



Les caractéristiques économiques du solaire électrique

PV (photovoltaïque) et CSP (solaire thermique à concentration)

Frédéric Livet

Résumé centré sur l'économie de la filière

La technique photovoltaïque (PV) est mature, elle est techniquement bien maîtrisée et le problème principal est d'analyser aujourd'hui son intérêt économique dans le mix énergétique de notre pays. La technique CSP consiste à concentrer la lumière du soleil pour obtenir des fluides à haute température pour générer de l'électricité dans des turbines à vapeur. Cette dernière n'est utilisable qu'en l'absence de nébulosité (déserts US.. ou semi déserts du sud de l'Espagne), elle était envisagée dans le cadre du projet "Desertec", mais , n'ayant pas tenu ses promesses de réduction de prix, elle est parfois remplacée dans les projets US par le PV. L'Espagne reste très engagée par ses investissements passés dans cette technique.

Une installation solaire PV coûte en ce moment autour de 2,7€/Watt crête (Wc) d'investissement pour une grande installation (ex : Toul-Rosières est donné pour 3,1€/Wc) et jusqu'à 5 €/Wc TTC pour un toit PV intégré au bâti et raccordé au réseau de 3 kW (25m²). Elle fournit 900 Wh/Wc en Lorraine et 1 300 Wh/Wc dans le Sud de la France chaque année. EDF est obligé d'acheter l'électricité PV à un tarif fixé (OA, obligation d'achat). Les tarifs initiaux (2007) ayant abouti à une forte bulle spéculative, un moratoire avait été nécessaire. EDF doit maintenant (début 2013) acheter l'électricité produite autour de 330 €/MWh pour un PV intégré au bâti, 190 €/MWh pour des panneaux posés sur un toit (hangar) et ce prix doit être maintenant débattu pour une grande installation. C'est alors le système d'appels d'offres (AO). L'électricité se négocie autour de 194€/MWh pour les 30MWc de l'AO de fin 2012. Tous ces prix sont très élevés, comparés aux 42€/MWh (ARHEN) de nos centrales nucléaires. Ils correspondent grosso-modo aux prix de revient si on suppose un prix du capital engagé de 6-8% annuels (taux d'actualisation), une productivité autour de 1000 Wh/Wc et quelques frais d'entretien-gestion. Cela nécessite de déboursier annuellement autour de 8-10% du prix d'investissement initial, pour une production de l'ordre de 0,001 MWh/Wc. Evidemment, le prix de l'électricité sera plus bas dans un pays plus ensoleillé : aux USA, on considère que le PV est autour de 150\$/MWh (Californie..). On compte sur des diminutions de prix pour approcher la « parité réseau », concept vague qui compare le prix de l'électricité PV au prix de l'électricité facturée aux particuliers (autour de 120 €/MWh TTC en France), et pas aux prix industriels de production (entre 40 et 60 €/MWh suivant la source d'électricité, le reste du prix couvrant l'acheminement..). En France, il y a 4 GW PV installés (Septembre 2012) et le surcoût dû au PV est estimé à 2,1G€ pour 2013, imputé aux utilisateurs par l'intermédiaire de la CSPE: cela est à l'origine de l'augmentation de 2,5% du prix de l'électricité début 2013. En France le PV emploie autour de 10 000 personnes et cette activité a perdu la moitié de ses effectifs en deux ans, après réduction des tarifs l'OA. On annonce que cette industrie créera des emplois, mais en Allemagne (80 000 emplois), où la puissance installée dépasse 25 GW, ce qui nécessite une subvention de l'ordre de 8 G€/an, de nombreuses entreprises de PV sont en faillite (concurrence chinoise..) et en Espagne, les 2/3 des 50 000 emplois créés ont disparu lorsqu'un coup de frein a été donné à l'inflation des coûts.

On peut donc douter de l'intérêt de telles subventions d'emplois (près de 200 000 € par emploi par an en ce moment) qui apparaissent de plus bien volatiles.

-Introduction-

La base de la popularité du solaire est que c'est une énergie abondante et inépuisable (à l'échelle du milliard d'années), qu'elle est sur la terre source de toute vie. Un ordre de grandeur de son importance s'obtient à partir de la valeur de l'énergie qui arrive perpendiculairement au sol : autour de 1 kw/m².

