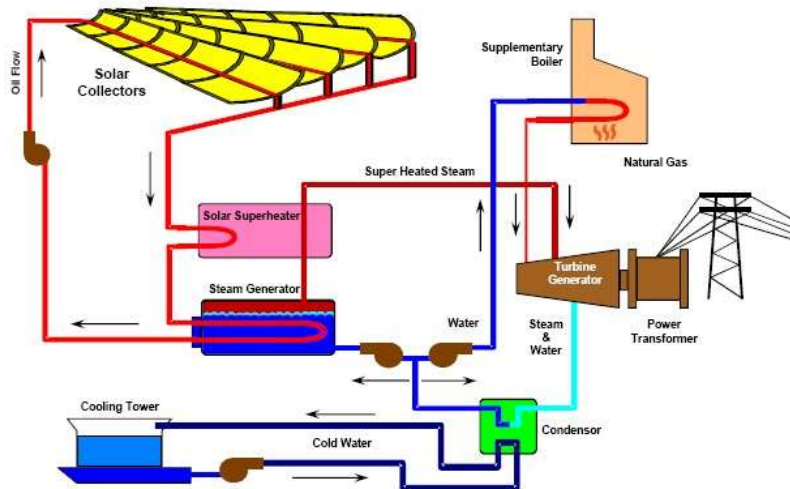


Figure 30 Schéma de principe d'une centrale SEGS

Ces centrales ont donc été conçues de manière à être exploitées à puissance nominale en utilisant uniquement de l'énergie solaire. Pendant les mois d'été, elles sont exploitées typiquement 10 à 12 heures par jour à puissance nominale. La chaudière à gaz est généralement utilisée pour étendre le fonctionnement de la centrale en fin d'après-midi et en début de soirée en été et pour accroître la production pendant les périodes nuageuses.



Figure 31 *Vue aérienne des centrales SEGS de Kramer Junction (désert de Mojave, CA – USA)*

- Nevada Solar One

Récemment, en juin 2007, une nouvelle centrale de type SEGS a été mise en service dans le Nevada. Nevada Solar One (NSO) se trouve à Boulder City dans El Dorado Valley à 60 km au sud-est de Las Vegas.

Il s'agit d'une centrale de 64 MWe à capteurs cylindro-paraboliques, sans stockage construite et exploitée par la société de projet Acciona Solar Power du Groupe espagnol Acciona. C'est la centrale solaire thermodynamique la plus puissante mise en service depuis 20 ans.

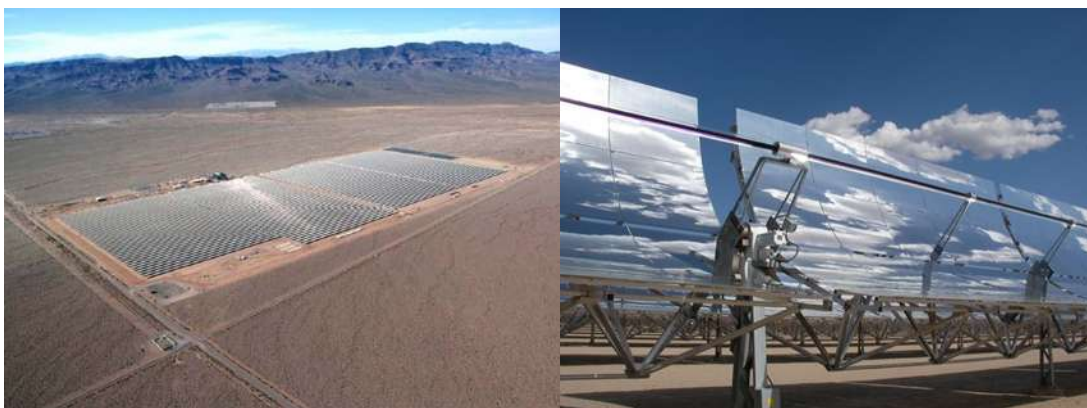


Figure 32 *Vue aérienne et rapprochée de Nevada Solar One (source : Acciona Solar)*

En mars 2003, le développeur du projet, Solargenix, a signé des PPA avec les utilities Nevada Power et Sierra Pacific pour un projet de 50 MWe. Un amendement approuvé en juin 2005 a permis de porter la puissance de la centrale à 64 MWe. Cette modification est liée au fait que l'Etat du Nevada a adopté un Renewable Portfolio Standard en 2005, stipulant que les utilities de l'Etat devaient produire ou acheter 6% de l'électricité fournie à leurs clients sous forme d'énergies renouvelables en 2005 et 2006 puis graduellement accroître cette part jusqu'à atteindre 20% en 2015. Ce RPS impose qu'au moins 5% de l'électricité d'origine renouvelable soit produite à partir d'énergie solaire.

Les travaux de construction ont débuté en février 2006 pour une durée inférieure à un an et demi. La centrale a été mise en service le 22 juin 2007.

Nevada Solar One a été conçue pour avoir une production annuelle de 130 GWh. Le montant de l'investissement s'est élevé à 266 millions de dollars. Les principales caractéristiques techniques de la centrale sont données dans le tableau ci-dessous.

Emplacement	Boulder City (Nevada)
Puissance nominale de la centrale	64 MWe
Production annuelle estimée	130 GWh
CHAMP SOLAIRE	
Facteur de concentration	71x
Rendement optique	77 %
Récepteur	De marque SCHOTT (semblable au LS3)
Collecteurs cylindro-parab.	760 (ouverture totale du champ : 357 200 m ²)
Température de l'huile thermique	300 en entrée du champ et 390°C en sortie
Cycle vapeur	102 bars, 371°C (ressurchauffe à 17,5 bars)
Production d'électricité	6.3kV, 50Hz -> 66kV, 50Hz
Surface du terrain	162 Ha (2,25 ha/MWe)
POWER BLOCK	
Puissance de la turbine	75 MWe
Puissance nette délivrée à la utility	72 MWe
Pression de la vapeur en entrée de turbine	86,1 bars
Pression de resurchauffe de la vapeur	19,5 bars
Température de la vapeur en entrée de turbine	371°C

Table 3 Principales caractéristiques techniques de Nevada Solar One (Source : Acciona Solar)

- Solar One et Solar Two

Deux pilotes de démonstration de centrales à tour ont fait l'objet de travaux de R&D. : Solar One (1982-1988) et Solar Two (1996-1999), d'une puissance de 10 MWe chacune. Solar One, tout comme les premières centrales à tour, utilisait l'énergie thermique collectée pour produire directement de la vapeur et faire fonctionner une turbine.

La centrale Solar Two à sel fondu fut construite en réhabilitant Solar One. Le fonctionnement de Solar Two fut limité à une expérience de R&D. La plupart des ressources budgétaires furent dépensées pour améliorer les composants de la centrale ou pour trouver des solutions aux problèmes qui surgissaient. Le fonctionnement n'a pas dépassé les trois ans, comme dans le cas de Solar One ou de Thémis, et n'a pas entraîné de travaux de modifications qui auraient permis de s'approcher d'une exploitation satisfaisante. Les expérimentateurs n'ont pas été en mesure de faire état de résultats, mais seulement de propositions de modifications et de projections des performances possibles.

Solar Two a permis néanmoins de progresser de manière significative dans la connaissance de la filière.



Figure 33 *Vue aérienne de Solar Two*

Le développement du marché américain

Le marché se développe de manière significative. Les deux moteurs principaux qui peuvent expliquer ce développement important sont les Renewable Portfolio Standard (RPS) de certains états américains et le crédit d'impôt de 30% de l'investissement octroyé actuellement. Le tableau ci-dessous récapitule les objectifs fixés par les RPS des états les plus actifs en matière d'énergie solaire.

Etat	RPS : part d'EnR exigée
Arizona	15% en 2025
Californie	20% en 2010
Colorado	20% en 2020
Nevada	20% en 2015, 5% Solaire
New Mexico	20% en 2015
Texas	5880MW (~4.2%) en 2015

Table 4 *Exemples d'objectifs en matière d'énergies renouvelables fixés par les RPS (Source : NREL)*

Ces objectifs ambitieux vont se traduire par la construction de plusieurs milliers de megawatts de centrales solaires dans les prochaines années. En effet, afin de respecter les exigences des RPS, les utilities signent actuellement de nombreux Power Purchase Agreement avec des industriels du secteur. La liste des principaux projets ayant fait l'objet d'un PPA ou d'un MOU est donnée dans le tableau ci-dessous. Deux centrales ont été mises en service récemment : un projet pilote de 1 MWe à Saguaro (AZ) en 2006 et la centrale Nevada Solar One à Boulder City en 2007. Hormis le projet pilote de 1 MW mis en service à Saguaro par Arizona Public Service, les projets ont une puissance de plusieurs centaines de mégawatts et les technologies que les industriels se proposent d'utiliser sont assez variées.

