

Working Paper n°20

Janvier 2009

GIS
arsen

Laboratoire
d'Analyse
économique des
Réseaux et des
Systèmes
Énergétiques

**Photovoltaïque :
l'inadéquation du
tarif d'achat**

Dominique Finon

Janvier 2009

Photovoltaïque : l'inadéquation du tarif d'achat

Dominique Finon¹

Résumé. La politique actuelle de tarifs d'achat garantis appliqués au photovoltaïque manque de rationalité : non dégressivité des tarifs, durée trop longue des engagements, pas de plafond sur les capacités développées, cumul difficilement lisible des dispositifs d'aide (crédit d'impôts, subventions directes, etc.) et donnant des temps de retour trop avantageux. L'absence de différenciation entre filières peut aussi gêner l'émergence de nouvelles technologies du PV. Du coup on doit légitimement se poser la question de l'importance des dépenses futures d'aides à mettre en regard avec les avantages potentiels et s'interroger sur la capacité de la France, en position de *second mover*, de rattraper les *first movers* (Allemagne, Japon, Etats-Unis). Cet article ne critique pas en soi une politique fondée sur les tarifs d'achat, politique tout à fait adaptée à des techniques proches de la maturité commerciale, qui garantit un signal stable et proche des prix de gros du marché électrique. Il critique son inadéquation au niveau de maturité de la technique PV qui conduit à avoir des tarifs d'achat cinq fois plus élevés que pour l'éolien. Nous proposons de recibler le dispositif au regard des enjeux importants que représente le PV. On devrait réduire rapidement les incitations coûteuses à l'installation de cellules PV et de centrales au sol, et accroître les budgets de démonstration industrielle pour favoriser la consolidation de nouvelles filières (silicium cristallin amélioré et couches minces). On devrait cibler plus particulièrement la phase de démonstration et le développement industriel où se joue une grande partie des apprentissages porteurs de l'essentiel des baisses de coût.

¹ CIRED et LARSEN. L'auteur remercie MM Bernard Equer, Jean-Pierre Causse, Maurice Claverie, et Yves Maigne, les auteurs du rapport de l'Académie des Technologies de 2008 (Les Perspectives de l'énergie Solaire en France) pour leurs commentaires avisés sur une première version de cette étude.

1. Introduction

Beaucoup de voix s'élèvent en France pour critiquer les tarifs d'achat de l'électricité de l'éolien¹. De façon curieuse, alors qu'il suscite beaucoup de scepticisme feutré dans les ministères et les entreprises, la critique du tarif d'achat sur le photovoltaïque (PV), qui est quatre à cinq fois plus élevé ne suscite que des murmures, sans doute parce que la production électrique par des systèmes PV est encore confidentielle et que son image croise utilement progrès *high tech* et développement durable, comme le montrent les objectifs du récent Grenelle de l'environnement (MEDDAD, 2008). Visant à contribuer aux objectifs de la politique climatique (au côté des autres énergies renouvelables), cette politique de soutien a également pour objectif d'aider à la constitution d'une filière française susceptible de concurrencer les fabricants étrangers déjà bien installés sur le marché. Il faudra sans doute attendre que sa production atteigne le TWh dans dix ans pour se rendre compte du coût excessivement élevé de cette politique alors que, dans une économie globalisée, ce marché très subventionné aura peu d'effets sur la constitution d'une filière nationale compétitive.

La diffusion des systèmes photovoltaïques dans le monde connaît sans doute une croissance très rapide (40% en 2006 et 2007) qu'accompagne une compétition intense entre industries des pays de pointe. En Allemagne, Espagne, Californie, comme en France et en Italie maintenant, on observe une croissance exponentielle des contrats d'achat d'électricité PV par les entreprises électriques soumises à l'obligation de rachat² ainsi que le développement de projets de centrales au sol à base de PV (dont 22 projets en France), ce qui laisse anticiper une diffusion rapide et multiforme de cette technique dans un proche futur. Des annonces spectaculaires de baisse de coût des cellules par les industriels laissent croire à l'accès rapide de la technologie PV à maturité commerciale. Depuis le niveau de 4500 €/kWc en 2000, le coût s'établirait, nous disent les industriels et les technologues de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, 2008) à 3000 €/kWc et devrait baisser vers 1000 €/kWc le niveau de compétitivité à parité de l'électricité du réseau. Les annonces de la mise en place d'usines de fabrication de grande surface photovoltaïque au Japon, en Allemagne, en Californie et depuis peu en Chine semblent conforter ces anticipations.