En France, compte tenu de la latitude, chaque m² de sol reçoit autour de 0,8 MWh/an. Cela veut dire que l'on obtient sur 70 m² l'énergie que consomme chaque année un habitant français : à peu près 55 MWh/an d'énergie primaire et, pour la population française, ce sont 4 500 km² qui sont nécessaires, un peu moins du centième de la surface du pays. C'est très inférieur à la surface urbanisée, mais cela représente un département.

Le rayonnement solaire n'est pas utilisé directement et, outre les utilisations de chauffage domestique, on a développé deux procédés principaux pour récupérer cette énergie en la transformant en électricité: le photovoltaïque (PV) et le solaire à concentration (CSP). Ces deux procédés sont bien différents mais on va voir que leurs caractéristiques sont semblables .

-Un exemple pour commencer-

On peut installer sur son toit des cellules PV. Il faut à peu près 25 m² de PV orienté Sud avec une inclinaison de l'ordre de 40° pour obtenir une puissance « crête » de 3 kWc. En général, cette électricité est transformée de manière à être injectée sur le réseau 220 V. On produit surtout en été, dans la journée et, en France, compte tenu des diverses pertes, la productivité annuelle des panneaux variera de 900 à 1 300 kWh/an pour un Wc installé. Notre installation aura donc un facteur de charge autour de 11 à 15 %, obtenu en divisant le nombre de kWh de production par le nombre d'heures d'une année (8 765). L'énergie produite varie d'un facteur 5 entre janvier et juillet.

Suivant la période d'installation, le prix d'achat que EDF doit pratiquer a décru de 580 €/MWh (2008) à 330 €/MWh (début 2013). Le prix des cellules installées sur un toit se fixe aux alentours de 3,5 à 5 €/Wc, ce qui donne pour notre installation autour de 12 000 €. Les calculs de rentabilité de cet investissement le rendaient à une époque particulièrement juteux mais son rapide développement a obligé l'Etat à une diminution progressive du prix d'achat. Il reste cependant 8 fois plus élevé que le prix fixé pour l'électricité nucléaire de EDF (42 €/MWh) et 5,5 fois plus élevé que l'électricité vendue au marché spot (autour de 60 €/MWh). Le déficit doit en principe être comblé par la CSPE, payée sur les factures de tous les utilisateurs de l'électricité. Il a été cause de la récente augmentation du tarif de l'électricité début 2013 (+2.5%) en France.

-Généralités sur le solaire-

La production solaire dépend fortement de l'ensoleillement. Le CSP a besoin d'une faible nébulosité (déserts) mais le PV aussi voit son rendement fortement affecté en cas de mauvais temps. Par exemple, le PV allemand reçoit moins de 950 heures de soleil équivalent annuel, sa production chute d'un facteur 5 entre l'été et l'hiver, alors que des régions désertiques en basse latitude sont à 2 000 heures. Le CSP ne semble guère praticable en Europe qu'au sud de l'Espagne. Dans les régions désertiques, son besoin de source froide augmente son prix et fait chuter son rendement, faute de disposer d'eau en abondance.

La production est intermittente mais en grande partie prévisible. Elle nécessite de concevoir des moyens de production de substitution pour les périodes d'absence de la source solaire. Une technique permise par le CSP est le stockage de chaleur pour le soir dans des réservoirs à sels fondus. Cela augmente le prix des installations, ce qui rend son intérêt limité. Le CSP utilise

souvent en complément un chauffage au gaz pour notamment pallier les passages nuageux.

Cette intermittence devient un problème critique si cette production ne reste pas marginale, que ce soit dans le cas de sites isolés (petites îles, villages isolés, refuges de montagne), où le principal mode de stockage, des batteries, double à peu près le prix de revient, ou dans un réseau interconnecté, où on va devoir investir fortement dans les lignes HT à grande distance (voir à cet égard les projets du type « Desertec »). Cette augmentation du prix de revient semble encore plus élevée dans les projets récents utilisant l'hydrogène.