Utility/Etat	Capacité (MW)	Technologie	Avancement
Arizona Public Service (APS)	1	Cylindro-parabolique	mise en service en 2006 (Acciona)
Nevada Power	64	Cylindro-parabolique	mise en service en juin 2007 (Acciona)
Southern Cal Edison and San Diego Gas and Electric	500/300	Dish-Stirling	PPA (SES)
Southern Cal Edison	245	Multi-tours	PPA (eSolar)
Pacific Gas & Electric	550	Cylindro-parabolique	PPAs signés pour 4 centrales (Solel)
Arizona Public Service	280	Cylindro-parabolique	PPA (Abengoa)
Pacific Gas & Electric	500	Multi-tours	PPA (BrightSource)
Pacific Gas & Electric	170	CLFR ou cylindro-parabolique	PPA pour CLFR (Ausra)
Florida Power and Light	300	CLFR ou cylindro-parabolique	
SW Utility joint venture (APS)	Est. 250	à définir	Plusieurs expressions d'intérêt soumises
New Mexico Utility Joint Venture	50-500	à définir	RfI (request for Information)

Table 5 Projets en cours de développement aux Etats-Unis [Source : NREL]

Au cours de la mission, deux start-ups industrielles actives dans le domaine ont été rencontrées : eSolar et Brightsource.

- **eSolar**

130 West Union St, Pasadena, CA
Dale Rogers, executive Vice President

eSolar est une société financée par Google, Oak Investment Partners, Idealab et d'autres investisseurs (130 millions de dollars en avril 2008) qui propose des centrales multi-tours modulaires dont l'unité de base a une puissance de 46 MWe. Une unité de 46 MWe qui nécessite environ 140 MWth de puissance thermique, est construite avec 16 mini-tours et treize champs solaires.

La centrale fonctionne avec de la vapeur surchauffée qui est directement produite au sommet de chaque mini-tour et acheminée au power-block où elle entraîne une turbine. Un stockage tampon d'environ une heure est prévu.

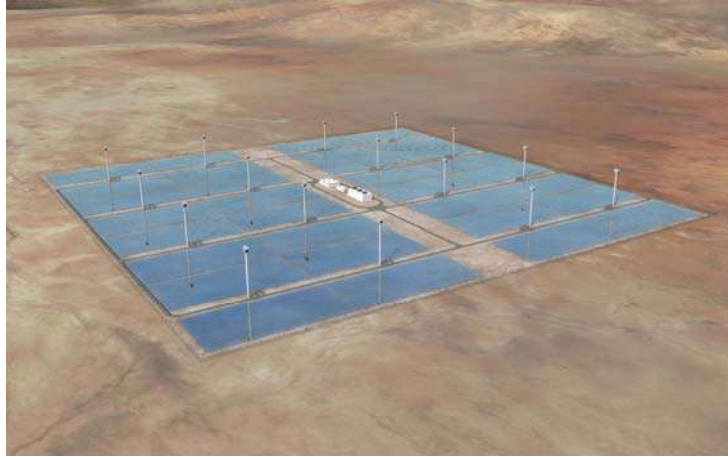


Figure 34 *Vue d'artiste d'une centrale d' eSolar (46 MWe, 16 tours)*

Les héliotats utilisés sont de petite taille, de l'ordre d'un m² et sont couplés mécaniquement par rangée.

La technologie développée par Solar est modulaire, bas coût (tours et miroirs pré-fabriqués) et semble présenter peu de risque. En plus de cela, elle peut aider à résoudre des problèmes de limitation de terrain et de restriction de hauteur de construction. Cependant, elle utilise de la vapeur surchauffée au lieu de vapeur saturée et de ce fait aura un meilleur rendement et une plus grande efficacité des turbines.

Des centrales plus grandes peuvent être construites en juxtaposant plusieurs unités. Par exemple, une centrale de 138 MWe pourrait être construites avec trois unités. Les réductions de coûts sont alors obtenues en mutualisant l'exploitation et la maintenance et le centre de contrôle commande.

Sur le long terme, le modèle d'affaires d'eSolar est de vendre sa technologie clé en main. Initialement, cette start-up souhaite développer ou co-développer des projets afin que ses clients potentiels se familiarisent avec la technologie.

- **Brightsource**

1999 Harrison ST, Suite 2150, Oakland, CA

Christo Nitoff, Director project engineering

Brightsource est une start-up basée à Oakland et qui possède une filiale en Israël : Luz II. Elle est composée par quelques anciens de Luz International, la société israélienne qui avait construit les centrales SEGS en Californie, d'où le nom de sa filiale israélienne.

Brightsource propose un concept de tours distribuées avec un power-block unique. L'unité de base a une puissance de 100 MWe. Une unité pilote est en cours de construction en Israël. Brightsource a signé récemment un PPA de 500 MW avec PG&E avec une option pour ajouter 400 MWe supplémentaires.

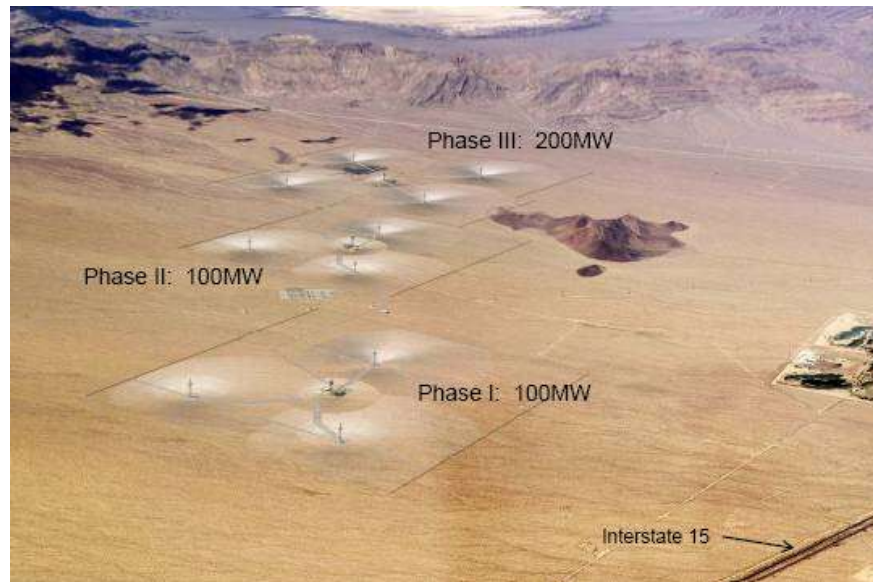


Figure 35 Vue d'artiste du projet IVANPAH de 400 MWe en Californie : deux centrales de 100 MWe et une centrale de 200 MWe. Crédits : Brightsource

La recherche sur l'énergie solaire thermodynamique

Le DOE gère le programme américain de recherche, développement et démonstration sur le solaire thermodynamique à travers *Sunlab*, une collaboration entre le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) et *Sandia National Laboratories*. *Sunlab* est, avec la *Plataforma Solar de Almeria* en Espagne et le *National Solar Energy Centre* en Australie, un de ces trois groupes de recherche leaders dans le monde dans le domaine du solaire concentré.

Dans le cadre de cette collaboration, NREL est plus particulièrement responsable des travaux sur les centrales à capteurs cylindro-paraboliques ou à collecteurs linéaires de Fresnel et des analyses relatives à la ressource solaire, au marché et à l'insertion des centrales solaires dans le système électrique. NREL a ainsi joué un rôle important en contribuant, par une analyse s'appuyant sur un système d'information géographique, aux études de faisabilité du déploiement à grande échelle du solaire concentré dans le sud ouest des Etats-Unis.

Sandia Laboratories, de son côté, est responsable des travaux sur les centrales à tour et les systèmes dish-stirling. Le stockage thermique fait l'objet de recherches dans chacun des centres en fonction du type de centrale auquel il est destiné.

Sunlab dispose de laboratoires répartis sur les deux sites. En particulier, le centre national d'essais des technologies solaires thermodynamiques (*National Solar Thermal Test Facility – NSTTF*) se trouve sur le site de Sandia Laboratories à Albuquerque. A Golden, NREL dispose d'un four solaire, de laboratoires d'essais de matériaux pour l'optique et d'essais de matériaux pour le stockage thermique, d'un laboratoire d'essais de récepteurs paraboliques et d'un laboratoire d'essais de collecteurs et de caractérisation de faisceau.

Un exemple d'utilisation des infrastructures de recherche est la collaboration entre Sandia National Laboratories et *Stirling Energy Systems* (SES), fabricant de systèmes Dish-Stirling. SES et Sandia ont installé, en 2005, une mini-centrale composée de six systèmes dans le but d'étudier les possibilités de réduction des coûts de fabrication et d'amélioration de la fiabilité des systèmes de 25 kWe mis au point par SES en vue d'une utilisation à court terme dans des fermes solaires. Cette installation leur permet de disposer du retour d'expérience nécessaire à l'amélioration des systèmes.



Figure 36 Mini-centrale composée de six systèmes dish-stirling à Sandia (Source : Sunlab)

En décembre 2007, le DOE a octroyé des subventions à hauteur de 5,2 millions de dollars pour 12 projets visant à développer des solutions de stockage thermique, à mettre en œuvre de nouvelles approches de fabrication et à proposer de nouveaux concepts de centrales solaires thermodynamiques. En particulier, les projets financés mettent en œuvre :

- des cycles à air comprimé pour les centrales à tours avec des développements de turbine à air comprimé et de stockage ;
- l'utilisation de sels fondus comme fluide caloporteur pour les centrales à capteurs cylindro-paraboliques ou à collecteurs linéaires de Fresnel compacts ;
- le développement de composants innovants comme par exemple des miroirs polymères, des collecteurs cylindro-paraboliques à bas coût ou un nouveau modèle de moteur stirling.