Toutefois des questions se posent devant la réalité beaucoup moins brillante de la progression de l'innovation photovoltaïque et de son stade réel d'avancement technologique. La filière dominante du silicium cristallin stagne en termes de baisse de prix et de coût depuis 2000. Les marchés ne se développent qu'en raison des subventions très élevées venant des tarifs d'achat adoptés dans plusieurs pays. On se propose ici de reprendre le débat sur les instruments de promotion des énergies renouvelables en production électrique à propos du photovoltaïque. Entre subvention à la R&D, subvention à l'investissement et subvention à la production de

¹ C'est à tort car il donne à l'investisseur la possibilité de revenus stables et prévisibles pour engager ses projets et son niveau de 85€/MWh n'est pas si éloigné du prix du marché de gros de l'électricité qui est croissant sous l'effet de la hausse des prix des combustibles et du carbone. Parmi les autres instruments, l'appel d'offres pour des contrats de long terme ne donnerait pas de coûts inférieurs pour atteindre la même cible de capacité ENR, tandis que l'obligation de certificats échangeables ne fait qu'ajouter des risques de marché au risque habituel d'investissement en unité ENR, ce qui entraîne un prix du capital beaucoup plus élevé et des réalisations inférieures à la cible d'installations visées (Finon, 2007).

² En juin 2008, 36000 demandes sont déposées, alors que 5200 installations sont connectées.

type tarifs d'achat, ces instruments doivent être choisis en adéquation avec le niveau de maturité de la technique. Quand on choisit les tarifs d'achat, on fait le pari que des effets d'apprentissage consécutifs au développement des capacités installées feront baisser les coûts unitaires. Le pari peut devenir très coûteux si on se trompe sur la pente de cette courbe d'apprentissage et si on confond les effets de la R&D, les effets d'apprentissage et les effets de production en taille industrielle. Il est donc important de comprendre les facteurs de baisse de coût et la place des effets d'apprentissage spécifiques aux technologies PV pour s'interroger sur la pertinence de l'instrument utilisé.

On procèdera en quatre étapes. Dans un premier temps on pose les principes du soutien public au développement des technologies ENR et on identifie les types d'instrument à utiliser selon les étapes de leur évolution technologique et industriel. Dans un second temps, on caractérise les étapes où se situent les différentes filières du PV. Dans un troisième temps on discute le choix du type et du niveau de subvention aux techniques photovoltaïques. Enfin dans un dernier temps, on discute de l'intérêt de l'objectif de construire une filière nationale pour un pays qui s'est laissé distancer sur les techniques de première génération.

2. Le soutien public au développement et au déploiement des innovations ENR

Le soutien à une nouvelle technologie ENR se justifie en théorie économique par l'existence de défaillances de marché. En dehors des défauts possibles d'internalisation des coûts environnementaux des technologies de production électrique, la première est propre aux technologies qui sont à un stade initial de développement et d'expérimentation et nécessitent des efforts de R&D et de démonstration importants. La subvention publique est justifiée, compte tenu du caractère de bien public des connaissances scientifiques et technologiques. La seconde est propre aux barrières à l'entrée de toute innovation dans un espace technologique occupé. Amorcé le déploiement commercial de la technologie en la tirant par la demande permet d'enclencher les effets d'apprentissage accompagnés de l'introduction d'innovations incrémentales pour améliorer les procédés de fabrication et la technique elle-même qui peut arriver ainsi à concurrencer les techniques en place. La troisième est propre aux effets industrialisants de la diffusion d'une innovation émanant de l'industrie nationale. Quand un pays est bien placé au départ dans la compétition technologique, il y a un véritable intérêt à accélérer la dynamique d'apprentissage en amplifiant les débouchés par une politique de *demand pull* par subvention à l'adoption.