Le rendement de la conversion solaire-électricité est assez faible et, pour la même occupation au sol, du même ordre de grandeur pour le PV et le CSP. Dans le cas du PV, les cellules commerciales ont un rendement de 12 à 15 %, et le CSP inférieur à 20%. De plus, dans une grande centrale, le PV n'occupe guère qu'un quart de la surface au sol et le CSP encore moins, car il faut pouvoir orienter les miroirs sans qu'ils se fassent d'ombre. En fait, les deux procédés ne récupèrent sous la forme d'électricité que 3-4 % de l'énergie reçue du soleil.

Il est donc assez demandeur d'espace : si l'on imagine produire la quantité significative pour la France de 100 TWh/an, avec une production moyenne de 25 kWh/m² par an, il faudrait consacrer 4 000 km² à la production d'un cinquième de notre électricité. En Europe, les grands projets PV sont souvent développés sur d'anciens aérodromes militaires (Brandis du pacte de Varsovie en Allemagne et Toul-Rosières de l'OTAN en France). En Espagne, les projets CSP se développent souvent sur des terres agricoles, sans doute peu productives car situées en général dans des zones semi-arides de l'Andalousie.

-L'économie du solaire-

Le prix de l'électricité solaire est très élevé. On obtient un ordre de grandeur de son évolution d'après les tarifs d'achat (FIT, de l'anglais "Feed In Tarif") fixés par divers pays européens pour rendre cet investissement rentable.

Pour le PV, le FIT a été progressivement réduit suite à la très rapide augmentation des installations et de la facture correspondante. La figure 1 montre cette augmentation de la puissance PV en Europe et dans le monde. En France, le FIT pour les grandes installations est devenu très bas, obligeant celles-ci à passer par un système d'appels d'offre. En Allemagne, le prix pour le bâti est descendu de 470 €/MWh à 190 €/MWh (mi-2012). En Espagne, il est fixé (au 06/2011) à 283 €/MWh. Pour de grandes installations, où l'investissement par Wc est plus bas, les prix fixés ont fortement décliné. Une raison est sans doute l'expansion de l'industrie des cellules en Chine, qui a été cause de chute des prix. Comme les petits projets ont besoin de plus de main d'œuvre locale, des tarifs avantageux ont été maintenus pour sauvegarder l'emploi chez les installateurs. Le coût d'investissement annoncé pour une grande installation a connu une forte décroissance ; il est de 3,25 €/Wc (Watt-crête) pour de récentes grandes installations en Allemagne (Brandis) ou 3,1 €/Wc à Toul_Rosières. Aux USA, les récentes estimations sont autour de 5 \$/Wc. Les prix récemment annoncés en Allemagne (début 2013) sont inférieurs à 2,5 €/Wc.

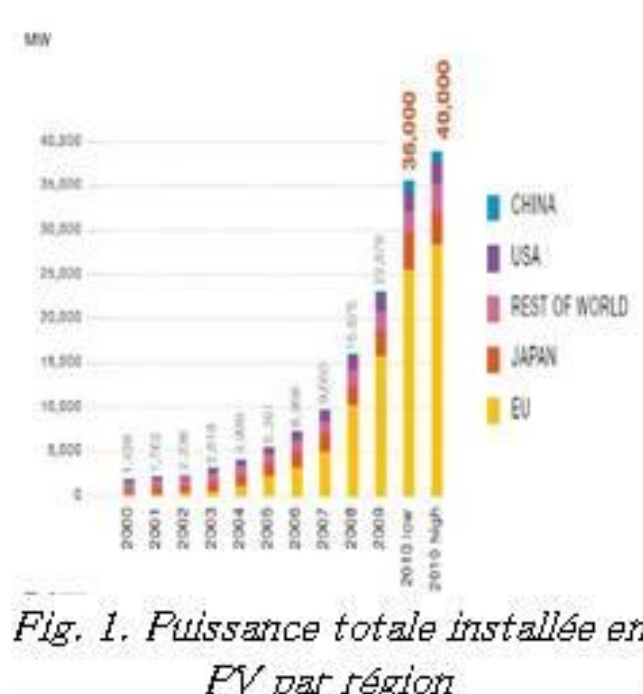


Fig. 1. Puissance totale installée en PV par région

Pour le CSP, le prix a été fixé en Espagne par un décret de 2007 à 273 €/MWh et ce prix n'a pas été modifié depuis. Il n'y a pas eu en ce domaine la diminution de prix observée pour le PV ; l'Espagne qui a beaucoup investi dans cette industrie n'a pas voulu cesser de la subventionner (en 2011 du moins). Aux USA, un certain nombre de projets CSP ont été transférés vers le PV, les compagnies estimant que cela était moins coûteux.