L'objectif de ces partenariats public-privé est de réduire le coût de production de l'électricité solaire de 13-17 ¢/kWh en 2007 jusqu'à 7-10 ¢/kWh en 2015 et 5-7 ¢/kWh en 2020. Le DOE estime que l'atteinte de ces objectifs permettrait l'installation de 16 à 35 GWe de nouvelles capacités de production d'ici 2030.

III.2.2. Les concentrateurs photovoltaïques

Comme les concentrateurs thermodynamiques, les concentrateurs photovoltaïques utilisent des systèmes optiques externes pour concentrer la lumière du soleil. La différence est qu'au foyer de concentration se trouve une cellule PV à haut rendement, au lieu d'un fluide caloporteur. L'idée sous-jacente est de réduire au maximum la surface couverte par les cellules PV, en utilisant au mieux leurs performances. En termes de coûts, les économies engendrées dérivent du fait qu'à surface équivalente, un système optique concentrateur (miroir, lentille de Fresnel), coûte bien moins cher qu'une cellule PV, et collecte presque autant de lumière. Par exemple, un système concentrant la lumière 500 fois, dit 500X, utilisant une cellule d' 1cm^2 , produira autant d'électricité qu'une cellule PV de 500cm^2 . La contrepartie est que, pour pouvoir focaliser correctement les rayons lumineux, le concentrateur doit suivre la course du soleil durant la journée, et doit comporter un système de suivi « Tracker » à deux axes de rotation (« dual axis »), précis, complexe et coûteux.

Il existe quelques entreprises qui commercialisent des systèmes à concentrateurs PV utilisant des cellules Silicium ou à couche mince CIGS, à « faible » rendement (entre 10 et 20%). Le facteur de concentration dans ce cas est faible, entre 2X et 10X, à la fois pour des raisons économiques et physiques (limite de fonctionnement efficace des cellules). Dans la suite, nous nous intéresserons principalement aux systèmes à forte concentration (100X et plus), dits HCPV (High Concentration

Photovoltaïc) utilisant des cellules à très haut rendement, pour la plupart des cellules III-V multijonctions MJ dont les rendements dépassent les 25%.

Depuis 1956, l'entreprise américaine Spectrolab est spécialisée dans la vente de telles cellules MJ à haut rendement, à l'origine uniquement pour des applications spatiales, et maintenant également pour les systèmes HCPV. Cette entreprise a bénéficié très tôt du soutien de la NASA et de l'US Air Force à travers des programmes spatiaux et militaires. En 1959, Explorer 6 fut le premier satellite à utiliser des panneaux solaires. Depuis 1995, Spectrolab développe des cellules III-V à GaAs utilisant successivement des jonctions simples, puis doubles, puis triples, pour des performances toujours plus importantes (voir figure suivante). En 2002, des cellules triple jonction à 26.5% équipent le satellite Galaxy IIC. Aujourd'hui les meilleures cellules de Spectrolab atteignent 40.7% (record obtenu en 2006), avec un rendement moyen se situant autours de 38-39%. Spectrolab a une capacité annuelle de 200MW.

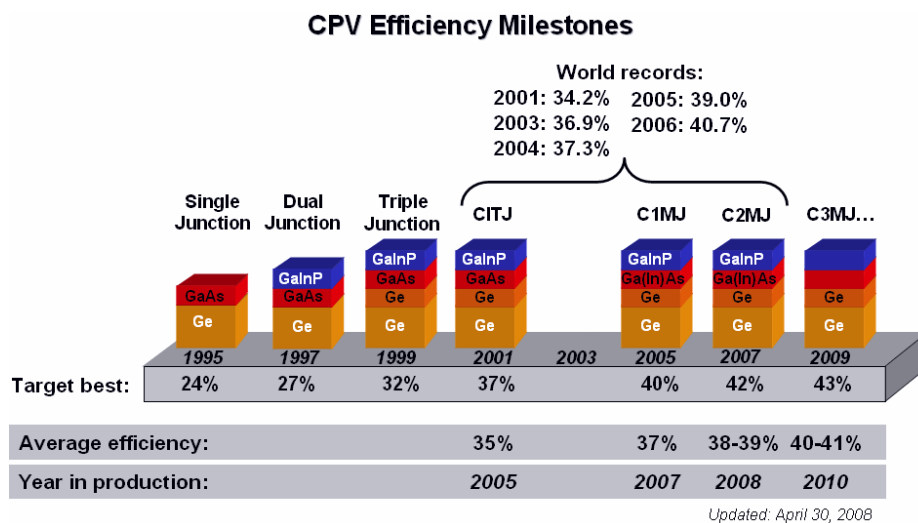


Figure 37 Technologie de cellules III-V multijonctions à haut rendement développées par l'entreprise Spectrolab, et rendements obtenus. Crédits : Spectrolab.

Les performances exceptionnelles de ces cellules tiennent au recouvrement spectral que procurent les multijonctions. Comme le montre l'exemple de figure suivante, la lumière du soleil traverse successivement trois cellules qui l'absorbent dans des spectres différents : la cellule supérieure en GaInP absorbe les courtes longueurs d'onde dans le bleu, la cellule intermédiaire en GaAs absorbe les longueurs d'onde situées entre 650 et 850nm dans le rouge, et la cellule du bas en Germanium absorbe les plus grandes longueurs d'onde dans l'infrarouge. Tout ceci est possible grâce à l'ingénierie de bandes : les cellules absorbent la lumière aux énergies supérieures à celle de leur bande interdite, mais sont transparentes aux énergies inférieures (et donc aux plus grandes longueurs d'onde).

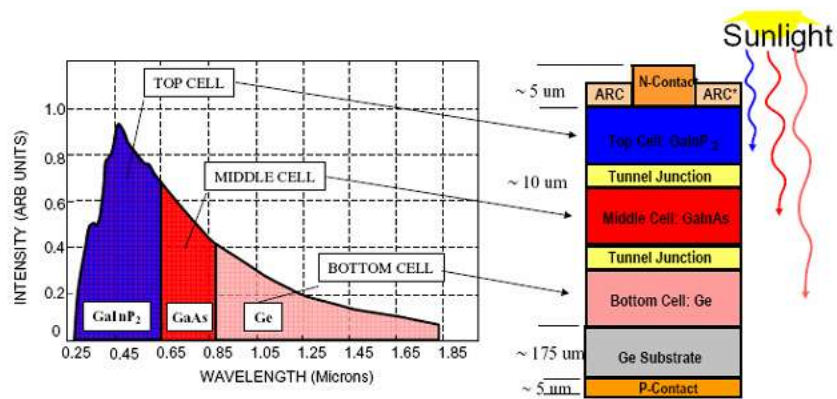


Figure 38 Principe de fonctionnement d'une cellule multijonction à haut rendement, où trois couches de semiconducteur III-V absorbent le spectre solaire à des longueurs d'onde différentes. Source : « Pilot production of MJ concentrator PV cells », R. Sharif et al., 4th International conf. on solar concentrators, march 2007

Les avantages et inconvénients du HCPV, compare au PV standard sont résumés dans le tableau suivant.

PV Standard	HCPV
Pas de système de suivi 'Tracking'	Tracking requis au-delà d'une concentration 4X
Puissance diminuée par temps couvert	Ne fonctionne pas par temps couvert
~ 9 W/kg	Poids équivalent sans le Tracker qui alourdit
~ 7-9 \$/W	~ 4-6 \$/W
> 99% du marché	< 1% du marché
~ 1GW vendu en 2005	Quelques MW
Marché limité par la fourniture de matière	Marché émergent

Le principal avantage des systèmes HCPV par rapport au PV plat réside dans leur bonne performance relative au coût, comme la montre la figure suivante. Les cellules sont plus chères individuellement, mais l'ensemble du système coûte au final moins cher (en termes de \$/W), par rapport à un système PV plat. L'inconvénient principal des systèmes HCPV est qu'ils ne fonctionnent pas par temps couvert, contrairement aux systèmes plats. En effet, si la plupart des cellules PV peuvent se contenter de lumière diffuse, ce n'est pas le cas des concentrateurs, pour lesquels un rayonnement solaire direct est nécessaire. Ces systèmes ne sont donc pas adaptés dans un grand nombre de régions, où l'insolation directe est trop faible. En France, seules les régions du Sud-Est offrent un potentiel d'ensoleillement direct adapté aux systèmes HCPV. Un autre inconvénient est que le Tracking des systèmes HCPV comporte une mécanique un peu lourde qui s'adapte difficilement sur le toit des maisons individuelles.