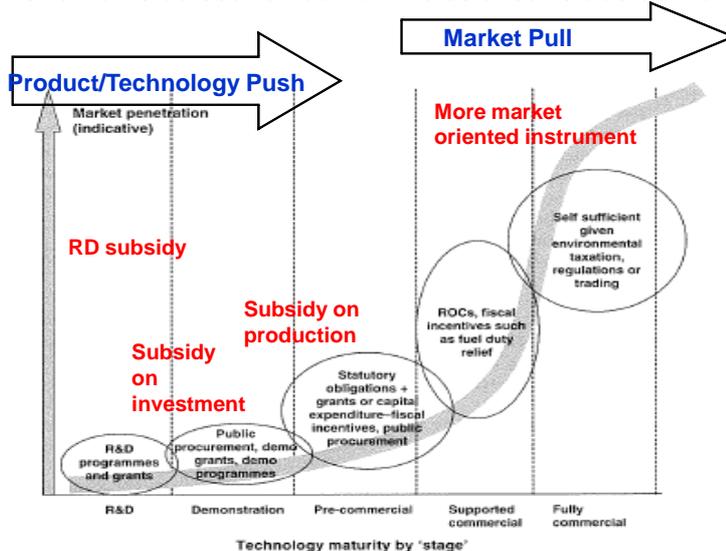
Pour identifier à présent le type de soutien le mieux adapté à chaque stade de développement d'une technologie ENR, on se réfère généralement au modèle linéaire de l'innovation en plusieurs étapes depuis l'invention, la R&D appliquée, la démonstration, la diffusion pré-commerciale et à la diffusion commerciale. Dans cette représentation du développement technologique et de diffusion, le décollage de la technologie commence doucement pour s'accélérer sous l'effet des rendements croissants d'adoption et des baisses de coûts et de prix et se ralentir à l'approche de la saturation du marché. Les instruments de soutien doivent être adaptés à chacun de ces stades.

La phase de R&D porte sur le développement des savoirs scientifiques et technologiques. Ce développement est de nature et d'ampleur très différentes d'une technologie ENR à une autre, comme on l'imagine aisément entre l'éolien qui

recourt aux techniques améliorées de l'électromécanique et de l'aéronautique, et le PV qui doit recourir aux connaissances les plus nouvelles et les plus en pointe en photoélectronique. A ce stade interviennent les laboratoires publics et les subventions publiques dans le cadre de partenariats public-privé

La phase de démonstration se caractérise par la réalisation de quelques unités prototypes de taille croissante jusqu'à la réalisation de prototype de taille commerciale lorsqu'il s'agit de techniques de grande taille (ce qui est le cas par exemple des centrales solaires à cycle thermodynamique). Dans le cas du PV où les installations sont pour les plus nombreuses de taille réduite (3 à 100kW) et fréquemment d'usage individuel, la phase de démonstration est marquée par la construction d'un marché-niche via des aides importantes accordées aux utilisateurs pour permettre aux innovateurs de développer des procédés de fabrication pour des unités de taille industrielle autour des filières dominantes. C'était l'objectif des programmes dits 10 000 ou 100 000 toits photovoltaïques du Japon et de l'Allemagne dans les années quatre vingt-dix et du Royaume Uni actuellement. Cette phase est financée par des subventions à l'investissement, surtout quand la technologie ENR est très capitalistique et se heurte aux contraintes d'accès au financement des adopteurs. C'est grâce à cette création de marché que de petites entreprises peuvent se constituer au cours de cette phase.

Figure 1. Le schéma classique d'adéquation des instruments de soutien aux ENR-elec à leur stade de maturité



Source : Foxon et al., Energy Policy, 32, 2005

La phase de déploiement pré-commercial est l'étape où se développent les apprentissages *by doing* et *by using* et où les usines de fabrication peuvent passer à une échelle supérieure de production. Cette période est donc dominée par le développement des savoir-faire industriels et leur diffusion. Elle s'accompagne de l'ajustement des règles institutionnelles pour faciliter la diffusion de la technologie¹. Les investissements des fabricants comme ceux des utilisateurs sont particulièrement risqués à ce stade. Des acteurs plus grands entrent au côté des

¹ L'Etat doit ajuster les réglementations et les procédures d'autorisation pour limiter les obstacles administratifs, comme dans le cas de l'éolien ou l'adaptation de règlements d'urbanisme et du droit des propriétés dans le cas du photovoltaïque.

petits innovateurs. Si l'industrie locale a démarré en retard du fait de supports plus timides que dans les autres pays, on peut imaginer des importations de technologie par achat de licences et une éventuelle entrée d'industriels locaux sur le marché par des innovations mineures sur la technologie principale. L'Etat à ce stade organise la création de marchés à plus grande échelle pour générer une demande d'ampleur et enclencher la dynamique d'effets cumulatifs.