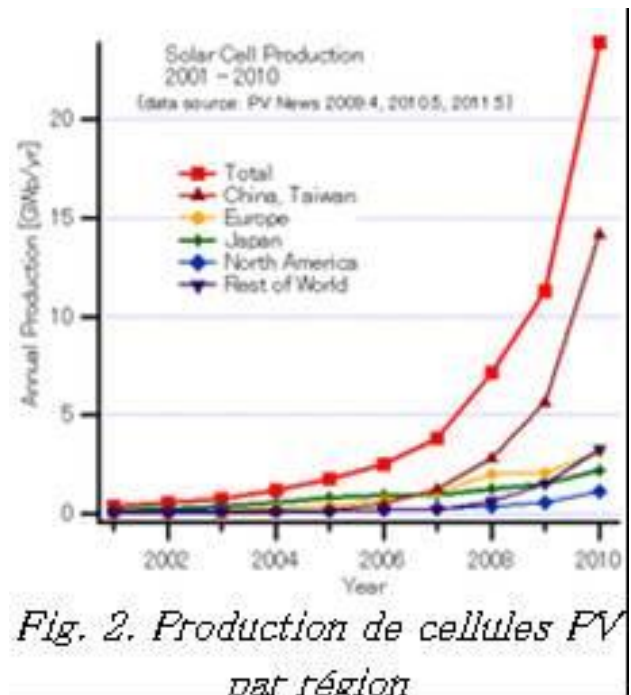
On a assisté à une très rapide progression. Fin 2011, le record d'installation en PV est détenu par l'Allemagne (autour de 32 GW début 2013) et on peut espérer que le PV y produira 5% des 600 TWh consommés annuellement en 2013.

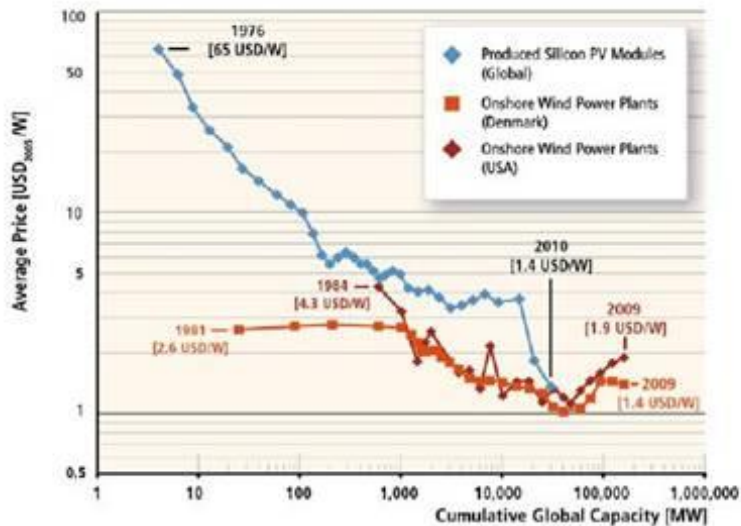
Le prix des subventions est très élevé (de l'ordre de la moitié des 17 G€ de subventions « renouvelables » en 2012 en Allemagne). En Espagne, le gouvernement a été obligé de donner un coup d'arrêt. La dette du système de subvention espagnol a cependant augmenté de 5 G€ en 2011 et autant en 2012, dont plus de la moitié due au solaire (en Espagne seule une fraction des subventions des renouvelables est facturée aux utilisateurs, le reste est « titrisé », c'est à dire qu'on le transforme en dette en espérant qu'un jour les renouvelables seront rentables et cette dette est autour de 25 G€ en fin 2012).