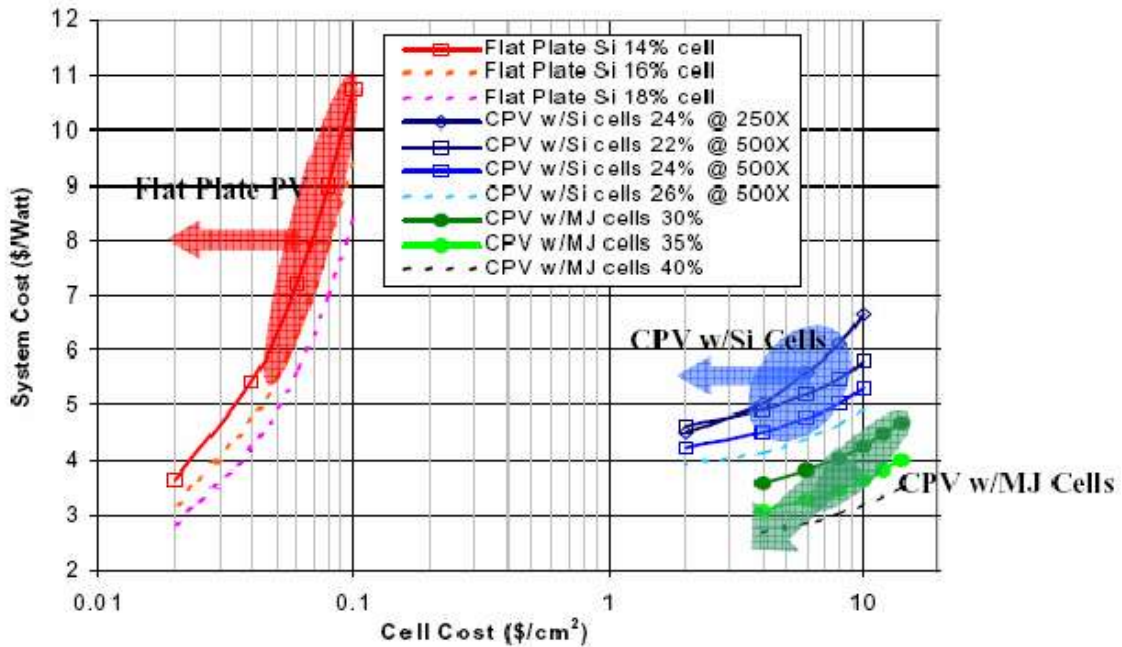


Figure 39 Comparaison entre le coût de systèmes PV plats (standards) et de systèmes PV à concentrateurs. Source : « Pilot production of MJ concentrator PV cells », R. Sharif et al., 4th International conf. on solar concentrators, march 2007

- **PARC (Palo Alto Research Center)**
3333 Coyote Hill Rd, Palo Alto, CA
Scott Elrod, directeur du Hardware Systems Laboratory

En partenariat avec l'entreprise SolFocus, PARC (voir chapitre III.1.1) a mis au point un système HCPV de concentration 500X sur des cellules solaires triple-jonction Spectrolab d'1cm² ayant un rendement proche de 40%. L'optique est constituée d'un miroir primaire en verre d'une trentaine de cm de diamètre surmonté d'un miroir secondaire, formant ainsi une géométrie de télescope Cassegrain (voir figure ci-dessous). Le tout est fixé dans un module comportant plusieurs éléments accolés et encapsulés pour les protéger de l'environnement extérieur. Le module est lui-même monté sur un Tracker à deux axes, lui permettant de suivre la course du soleil.

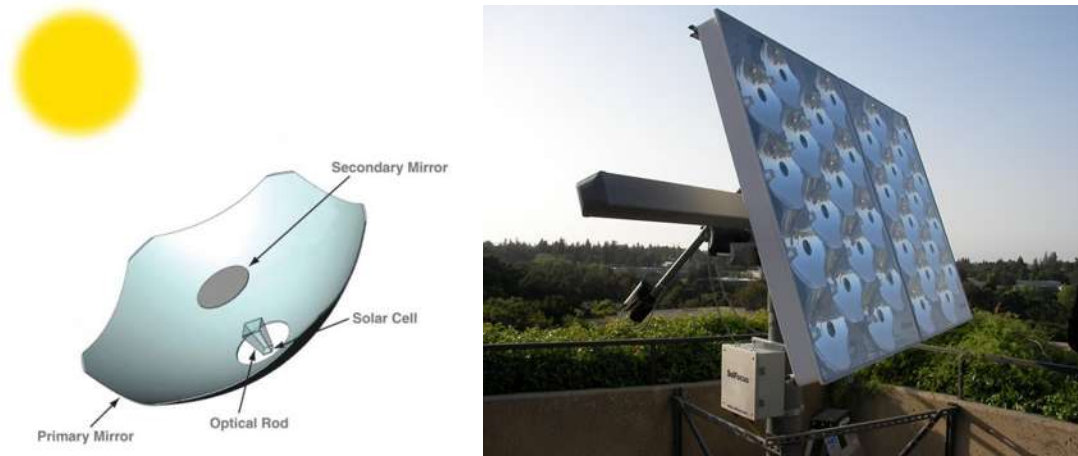


Figure 40 Module solaire à concentrateur PV développé par PARC et commercialisé par la société SolFocus.

Solfocus a été fondée en 2005, et s'est rapidement installée dans les locaux du PARC, où l'essentiel de la technologie HCPV présentée ci-dessus a été développée. Les premières levées de fonds auprès de capitaux-risqueurs de la Silicon Valley lui rapportent \$30 millions en Oct. 2006, \$52 millions en Sept. 2007 puis \$63 millions en Nov. 2007. En Août 2007 l'entreprise quitte les locaux de PARC pour s'installer à Mountain View, toujours dans la Silicon Valley. En Nov. 2007, elle crée la filiale 'Solfocus Europe Inc.' à Madrid en Espagne. Aujourd'hui Solfocus est en phase de développement accélérée. Plusieurs installations, principalement en Espagne (Puertolano 200kW, Almoquera 300kW) ont démontré la viabilité de la technologie. Un projet d'un montant de \$103 millions a été signé en Nov. 2008 avec EMPE Solar pour la construction d'ici 2010 de plusieurs centrales HCPV réparties sur différents sites au sud de l'Espagne. La puissance totale du projet dépasserait 10MW, ce qui permettrait d'alimenter une ville de 40,000 personnes environ. Il s'agit actuellement du plus important projet de HCPV en Europe. Ces centrales utiliseront les derniers modules SolFocus, comportant plusieurs améliorations leur permettant d'atteindre des rendements de 25%.

PARC, toujours en collaboration avec Solfocus, travaille actuellement sur la deuxième génération de modules HCPV, utilisant une succession de miroirs beaucoup plus petits (2 - 4 cm de diamètre et seulement 5 - 12 mm d'épaisseur) directement moulés dans une plaque de verre. Contrairement à la première génération, ces modules forment un bloc rigide, sans pièce mobile, ni joint, ni système de refroidissement, ni surface difficile à nettoyer. La simplicité de cette technologie et la bonne tenue des matériaux employés (du verre), lui permet d'espérer une durée de vie dépassant 30 ans. Les cellules PV utilisées sont toujours des cellules triple-jonction de Spectrolab à 40% de rendement, mais de dimensions moindres (1mm). Le coût de ces cellules n'interviendrait que dans 10% à 20% du prix des modules. L'objectif pour PARC est de mettre au point une technologie dont le coût à l'installation ne dépasse pas 1\$/W (2\$/W pour le système complet).

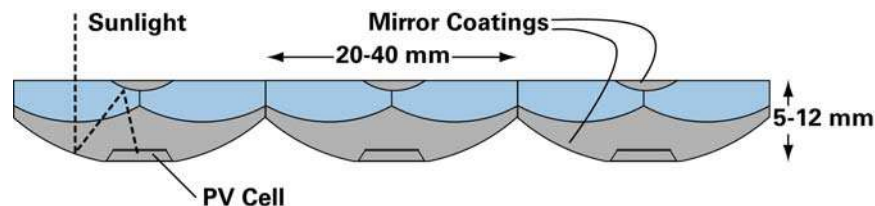


Figure 41 Deuxième génération de modules HCPV développée par PARC et Solfocus. Crédits : PARC

- **Energy Innovation**

130 W. Union St., Pasadena, CA
 Bill Bottenberg, Chief Scientist

A la place de systèmes télescopiques utilisant des miroirs concaves, une autre manière de réaliser la concentration solaire sur cellule PV consiste à utiliser des lentilles de Fresnel. C'est l'approche qui a été adoptée par la start-up Energy Innovation, située dans l'incubateur Idealab à Pasadena. Les modules développés, appelés « Sunflower », utilisent des cellules III-V de Spectrolab à 35% de rendement, montées au foyer de lentilles de Fresnel en verre procurant une concentration allant jusqu'à 1200X, pour un rendement final de 23%. Les modules sont commercialisés par groupe de 10, liés à un Tracker 2-axes, pour une puissance de 2.5kW.

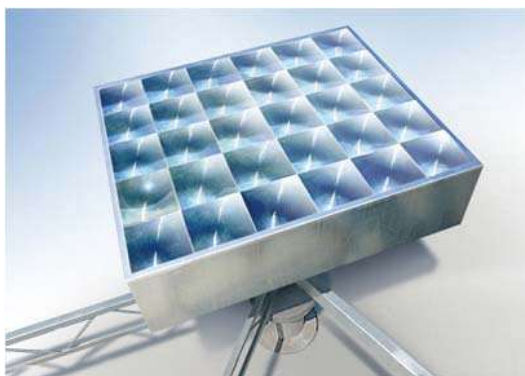


Figure 42 Module de concentrateur PV à lentilles de Fresnel développé par la start-up Energy Innovation. Crédits : Energy Innovation.

IV. LES RECHERCHES UNIVERSITAIRES

En complément, et parfois en soutien des recherches menées chez les industriels, les centres de recherche universitaires se penchent sur les nouvelles générations de cellules solaires (dites de troisième génération) à base de matériaux organiques, de nanostructures inorganiques, de structures hybrides, ou d'autres concepts originaux. Leur objectif n'est pas l'amélioration des performances à court terme, ou la réduction immédiate des coûts de fabrication, mais plutôt la mise au point de cellules à haut rendement, utilisant des matériaux communs, abondants et bon marché pour révolutionner à terme le marché du solaire en touchant le public le plus vaste possible. Des recherches de haut niveau sont effectuées dans de multiples laboratoires américains. Nous citons ci-dessous quelques exemples, tirés des visites de notre mission.