Deux voies sont possibles. Soit une subvention à l'investissement des utilisateurs de technologie est directement accordée. Soit une subvention à la production par un dispositif garantissant les revenus des nouveaux équipements pendant une grande partie de leur durée de vie. C'est l'esprit des tarifs d'achat garantis sur 15-20 ans¹. Le choix entre *subvention à l'investissement* et *subvention à la production* dépend à ce stade des caractéristiques de coût de la technique innovante, de la taille financière des adopteurs et du stade de développement de la technique.

- La *subvention à l'investissement* est nécessaire en début de déploiement pré-commercial lorsque la structure de coûts de la technique est dominée par les coûts d'investissement (*upfront costs*) comme le PV et l'éolien et quand les adopteurs sont de petits acteurs. Elle peut prendre différentes formes : subventions directe, bonification d'emprunts, crédit d'impôts, etc. Mais la subvention à l'investissement présente deux défauts en phase de prématurité. L'aide à l'investissement n'encourage pas les utilisateurs à rechercher le meilleur équipement en performance, ce qui ne contribue pas à une sélection rapide des fabricants les plus fiables. Elle n'incite pas non plus à l'entretien des équipements et peut conduire à arrêter l'équipement à la première difficulté importante dès lors qu'il est amorti.
- La *subvention à la production* devient un dispositif plus efficient au stade de la maturité pré-commerciale, car elle est basée sur la performance en production des unités installées. Elle incite donc à rechercher de bonnes performances car l'investisseur en unité ENR reçoit un paiement sur la durée de vie de l'unité en relation directe avec sa production. Elle contribue au recouvrement de l'investissement et à la rémunération du capital, mais, ne le faisant qu'ex post, elle ne présente pas les inconvénients de la première. Elle incite l'investisseur à choisir une technologie performante parmi celles proposées sur le marché. Elle incite aussi l'exploitant à procéder à l'entretien nécessaire au maintien des performances. La subvention sur chaque équipement est assurée sur une durée suffisamment longue pour permettre la rentabilisation normale. Elle évolue au fur et à mesure de la baisse des coûts par les effets d'apprentissage, pour s'effacer par la suite.

¹ On signalera aussi deux autres dispositifs de subvention à la production. D'abord les *contrats à prix garantis sélectionnés par appel d'offres* sur la base des prix offerts, qui constituent une variante du dispositif du tarif d'achat garanti. Cette variante utilisée pour les centrales PV en France présente une incitation à serrer les prix demandés, mais ne garantit pas forcément que ces prix seront inférieurs à des tarifs d'achat, sachant que ceux-ci sont établis pour garantir la rentabilité des projets sur des technologies encore dans l'enfance, et décroissent pour suivre les baisses de coût. Second dispositif, *les obligations de certificats verts échangeables* imposées aux fournisseurs (auquel plusieurs pays et la Commission européenne sont favorables) : il se situe dans le même esprit en apportant un revenu complémentaire aux investisseurs en ENR électriques qui sont supposés vendre normalement l'électricité d'un côté et les certificats sur un marché spécifique de l'autre. Mais ce revenu est très variable et incertain par rapport au tarif d'achat garanti. Certains pays incluent le PV dans les technologues éligibles en donnant à chaque kWh vendu une quantité quadruple ou quintuple de certificats

On notera que dans le cas des subventions d'investissement, les coûts des dispositifs sont payés par le budget de l'Etat, tandis que, dans le cas des subventions à la production (tarifs d'achat), le coût est généralement remboursé par l'ensemble des consommateurs, via une taxe sur l'ensemble des kWh transportés. Vu cette différence de mode de remboursement, on notera que le dispositif de subventions à l'investissement (ou le crédit d'impôt à l'investissement) est exposé au risque de « stop and go » de telles politiques car elles dépendent de la conjoncture économique et électorale. C'est ce qu'on observe par exemple dans le cas des politiques de subvention directe à l'éolien aux Etats-Unis dans les années 80

3. Les difficultés de séparer les étapes du développement technologique des filières PV

Avec le photovoltaïque, il existe une difficulté pour définir l'instrument et le niveau de la subvention car les frontières entre les différentes étapes ne sont pas claires alors que dans le cas de l'éolien le progrès des techniques s'effectue plutôt par *learning by doing* et *by using*. Le progrès des connaissances scientifiques, des savoir-faire technologiques et les effets de taille des fabrications industrielles sont étroitement mêlés à chaque étape de progression de la technologie. Le besoin de R&D reste très important pour les techniques en concurrence, même celles en tête, alors qu'on les traite comme des techniques proches du stade commercial. De plus contrairement aux autres technologies ENR où il y a généralement une technique qui s'affirme rapidement comme *dominant design*, la trajectoire technologique du PV n'est pas encore bien établie car plusieurs filières sont en compétition, mais à des stades de développement différents (Menanteau, 2000 ; Lincot, 2007).