L'augmentation de la facture des subventions a conduit le gouvernement allemand à une rapide baisse des FIT et, combinée avec la concurrence chinoise (voir figure 2), a conduit à l'éclatement récent d'une « bulle photovoltaïque ». Les projections mondiales pour 2012 sont de 20 GW installés pour des capacités de production supérieures à 35 GW, les FIT européens ayant servi essentiellement au développement d'une industrie du PV en Chine : en 2011, 70% des installations ont eu lieu en Europe et 60% de la production venait de Chine (comparer les figures 1 et 2). Depuis (2013), même le poids lourd chinois Suntech a déposé son bilan.

-Evolution récente et avenir-

Il est difficile de dire si la crise actuelle de l'industrie PV et CSP qui licencie des dizaines de milliers de personnes dans le monde et qui voit des faillites en série est une crise de croissance ou si celle-ci va entrer dans un régime stationnaire avec une part limitée du marché de l'énergie. On peut noter cependant que cette crise suit une période de très gros investissements où les procédés de production du PV et du CSP ont été industriellement mis en œuvre en utilisant les techniques issues de la recherche (AsGa, mono-, poly-silicium, couches minces...) La figure 3 montre la décroissance récente du prix annoncé pour les panneaux PV, qui ne constituent qu'une partie des coûts de mise en œuvre. Faute de nouveau procédé issu de la recherche, il ne paraît pas raisonnable d'annoncer de futures diminutions de prix, alors que les développements industriels ont été faits. On risque plutôt d'assister à une stabilisation, voire une augmentation de ces prix comme cela s'est produit pour l'éolien depuis 2006. Par exemple, on chiffre actuellement le prix de l'éolien offshore autour de 4 €/Wc, contrairement à ce qui est dit sur la figure 3.





FFig. 3. Diminution de prix des panneaux PV telles qu'annoncées par les industriels des renouvelables (en US\$/Wc). Ces données peuvent être considérées comme très optimistes, en particulier pour l'éolien offshore

Le but à atteindre pour les prix de revient de l'électricité solaire est souvent la « parité réseau » (Grid Parity, en anglais). Cela veut dire que le coût de la production électrique solaire (en particulier PV) devient du même ordre que celui de l'électricité facturée aux particuliers. En tenant compte des taxes, ce dernier prix varie beaucoup, de 130 à 280 €/MWh en allant de la France à des pays comme l'Italie, l'Allemagne ou le Danemark. L'UE s'attend à ce que cette parité soit atteinte en 2017 et les industriels du PV comptent à la fois sur leurs diminutions de prix et sur l'augmentation du tarif de l'électricité. Il peut paraître

étonnant que cette parité soit élevée au rang d'objectif fondamental : 99% de l'électricité solaire prend le chemin des réseaux et se voit donc plutôt traitée économiquement au même niveau que les autres productions industrielles d'électricité, facturées en moyenne en Europe aux alentours de 50-60 €/MWh. Il n'y a pratiquement pas d'autoconsommation. Or le prix de revient de l'électricité solaire est en Europe plutôt supérieur à 200 €/MWh, à peu près 4 fois celui de l'électricité produite industriellement (nucléaire, charbon ou gaz).

En conclusion-

Il est évident que l'électricité solaire, en particulier le PV est un moyen important de développer une production dans des régions dépourvues de réseau ou isolées, comme les îles ou les hameaux de montagne, pourvu que l'ensoleillement soit raisonnable. De plus, les problèmes de stockage de cette électricité, même accompagnant d'autres techniques (éolien notamment) peuvent en doubler le prix de revient réel, en l'absence d'autre moyen de production (turbines à gaz..). Cependant il convient de noter que dans les pays émergents, le réseau électrique se développe très vite : plus de 90% de la population des pays arabes y ont accès ! On peut être surpris de l'extraordinaire développement des installations PV en Allemagne, pays peu ensoleillé. Cela peut apparaître comme un investissement pour l'avenir, un pari sur le développement futur de cette source d'électricité. Ce pari est reflété dans les schémas de certains instituts « verts » qui annoncent qu'en 2050 plus de 60 % de l'électricité mondiale sera solaire.