- **Caltech, Beckman Institute**

Pr. Harry Gray, directeur du Beckman Institute

Pr. Bruce Brunschwig, directeur du MMRC

Pr. Nate Lewis, directeur du CCSER (Caltech Center for Sustainable Energy Research)

Caltech est composé de plusieurs instituts de recherche ou centres (ailleurs appelés Départements) dont certains sont dédiés totalement ou partiellement aux énergies renouvelables et à l'énergie solaire en particulier. Les plus importants sont le CCSER : Caltech Center for Sustainable Energy Research) et l'institut Beckman.

Ce dernier développe les activités suivantes:

- les matériaux inorganiques et les procédés innovants : cellules à multijonctions pour la concentration avec un travail en particulier sur l'accord de maille entre les différents films, les couches minces Silicium, les effets plasmoniques pour augmenter l'absorption,...ce groupe est dirigé par Harry Atwater, connu également pour ses travaux dans l'optoélectronique.
- Les matériaux nanostructurés en vue de cellules photovoltaïques hybrides (silicon nanowires, ZnO rods, ...) mélangé avec des polymères.
- Le stockage de l'électricité par des procédés électrochimiques très avancés. Ce sont les domaines de recherche de MMRC (Molecular Materials Research Center) dirigé par le Pr Harry B. Gray et que la délégation a visité. L'équipe est ainsi composée de Bruce S. Brunschwig, Christopher C. Cummins, Nathan S. Lewis, Daniel G. Nocera, Jonas C. Peters et Jay R. Winkler. Il ya également plusieurs étudiants PhD.

L'équipe travaille sur l' « odorat » électronique, les complexes métalliques et leurs propriétés magnétiques, la spectroscopie de transfert de charges, les fossiles magnétiques, la tribologie des surfaces semi-conducteurs, et pour ce qui nous intéresse ici la photo électrochimie des semi-conducteurs. Plus particulièrement ils étudient les cinétiques et les mécanismes des réactions thermiques et photochimiques impliquant les métaux de transition complexes en solution ; les études expérimentales des réactions de transfert de charges dans les solutions homogènes et sur les surfaces des électrodes, des études de la photochimie et la photo physique des métaux de transition complexes. Ils développent également des modèles pour les réactions de transfert de charges et de la conversion de l'énergie solaire.

Le financement est assuré par des appels à projets de Stanford, du département de l'énergie (DOE), la NSF (National Science Foundation) et de BP (British Petroleum).

Nos hôtes ont principalement insisté sur un des sujets qui leur parait important (et compatible avec le thème de notre visite) qui est l'*Electrolyse de l'eau*.

En effet, une des activités des équipes est de remplacer le concept d'une pile à combustible à membrane par une pile à combustible photo-électrolytique (Figure 43 ci-dessous). Dans ce dernier cas, les photons solaires sont convertis en charges électrons et trous par effet photovoltaïque. Plusieurs verrous sont à lever : trouver les bonnes cathodes et anodes, mais également le convertisseur de photons. L'équipe se concentre sur l'utilisation de nanofils de silicium produits par optimisation de la porosité. Ils utilisent également des plots d'or (6% facteur de forme) sur lesquels une croissance CVD est réalisée. Il est question de remplacer l'Au par le Nickel ou le cuivre. Leur modélisation montre un rendement de conversion attendu de ~25%. Beaucoup trop de paramètres sont encore à optimiser avant d'atteindre ce résultat.

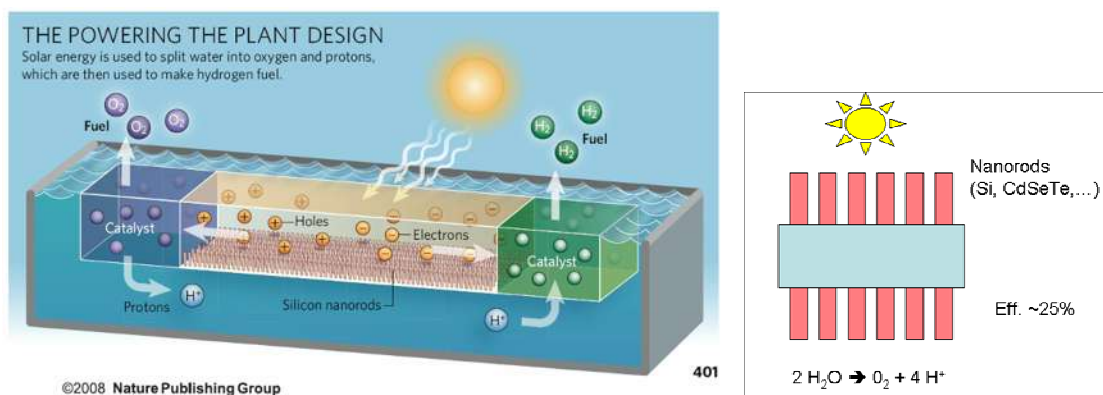


Figure 43 Pile à combustible photo-électrolytique utilisant des nanofils de silicium en guise de catalyseur.

- Stanford University

Stanford Photonics Research Center

Gary Bjorklund, Executive Director,

Prof. Michael McGehee, Prof. Stacey Bent, Prof. Peter Neumanns

Une bonne partie de l'équipe du Professeur **McGehee's** travaille sur l'augmentation du rendement de conversion des cellules organiques pour atteindre la valeur seuil de viabilité du procédé : ~10%, mais en employant une démarche de recherche fondamentale sur les mécanismes limitants. L'approche choisie est celle des hétérojonctions ordonnées. Dans ces structures qui sont généralement fabriquées en infiltrant des polymères conjugués dans des films d'oxyde de titane

(TiO₂) auto-assemblés, les excitons (paires électrons-trous liées) voyagent vers l'interface organique-inorganique et y sont dissociés par transfert d'électron. Les électrons traversent ensuite le TiO₂ vers une électrode alors que les trous traversent le polymère pour atteindre l'autre électrode. L'équipe développe des techniques telles que des co-polymères, la lithographie et la nano-impression pour réaliser des films nanoporeux. Ainsi, ils étudient l'infiltration des polymères dans les nanopores et comment les chaînes se lient aux pores. La force de l'équipe réside également dans l'utilisation de nombreux outils pour la caractérisation du transport de charge tel que l'utilisation de la spectroscopie résolue en temps, l'AFM et la diffraction RX. Parmi leurs faits marquants, la mobilité des charges dans le regioregular poly(3-hexylthiophène), un des meilleurs polymères pour les transistors organiques FET, augmente par un facteur 10000 quand le poids moléculaire est augmenté de 3000g/mole à 35000 g/mole. La mobilité est 1000 fois plus grande dans le plan du film que dans la direction verticale à cause de l'alignement des chaînes sur le plan du film. Elle a pu être augmentée d'au moins 20 fois en alignant les chaînes nanopores orientées verticalement. Ces résultats sont également d'une grande importance pour l'application photovoltaïque. Une autre activité intéressante développée par le groupe concerne les électrodes transparentes à base de nanotubes de carbone, présentant le premier avantage qui est le remplacement des couches ITO et visant le bas coût.

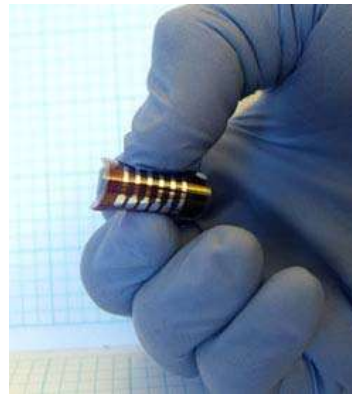
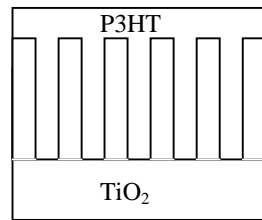


Figure 44 Cellule solaire hybride organique-inorganique, à nanostructure colonnaire, développée dans le laboratoire du Prof. McGehee. Certaines cellules solaires organiques de ce laboratoire sont flexibles, comme le montre l'image de droite. Crédits: Michael McGehee, Stanford University.

Le Professeur **Stacy Bent** étudie les propriétés électroniques des matériaux absorbants, en tentant de maximiser leur absorption optique, tout en diminuant la distance que les porteurs photogénérés doivent parcourir avant d'être recombinés (L_d). Un des matériaux étudiés est le Cu₂ZnSnS₄ (CZTS) préparé par CBD. La structure est Mo/SnS/ZnS/Cu²⁺ par échange ionique, suivi d'un traitement de sulfuration. Une deuxième couche de ZnS est nécessaire pour compenser les pertes de Zn. Les détails de leur processus sont: 5 min de échange ionique 0.1M Cu²⁺ ; 2h à 500°C sous atmosphère de H₂S (à ce stade ils n'ont essayé aucun procédé de RTP).

Dans les activités principales du groupe on retrouve la technologie d'interface pour le photovoltaïque.

- Réduction/élimination du Cd en cellules de CIGS
- Cd/couches évaluées par ZnS
- Explorer le rôle de l'oxygène venant du bain CBD dans la couche tampon de Cd sur le CIGS.