3.1. Les diverses trajectoires technologiques

Les techniques PV se font concurrence en jouant de deux caractéristiques, le rendement de transformation et le coût de fabrication et d'installation, pour parvenir à une maturité commerciale qui leur permettra dans le futur de concurrencer les moyens classiques de production électrique. Les filières dont les matériaux permettent d'atteindre de très bon rendement (15 à 30%) – les techniques au silicium cristallin - reposent sur des procédés de fabrication a priori plus coûteux et ont des coûts hors modules plus onéreux que les autres filières dits en couches minces -- et vice versa. Le développement d'une telle variété est nécessaire pour qu'émerge un standard qui puisse rivaliser un jour avec les techniques électriques matures. Deux effets, l'effet de R&D et l'effet d'apprentissage, vont jouer conjointement sur les baisses de coût dans le futur.

Les systèmes au silicium cristallin occupent actuellement 90% du marché. C'est la première technique à avoir été étudiée développée pour deux raisons : l'une contingente qui était de profiter de la base de connaissance de l'industrie électronique en matière de silicium pur et des disponibilités de matières premières (les rebuts de l'industrie électronique). La seconde était l'attrait des potentialités d'accès à de bons rendements. Le silicium cristallin est utilisé sous deux formes: le mono-cristallin et le polycristallin. Le premier est celui qui a d'abord été développé. Les systèmes ont de bon rendement (15% avec des perspectives de croissance jusqu'à 25%), mais ils présentent des coûts de fabrication élevés car les procédés doivent opérer en discontinu (procédés d'étirement de lingots et de découpage de plaquette, encapsulage, etc.). Le polycristallin présente des rendements moins bons, mais des possibilités de fabrication moins chères (notamment de procédés en

continu). L'un des paramètres clés de la maîtrise des coûts est la réduction du taux de rebut à la fabrication qui se montait encore à plus de 50% au début des années quatre vingt-dix. Le début de passage à des technologies de tirage de rubans à partir de bains fondus (3% en 2006) plutôt qu'en lingots ouvre des perspectives de baisse de coût en évitant l'étape de découpe des plaquettes et en passant à l'automatisation.

Les filières en couches minces se développent de leur côté dans deux directions : le silicium amorphe et les filières non silicium. Le silicium amorphe possède une possibilité d'absorption des photons plus efficace, ce qui a permis de passer aux couches minces (40-60 microns) sur des supports bon marché et d'utiliser des procédés de fabrication beaucoup moins chers (procédés de dépôt chimique notamment), ce qui compense en partie le moindre rendement des modules (6 à 7%). Étudiée depuis les années 90, cette filière représente seulement 4 % de la production en 2006-2007. Elle est en fait bloquée dans son développement par l'instabilité des rendements dans la durée.

Tableau 1. Potentialité de progression des performances des différentes filières PV

Technologies	Cellules au Si monocristallin	Cellules au Si polycristallin	Couches minces Si-a, CIS, CdTe, Si-nano
Rendements actuels	13-15%	12-14%	6-10%
Rendements potentiels	25 %	20%	13-16%

Source: Données adaptées de tableaux 11.1 et 11.2 in IEA, 2008, p .374.

Les filières non silicium utilisent des matériaux adaptés à des utilisations en couches minces tout en présentant des promesses de rendement plus élevé. Deux filières se sont imposées progressivement, l'une basée sur le tellure de cadmium (appelée filière CdTe) et l'autre sur les alliages cuivre indium/gallium selenium (appelée filière CIS). Elles permettent d'atteindre des rendements de 8-9% pour les premières et de 11-13% pour les secondes, ainsi que la réalisation des couches ultra-minces (moins d'un micron), associée à la possibilité de contrôle de l'usage des matériaux, de fabrication de modules de grandes surfaces par des procédés automatisés et sur des matériaux de support bon marché. La séquence de fabrication des modules en couches minces Silicium amorphe, CdTe et CIS est totalement différente de celle des modules classiques au silicium cristallin avec des étapes moins lourdes et prometteuses en termes de baisse de coûts.