- **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**
1617 Cole Boulevard, Golden, CO
Janice Rooney, Doug Arent, Ron Benioff, Marck Mehos et John Benner.

Le NREL est le principal laboratoire américain dédié aux recherches sur les énergies renouvelables. Il dépend du DOE, compte environ 1100 employés, pour un budget annuel de 380 M\$ (en très forte augmentation l'année dernière). Une des caractéristiques principales de ce laboratoire est qu'il s'intéresse à la fois aux recherches fondamentales (science de base avancée) et aux dispositifs finaux. Il dispose pour cela d'excellentes équipes de chercheurs, spécialisées dans la R&D sur les processus de rendement optimum et les énergies renouvelables, et d'un programme ambitieux de transfert de technologie. Les collaborations avec plusieurs universités et entreprises sont également mises en avant. Le NREL soutient en particulier les entreprises qui manifestent un besoin d'expertise en caractérisation, comme par exemple SUNPOWER qui éprouvait des difficultés de mesure impliquant certaines lampes flash.

Les principaux défis que s'est fixé le NREL pour répondre aux enjeux de l'énergie au niveau mondial concernent en premier lieu la croissance économique et ses incidences sur l'environnement. En particulier, la consommation énergétique des bâtiments, qui représente 40% de la consommation énergétique américaine, devrait être réduite grâce à de nouveaux concepts d'habitats (allant jusqu'à la consommation nulle), une amélioration de l'isolation, une meilleure conception des fenêtres, et l'utilisation de sources renouvelables de chaleur et d'électricité. La sécurité énergétique et la fiabilité de l'approvisionnement sont également un champ d'investigation du NREL, ainsi que les nouvelles énergies: biomasse, hydrogène, vent, eau, géothermie, solaire.

Le NREL affiche un intérêt marqué pour la collaboration internationale, notamment avec les pays de l'UE sur des programmes de recherche technologique, la Chine (biocarburant, éolien, électrification rurale), le Brésil (biocarburant), l'Inde (solaire, biocarburants), mais au détriment des pays en voie de développement. Les laboratoires étrangers doivent cependant disposer d'un financement propre pour mener les recherches communes.

A titre d'exemple, l'accord de coopération avec la NASA pour le développement de cellules solaires spatiales. Pour ces dernières, le poids étant un facteur critique, l'épaisseur des substrats en silicium ne doit pas dépasser 50 microns, ce qui engendre des problèmes importants de manipulation. L'objectif est, grâce à l'utilisation d'encres, de ne pas dépasser 3kg/kW au lieu des 7kg/kW qui sont de mise actuellement. Le NREL s'intéresse également au silicium de type n car, bien que ce matériel soit couvert par un brevet de SANYO, ce brevet expirera l'année prochaine. Le silicium dopé n est plus cher que le Si dopé p, mais permettrait d'obtenir de meilleurs rendements, et un meilleur ration rendement/prix.

Au NREL, environ 120 personnes travaillent sur le PV. Leurs recherches touchent, entre autres les points quantique à base des piles solaires (PbS et PbSe). Une activité de mesure et caractérisation indépendante fait participer environ 40 personnes.

5 nouvelles compagnies ont été créées par le NREL, dont SOLOPOWER (CIS), PRIMESTAR (CdTe) et AVA solaire. 46 nouvelles compagnies pourraient être attirées prochainement par les financements et les moyens de recherche proposés par le NREL.

- **Colorado School of Mines**

1500 Illinois St, Golden, CO

Dag Nummedal, directeur du CERI (Colorado Energy Research Institute)

Craig Taylor, directeur associé du CERI et professeur de physique

Reuben Collins, directeur du CSEM (Center for Solar and Electronic Materials)

Le “Colorado School of Mines” (CSM) est une école d’ingénieurs de petite taille (160 professeurs, 3000 undergraduates, 800 graduate students), mais qui s’est taillé une réputation d’excellence dans les domaines de l’énergie et de l’environnement.

Le CSM ambitionne de devenir un acteur majeur de recherche sur le PV. Il collabore beaucoup avec le NREL, qui développe une activité de recherche plus appliquée, et dispose de plus d’équipements, de budgets et de salaires plus conséquents. Les chercheurs et étudiants du CSM utilisent régulièrement les équipements du NREL, dans le cadre de projets communs. Craig Taylor a été un des principaux artisans de cette collaboration, depuis plus de 30 ans.

Le CSM dispose d’une bonne expertise en science des matériaux, plus particulièrement sur des technologies de couche mince, inorganiques et organiques. Les équipes de recherche du CSEM mettent à profit cette expertise en vue de développer des cellules solaires de 2^{ème} génération, à l’aide de couches minces CdTe, CIS, CISE... Elles se penchent également sur la fabrication de cellules tandem Si amorphe / Si nanocristallin, ainsi que des cellules organiques et des cellules dites de 3^{ème} génération à base de nano-boîtes et nano-fils de Si.

Les couches minces ont souvent la fâcheuse tendance de se dégrader lorsqu’elles sont exposées à la lumière. Beaucoup d’efforts sont consacrés au CSM pour comprendre les mécanismes physiques et chimiques de ces dégradations, en vue de développer des solutions de “packaging” pour les modules finaux. Selon l’avis des chercheurs, la plupart des problèmes liés aux couches minces sont technologiques, y compris la stabilité, le “packaging” et la manipulation.

V. CONCLUSION

➤ L’énergie solaire : un marché en pleine croissance et un développement rapide de l’industrie américaine

Le marché du solaire est longtemps resté limité à cause du coût d’installation des panneaux solaires, qui est principalement lié au prix élevé du Silicium, matériau devenu relativement cher. Aujourd’hui, de nouvelles méthodes de fabrication et des concepts innovants de cellules solaires à couches minces promettent des réductions de coûts importantes. Par ailleurs, plusieurs Etats comme l’Allemagne, le Japon, les Etats-Unis, et maintenant la France, ont compris les enjeux de l’énergie solaires, et ont mis en place des aides fiscales facilitant le déploiement de panneaux solaires. Tout ceci fait que, le marché du solaire, qui augmentait régulièrement d’environ 30% depuis 10 ans, connaît désormais une croissance accélérée qui a dépassé 50% en 2006 et 70% en 2007. Les 28 premières entreprises mondiales totalisaient ainsi une capitalisation de \$120 milliards en 2007, en croissance de 50% par rapport à 2006.

Actuellement, le marché du solaire est largement dominé par le Japon et l’Allemagne, qui devancent nettement les Etats-Unis, dont les parts de marché ont chuté à moins de 10%, alors qu’elles atteignaient 45% en 1995. Pour autant, les Etats-Unis semblent déterminés à vouloir rattraper ce retard rapidement. Ainsi, l’administration fédérale a lancé en 2006 un programme nommé « Solar

American Initiative » (SAI) doté d'un budget de \$159 millions, distribué par le Ministère de l'Energie (DOE) et visant à atteindre une capacité installée de 5 à 10 GW d'ici 2025. Les investissements privés ont suivi le mouvement : ils étaient de \$132 millions au premier trimestre 2008, en croissance de 136% par rapport à l'an dernier, alors que le capital risque dédié aux technologies vertes est passé de \$2 milliards en 2006 à \$3 milliards en 2007.

➤ **D'importantes centrales solaires ont vu le jour dans le désert du Nevada, grâce à de nouveaux instruments financiers efficaces**

Une étude scientifique récente a montré que 69% de l'électricité américaine pourrait être produite à l'horizon 2050 au moyen de vastes champs de cellules PV et concentrateurs thermiques disposés dans le désert du Nevada. Ce projet très ambitieux coûterait environ \$400 milliards, mais serait parfaitement réaliste sur le plan technologique. Il faudrait toutefois que le coût d'installation des panneaux solaires passe de 4\$/W actuellement, à environ 1,2\$/W. Une telle diminution des coûts est aujourd'hui envisageable, grâce à la mise au point de nouvelles méthodes de fabrication et de concepts très prometteurs de cellules solaires à couches minces, ainsi que la mise en place de stratégies financières de plus en plus efficaces.

En particulier, l'implantation des centrales solaires n'est rendue possible que grâce à l'utilisation de PPA (Power Purchase Agreement), faisant appel aux crédits d'impôts et au RPS (Renewable Portfolio Standard) des différents Etats et autorisant l'échange de REC (Renewable Energy Certificates). Grâce à ces outils et à son ensoleillement record, le Nevada est en train d'équiper son désert avec les technologies les plus avancées : la centrale photovoltaïque (PV) Nellis est la plus importante aux Etats-Unis, délivrant 14MW d'électricité à la base de l'US Air Force sur laquelle elle est construite, la centrale thermique Nevada Solar One vient d'entrer en fonctionnement et délivre déjà 64MW sur le réseau électrique. D'autres projets de centrales gigantesques, dépassant les 300MW, ont également fait l'objet de PPA en Californie. Les technologies à concentration se développeront vraisemblablement assez peu sur le territoire Français, où l'ensoleillement direct est souvent insuffisant. En revanche, elles sont parfaitement adaptées au sud de l'Europe et aux zones arides du Maghreb et du Moyen-Orient. Plusieurs centrales sont d'ailleurs en construction dans le sud de l'Espagne, près de Séville, et en Algérie.