L'éventail des technologies de production et d'étalement du CIS est ouvert : on teste l'électrolyse, ou bien la sérigraphie au lieu des procédés classiques de dépôt sous vide. Dans les deux cas, elles sont particulièrement bien adaptées aux grandes surfaces grâce à une tolérance du CIS aux défauts structuraux et chimiques des supports, contrairement au silicium. Ces deux filières présentent une bien meilleure stabilité de long terme. Demeure une inconnue sur cette stabilité à plus de 10-15 ans. Ceci dit, parties en retard, les filières non silicium ne couvrent en 2006 que 2% du marché. Les couches minces peuvent avoir un léger avantage pour l'intégration des cellules PV dans le bâti, ce qui pourrait leur permettre de bénéficier du développement futur de ce marché spécifique, comme on le verra plus loin.

La troisième génération de technologies PV pourrait émerger à partir des années 2030 en empruntant deux voies technologiques. La première est celle des cellules PV à coût très bas mais à rendement faible (10%) de type nanocristallin, dont il existe déjà des pilotes au Japon ou celles de type organique (mais qui présentent

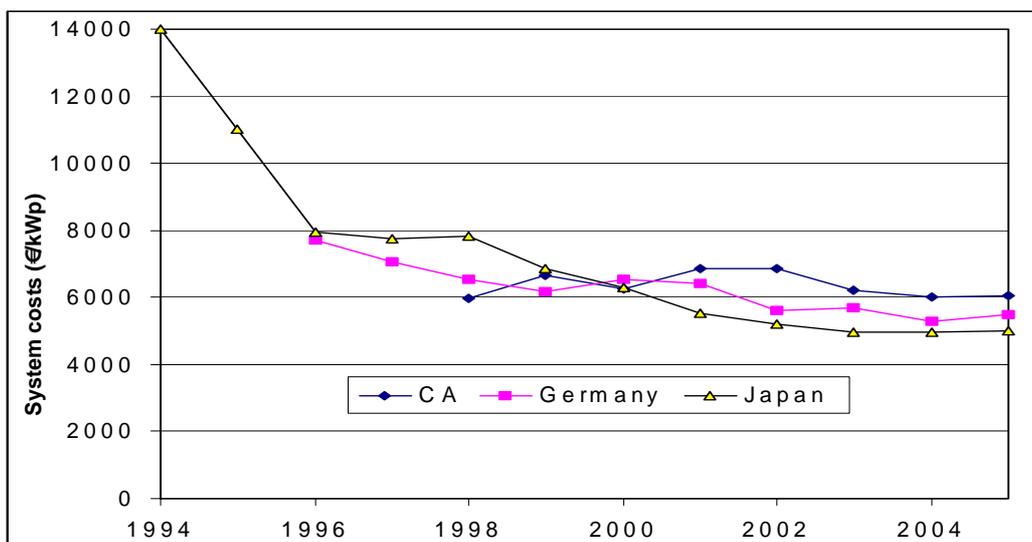
d'important problème de stabilité). La seconde voie est celle des cellules à très haute efficacité (30 à 50%) dont la conception utilisera la physique du solide (électrons chauds, trous quantiques) et des nanostructures (IEA, 2008 ; Lincot, 2007). Mais on ne peut pas anticiper de date de maturation technique pour aucune d'entre elles.

3.2. Des difficultés dans la progression des différentes filières

Les prospectives de l'AIE (2008) et les « roadmaps » des organismes officiels des différents pays considèrent que toutes les technologies vont progresser et qu'aucune ne va définitivement dominer les autres dans le futur, avec par exemple une répartition possible du marché par moitié entre le silicium cristallin et les couches minces en 2020. Elle considère que le coût du système basé sur les cellules SiC qui s'établissait à 4100 €/kWc (6250 \$) en 2006 devrait baisser vers 3400 €/kWc (4400\$) en 2010, puis vers 1500-1700 €/kWc (1900-2200 \$/kWc) en 2020 pour parvenir grosso modo au fameux 1000 €/kWc (1300 \$/kWc) vers 2040-2050. Cette progression sur la période 2010-2050 s'effectuerait par la reproduction de l'effet d'apprentissage de 18%-20% observé entre 1985 et 2000 (Neij, 1997 ; Rabl et Van der Zwaan, 2007). Rappelons que l'effet d'apprentissage se mesure par la baisse des coûts à chaque doublement de capacité.