➤ **La promesse de cellules solaires à couches minces et à bas coûts**

Un des principaux inconvénients des cellules solaires traditionnelles est leur coût élevé, dû à l'envolée du prix du Silicium et à la quantité utilisée. La technologie « couches minces » permet de construire des cellules en ne déposant que la quantité de matériau photosensible utile pour absorber le rayonnement solaire, avec un coût potentiellement bien moindre. L'entreprise NANOSOLAR dispose d'une telle technique de dépôt, lui permettant de fabriquer à la chaîne et en continu (en rouleaux, à une vitesse de 30m/mn) des cellules solaires sur substrat métallique souple. Elle a déjà levé plus de \$150 millions de capital risque, dont \$75 millions en 2006 (le plus important investissement mondial dans les énergies propres, une partie provenant de Google) et \$50 millions en avril 2008 provenant d'EDF Energies Nouvelles. Grâce à cet argent, l'entreprise vient d'achever la construction de 65.000 m² de nouveaux bâtiments de fabrication à San Jose et en Allemagne, pour une capacité de production de 200 millions de cellules solaires par an, soit 430MW, dont la commercialisation devrait débuter avant la fin de l'année. Nanosolar symbolise parfaitement le modèle de réussite qui a toujours prévalu dans la Silicon Valley: celui d'une entreprise technologique très innovante, qui connaît une croissance rapide et qui promet un impact sociétal fort.

➤ **La forte volonté politique en Californie s'accompagne d'un remarquable dynamisme industriel**

L'Etat de Californie se positionne une fois de plus comme un précurseur dans le domaine clé des nouvelles énergies. 31% de son énergie consommée provient d'énergies renouvelables, ce qui est certes inférieur à d'autres Etats comme l'Oregon ou l'Etat de Washington (79% chacun), mais reste bien supérieur à la moyenne nationale de 7%. Bien que la moitié environ de cette énergie provienne de l'hydroélectrique conventionnel, les 15% restants sont supérieurs à la moyenne nationale d'un facteur 4, et le RPS du gouvernement Californien prévoit de faire passer ce chiffre à 20% en 2010 et 33% en 2020. Parmi les différentes technologies employées (éolien, géothermal, biomasse), l'énergie solaire ne représente aujourd'hui qu'une très faible fraction de cette énergie consommée (0.2%), mais a le vent en poupe. Dès 2006, par exemple, le gouverneur Schwarzenegger lançait le programme « Million Solar Roofs Initiative » doté de \$3,2 milliards sur 11 ans, afin d'équiper un million de toits californiens en panneaux solaires, pour une puissance estimée à 3 GW.

Ces aides gouvernementales sont nécessaires à soutenir la forte croissance actuelle du marché du solaire. Accompagnées d'instruments financiers élaborés comme les promesses d'achat (PPA), elles ont permis à presque la moitié des installations solaires américaines non résidentielles de voir le jour en 2007. En Californie, grâce à un environnement climatique et politique favorables, ces aides ont porté leurs fruits. L'an dernier, la capacité annuelle d'installation de panneaux solaires y était de 37 MW, soit presque 4 fois plus que le second Etat, le New Jersey, et plus que la capacité totale américaine en 2005 (33 MW).

La Californie est ainsi devenue le premier marché américain dans le solaire PV, et regroupe de nombreux projets industriels ambitieux (Nanosolar, Miasolé, Sunpower) visant à produire en masse des panneaux solaires à haute valeur ajoutée technologique, un grand nombre de start-up très innovantes (SolFocus, Energie Innovation, eSolar), des centrales solaires thermodynamiques dans le désert du Mojave (SEGS) et d'excellentes équipes de recherche (LBNL, Stanford, Caltech). Beaucoup de ces acteurs se trouvent dans la Silicon Valley, qui concentre près de 40 pour cent du capital risque américain.

➤ **Bilan de la mission**

Cette mission exploratoire a permis de mettre en contact quelques uns des meilleurs experts français sur l'énergie solaire avec les principaux acteurs de l'Ouest américain. Les visites ont confirmé l'excellence des activités américaines, aussi bien en recherche et développement dans les laboratoires universitaires et les entreprises innovantes, que sur le plan économique avec des stratégies financières de plus en plus efficaces. La qualité des échanges qui ont eu lieu, ainsi que les enjeux scientifiques, économiques et sociétaux liés à la maîtrise de l'Energie solaire, incitent la Mission pour la Science et la Technologie à prolonger son action au-delà de la publication de ce rapport.

VI. ANNEXES

VI.1. PROGRAMME DE LA SEMAINE

- **Lundi 5 mai 2008**

Denver, Colorado

09:00 – Colorado School of Mines

Craig Taylor, Colorado Energy Research Institute

Le CERI est un institut de recherche fondé et financé par l'état du Colorado afin de développer les ressources naturelles du Colorado. Les recherches se portent sur l'extraction énergétique, les transformations et les distributions d'énergies ainsi que les énergies renouvelables. Le Professeur Taylor est le directeur associé de ce laboratoire, spécialiste d'optique, d'électronique et de semi-conducteurs. Le directeur du CERI est Dag Nummedal. Le Professeur Reuben Collins est professeur de physique et directeur du « Center for Solar and Electronic Materials » (CSEM)

9:00-9:30 - Discussion of Colorado Collaboratory and PV initiatives at CSM and in Colorado - John Poate - Vice President for Research

9:30-10:30 Presentation of PV activities at CSM (Craig Taylor ~ 15 minutes) and presentation of PV activities in France (~20 minutes) followed by a round table discussion with PV active CSM faculty

10:30-11:15 Tours of Campus facilities

13:00 - 17:00 – NREL (National Renewable Energy Laboratory)

National Center for Photovoltaics – Department of Energy

13:00 Arrivée au NREL (Sarah Barba) et formalités de sécurité

13:15 Aperçu et Introduction au NREL (Janice Rooney, Community Relations Manager)

13:45 Présentations des programmes du NREL (Doug Arent, Energy Analysis Center Director)

14:30 Présentation du programme de concentrateurs solaires (Mark Mehos, CSP Program Manager)

15:00 Présentation du « National Center for Photovoltaics » (John Benner, Technology Maturation and Partnerships Manager)

20:05 – Vol vers Las Vegas

Arrivée à 20h58 à Las Vegas

- **Mardi 6 mai 2008**

Las Vegas, Nevada

10 :15 - 13 :00 – Nellis Solar Power Plant

Visite de la plus grande centrale de production solaire photovoltaïque aux États-Unis. Mise en service en 2007, elle se trouve sur la base militaire Nellis de l'US Air Force.

9:00 - 10:00 Briefing on Nellis Solar Power Plant

10:00 - 11:00 Visit of the solar plant

11:00 - 12:00 Discussion about the installations

12:30 – Déjeuner à Las Vegas

14:00 – **Nevada Solar One**

Centrale solaire thermodynamique de 64MW à miroirs cylindro-paraboliques.

16 :00 - Trajet en van jusqu'à Pasadena, avec arrêt devant les centrales SEGS et Solar One.

- **Mercredi 7 mai 2008**

Pasadena, Californie

9:00 - 10:30 – **Energy Innovations**

Bill Bottenberg, Chief Scientist

Energy Innovations utilise une technologie de concentrateurs de lumière à base de lentilles de Fresnel, qui convergent sur des modules PV à 35% de rendement. Les modules suivent la lumière grâce à une mobilité sur deux axes.

11:00 - 12:30 – **Caltech & Beckman Institute**

Pr. Harry Gray, directeur du Beckman Institute

Pr. Bruce Brunschwig, directeur du MMRC

Pr. Nate Lewis, directeur du CCSER (Caltech Center for Sustainable Energy Research)

14:00 - 15:30 – **eSolar**

eSolar est une entreprise qui fabrique des héliostats pour faire des grand ensembles de panneaux solaires pour fabriquer des centrales électriques solaires. La liste de leurs investisseurs comprend Google et Idelab. Dale Rogers est EVP Strategy & Market Development d'eSolar.

18:55 – Vol vers San Jose

- **Jeudi 8 mai 2008**

San Jose - Palo Alto

8:00 - 9:30 – **Applied Materials**

Applied Materials produit des outils et de matériaux pour l'industrie des semi-conducteurs. Dernièrement, Applied Material a investi dans une chaîne de production de cellules photovoltaïques à couches minces.

10:00 - 12:30 – **Nanosolar**

NanoSolar fabrique des panneaux solaires de troisième génération. Travaillant sur des nanoparticules et des technologies d'impression des panneaux solaires, NanoSolar a levé plus de \$150 millions de capital risque, dont \$50 millions de la part d'EDF.

13:00 - 16:30 – **Stanford**

Déjeuner puis rencontre avec les chercheurs de la faculté des énergies renouvelables de Stanford : Pr. Stacey Bent, Michael McGehee, Peter Peumans, Zhenan Bao

15:30 Rencontre particulière avec le professeur Stacey Bent.

Le professeur Bent, ayant reçu de nombreuses distinctions (dont le NSF career award, Coblentz Award) dirige un groupe de recherche sur les semi-conducteurs, les matériaux électroniques et les dépôts sur semi-conducteurs et les cellules solaires.

17:00 - 19:00 – **PARC (Palo Alto Research Center)**

Rencontre avec Scott Elrod, manager du Hardware Systems Lab. Le Xerox PARC est un institut privé unique qui a vu naître de très nombreuses technologies, notamment dans l'informatique. SolFocus est une spin-off de PARC.