Ce scénario se discute. On observera qu'il ignore à la fois les difficultés de progression rencontrées par les techniques au Si cristallin et les contraintes de développement des couches minces. Le ralentissement de la baisse des coûts est visible sur les données rassemblées par Lopez-Polo, Haas et Suna (2007) dans les trois pays leaders (Japon, Allemagne, Etats Unis) (voir figure 1). Le constat de ce ralentissement recoupe les résultats de l'étude de Papineau (2006) à partir de données sur l'Allemagne, la Suisse et les Etats-Unis entre 1992 et 2000. Ce ralentissement intervient alors que cette technologie n'a pas encore atteint le stade de maturité, ce qui pose une véritable interrogation car, comme l'histoire des techniques le montre, au stade du déploiement pré-commercial, les baisses de coût devraient s'accélérer (Ayres et Martinas, 1992).

Figure 2. Baisse de coût des techniques PV au Si cristallin dans les pays leaders



Source. Lopez-Polo et al, 2007

En dehors des obstacles technologiques à surmonter, les couches minces pourraient être bloquées par des contraintes de ressources, ce qui donne une grande importance à progresser sur l'usage de matériaux critiques¹. Quant au SiC, il n'a sans doute pas fini sa progression. Une partie de la stagnation des coûts s'explique par la hausse des coûts des matériaux du fait de la pénurie de silicium pur résultant de l'insuffisance du gisement des rebuts de l'industrie électronique, mais cette barrière vient d'être surmontée par le démarrage d'usines spécialisées dans la fabrication de silicium cristallin dédié au PV (Académie des technologies, 2008). D'autre part les études sur les coûts des systèmes PV ne dissocient pas toujours les coûts et les prix des systèmes. Or une partie de la stagnation des coûts pour les acheteurs vient du pouvoir de marché des vendeurs de cellules PV qui ont profité des tensions sur les capacités de production du fait de la croissance trop rapide d'un marché mondial tiré par les subventions généreuses accordés aux acheteurs. Enfin il y a des progrès à attendre au niveau des coûts de fabrication des cellules SiC sur les procédés de fabrication : montage de lignes de production automatisées sur le procédé discontinu en lingots sur des productions de 400 MWc après le saut de taille depuis des unités de 20 à 30 MWc (95% des procédés sur le Si-cristallin sont en discontinu en 2008), passage au procédé en continu de tirage de rubans qui conduit à une meilleure utilisation de la matière première. (IEA, 2008, Lincot 2007). Des progrès sont aussi à attendre au niveau de la conception (multijonction) et avec le passage probable du SiC aux couches minces qui est considéré comme possible pour 2020 (IEA, 2008). En définitive le SiC n'a pas dit son dernier mot en termes économiques grâce à des efforts de RD&D industriel alors que les promesses des couches minces ont quelque mal à se concrétiser. De ce fait il demeure un important besoin de RD&D sur toutes les filières, en particulier au stade des procédés de fabrication.

3.3. Les spécificités du processus de développement technologique du PV

En résumant, dans le domaine du PV, le processus de développement présente trois spécificités qui complexifient le choix d'un instrument de subventions. D'une part la R&D joue en continu un rôle moteur en ne portant pas seulement sur la cellule elle-même et son rendement, mais sur le progrès des techniques de fabrication. On vient de voir que toutes les techniques PV, même celles de première génération au Si cristallin, ont besoin de progresser encore par des efforts de R&D focalisés en majorité sur les techniques de fabrication et d'assemblage. On a besoin de subventions et de partenariat public-privé autour de plateforme industrielle à ce niveau. Est ce pour autant le seul moyen ? L'existence d'une subvention élevée à la production de type tarifs d'achat qui autorise les constructeurs à pratiquer des prix élevés et à dégager des marges satisfaisantes, notamment parce que leurs débouchés se développent aussi, est un moyen de permettre un réinvestissement

¹ Le relais des couches minces pourrait être entravé par deux obstacles. D'une part les couches minces de CIS et de CdT peuvent se heurter à des contraintes de ressources de tellurium ou d'indium dont la production mondiale pourrait ne pas décoller. L'indium par exemple qui est aussi abondant dans la nature que l'argent et le cadmium n'est produit à l'heure actuelle que comme le sous-produit de l'extraction d'un autre minéral et de façon cent fois moins importante que le cadmium (Académie des technologies, 2008). D'autre part la toxicité du cadmium pourrait aussi être un sérieux paramètre de sélection des technologies, même si les composés du cadmium utilisés n'ont pas de dangerosité avérée ; en effet les réglementations sur le cadmium ont déjà dissuadé des entreprises innovantes comme BPSolar de s'engager dans la filière CdT.

en RD&D industrielle sur les procédés. Mais est ce en soi une justification de choisir cet instrument ? On revient par la suite sur cette question.