19:30 Dîner à Menlo Park, Restaurant Carpaccio

Matt Lecar, capital rumeur CalCEF, et Julia Curtis

- **Vendredi 9 mai 2008**

Richmond – Berkeley

10:00 - 13:00 – **SunPower**

SunPower est une des entreprises les plus importantes de la Silicon Valley travaillant sur les énergies solaires. Ayant racheté PowerLight et ses technologies de panneaux photovoltaïques, SunPower propose des solutions complètes pour toutes les tailles, allant de l'équipement pour maisons individuelles aux grands champs solaires comme celui de Nellis Air Force Base.

16:00 - 18:00 – **BrightSource**

BrightSource est un équipementier pour des centrales solaires. Ayant été à l'origine de SEGS, BrightSource vient de signer avec PG&E des contrats importants de construction de centrales solaires.

19:00 – Dîner à la résidence du Consul Général.

Pierre-François Mourier, Consul Général de France à San Francisco, et son épouse

Yimei Wong, Trinasolar

Yann Rousillon, Nanosolar

Romain Beaudelomenie, Applied Materials

Kamel Ounadjela, Calisolar

Ainsi que les membres de la délégation

VI.2. PHOTOGRAPHIES DE GROUPE



Figure 45 *Devant un des panneaux solaires de la ferme solaire de la base Nellis. De gauche à droite : Daniel Ochoa, Robert Soler, Philippe Malbranche, Jean-Baptiste Kempf, Veronica Bermudez, Dick Heslinga, Abdelilah Slaoui, un ingénieur de la base Nellis*

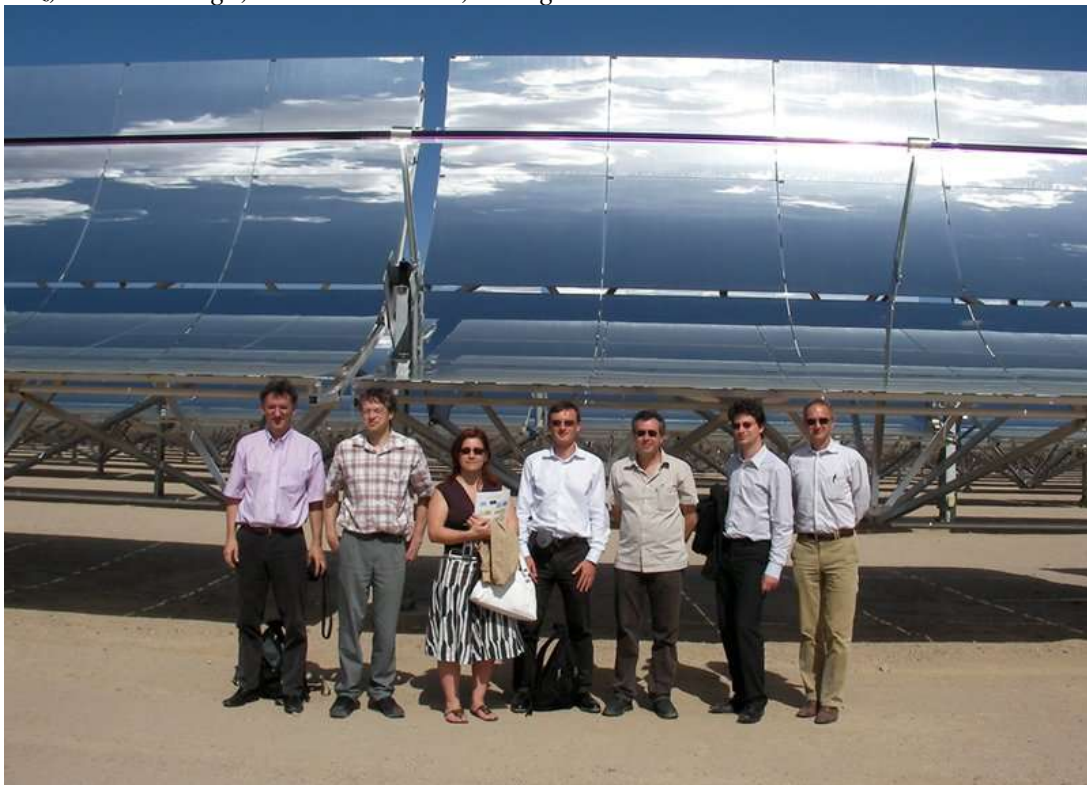


Figure 46 *Devant un des nombreux concentrateurs cylindro-parabolique de Nevada Solar One.*



Figure 47 *Sur la terrasse du PARC, en compagnie de Scott Elrod.*

VI.3. BIOGRAPHIES DES PARTICIPANTS

Verónica Bermúdez

Verónica Bermúdez was born in Madrid in 1972. She obtained her degree and PhD in physics from the Universidad Autónoma de Madrid (UAM) in 1996 and 1998, respectively. She was granted an extraordinary doctorate award for her research thesis on "Growth and characterization of bulk periodically poled lithium niobate doped with Yb and Er". During this period she was a visiting scientist at the Università de Padova and CEA-Grenoble.

After her PhD she moved to France where, from 1999 to 2000, she worked in the Laboratory for Advanced Materials of CEA-LETI in Saclay on the nonlinear optical properties of catenanes and rotaxanes (molecules which can be modified by light action).

In 2002, Verónica returned to Spain to take up a tenure track position, within the first round of the Ramon y Cajal Programme, in the Materials Physics Department at the Universidad Autónoma de Madrid until October 2005. She then returned to France to the IRDEP (Institute for Research and Development on Photovoltaic Energy), where she is now in charge of the Optoelectronic Characterization Group.

Verónica has published over 80 articles and has made a similar number of contributions to international conferences in the fields of growth and characterisation of inorganic crystals for lasers and nonlinear optics, and semiconductor materials. Furthermore, she has lectured on several courses on introductory physics and physics of materials. For her work on hydrogen bond-assisted molecular machines, she was a finalist for the European Community Descartes Prize in 2003, and was granted the Science and Technology Prize for Young Researchers by the Universidad Complutense de Madrid in 2004. In 2007, she was awarded the Shieber Prize by the International Organization of Crystal Growth.

Dr. Bermúdez' present research interest concentrates on materials for energy conversion

Dick Heslinga

Dick Heslinga obtained his M.S. of Applied Physics and PhD. in Experimental Physics at the University of GRONINGEN in the Netherlands. He went on as a post-doc Dept. of Experimental Solid State Physics at the University of NIJMEGEN. He worked in France and in the USA at NXP/Philips Semiconductors as an Engineer and a Manager in Manufacturing, Process, Development and Research programs. He was a MT member of Crolles2 Alliance (Freescale, NXP and STMicroelectronics join program) in France. Since 2007, he is the Head of Laboratory of Solar Components at the INES (National Institute for Solar Energy). His focuses are now on R&D solar

cell technologies: Si, thin films, organic, 3rd generation, on R&D solar modules and Industrial partnerships & commercial strategy.

Philippe Malbranche

Philippe Malbranche obtained his degree from the Ecole Centrale in Paris, and began his career by taking part in rural electrification programs using renewable energy in developing countries, particularly in the South Pacific. Upon his return to France he worked at the Directorate-General for Energy and Raw Materials (Ministry of Industry) as a consultant on renewable energy and harnessing energy for use in transportation. He then went to work for Photowatt, leading manufacturer of solar modules in Europe, then for the CEA GENEC, a laboratory at the CEA entirely devoted to photovoltaic solar power.

At the CEA he is currently in charge of the “Photovoltaics and Energy Storage” program.

Abdelilah Slaoui

Dr Abdelilah SLAOUI received his master degree in fundamental Physics from Louis Pasteur University - Strasbourg - in 1980. He got his PhD in 1984 on laser crystallization of implanted silicon for solar cells at Laboratoire PHASE (CNRS). Thereafter, he continued his work in gas immersion laser doping and oxidation of silicon, laser-induced ablation of materials and laser-induced crystallisation of a-Si and a-SiGe. In 1989, he developed the activity based on lamp furnace heating for processing of solar cells and transistors. In 1992, he joined the Oregon Graduate Institute at Beaverton, Oregon, USA as a visiting scientist. His research interests include MOSFET and TFT's transistors and silicon based solar cells. He is presently the head of the photovoltaic group at InESS, CNRS. He participated to National (ECODEV, EDF) as well as to European projects (SICRYT, HIFI, COMPOSIT, SFINCS, LATECS, SUBARO) related to Silicon technology. He has authored or co-authored more than 120 papers and 4 articles in specialized books. He co-organized 5 symposia (98, 00, 02, 03, 05) dealing with materials for photovoltaic, one workshop on Materials for Energy (Nice, 2004) and a workshop on Photovoltaic materials (Shanghai, 2005). He is presently the vice-president of the European Material Research Society, and chairman of the 2006 EMRS conference.

Robert Soler

Robert Soler, 44 years old, is senior expert and project manager with EDF R&D. He received an Electrical Engineering degree in 1986 from the INSA de Lyon. He has been working for 19 years with EDF. He coordinates EDF's technological watch on solar energy for electricity generation : photovoltaics and concentrated solar power. He manages an R&D project on PV and CSP technologies including work on cristalline silicon cells, PV modules assessment, PV plants design and on CSP plants design. He contributes to prospective studies on renewable energies as well as strategic analysis prior to EDF investments. He is involved as well in the CISEL project (CIS electrodeposited) managed by EDF and CNRS on the techno-economic aspects. Before that, he managed research projects on the electrification of remote rural areas of developing countries.