D'autre part dans le *learning by doing* particulier au PV, on doit souligner l'importance du saut dans les échelles de fabrication car c'est ce saut de taille qui à la fois incite et permet l'amélioration des procédés de fabrication. Il va jouer aussi dans la concurrence entre filières en donnant un avantage à la filière qui a bénéficié des premiers efforts dans un nouveau champ technologique, effet classique de *lock-in* que l'on retrouve dans différentes technologies, comme cela a été le cas des filières nucléaires (Cowan, 1990).

Enfin l'effet d'apprentissage joue à tous les niveaux des procédés de fabrication des systèmes pour chaque filière. Il concerne les coûts hors modules (convertisseur, câblage, etc), il va concerner aussi le développement de composants standardisés de la construction pour l'intégration du PV dans le bâti. Plus en aval encore, l'apprentissage concerne les savoir-faire dans la commercialisation et l'installation des systèmes photovoltaïques. Le caractère individuel de la production par photovoltaïque ajoute cette dimension dans les apprentissages par rapport au processus d'innovation des éoliennes, car il nécessite la mise en place de véritables « réseaux d'innovation » à l'échelle de l'industrie régionale et de l'artisanat dans chaque pays.

Etant donné la structure des coûts d'un système PV - le coût du module proprement dit couvre 60% du coût et celui hors module qui comprend l'onduleur, le câblage, la structure de montage, l'installation et la commercialisation des systèmes couvre 40% du coût - il est pertinent de différencier les effets d'apprentissage sur les différentes parties du coût. Les travaux économétriques (Duke, 2002 notamment) montrent que l'apprentissage sur les coûts des modules est un phénomène agissant plutôt à l'échelle de l'industrie mondiale tandis que l'effet d'expérience sur les coûts hors module relève plutôt de l'échelle locale. Sur le cas du Japon, Duke montre même que ce dernier est plus important que l'effet d'expérience sur les modules. Cette observation invite à ne pas perdre de vue l'intérêt de développer des compétences sur le « hors module » et sur l'installation (montage de projets, formation, labellisation des installateurs, etc.) à un moment pertinent de progression de la technique.

4. Le tarif d'achat : un choix dispendieux

Le type d'instrument choisi doit être défini par rapport aux caractères de la technologie (taille, production à l'échelle individuelle ou industrielle, part du coût initial dans la structure de coût) et du stade de progression que reflètent le niveau de coût et les incertitudes sur les performances.

4.1. Les différents types de subvention

Après la phase initiale de la R&D qui aboutit à la mise au point des premières cellules PV au SiC et au test du silicium amorphe, les politiques de promotion du PV se sont appuyées sur les subventions à l'investissement dans le cadre des programmes 10/100 000 toits photovoltaïques jusque vers 2000. Ces programmes avaient pour but de créer un petit marché-niche pour les producteurs nationaux et susciter la création d'unités de fabrication de taille croissante pour tester et développer les procédés. Les politiques se focalisent depuis sur la création de marché et s'appuient sur deux types d'instruments : les subventions à la production

sur lesquelles se situent presque tous les pays à l'heure actuelle sous forme de tarifs d'achat et de programme de *net metering* (rachat aux prix de détail par comptage inversé (voir encadré1)), et les subventions à l'investissement, voie empruntée par la seule Californie actuellement. Comme les coûts des systèmes PV sont très loin d'approcher des seuils de compétitivité, le niveau de subventions à la production doit être extrêmement élevé. Les tarifs d'achat adoptés sont ainsi cinq à neuf fois supérieurs au prix de gros de l'électricité selon l'installation de PV¹. En principe ils devraient être décroissants pour se stabiliser au niveau du tarif de détail par passage au *net metering*, mais on en est loin en France comme dans les autres pays. Enfin on peut observer que les gouvernements utilisent plusieurs instruments à la fois, en ajoutant aux subventions à la production des aides à l'investissement : subvention directe, bonification d'emprunts, crédit d'impôt, etc., sans s'interroger sur l'efficacité de cet empilement d'aides et leur cohérence.

Tableau 2. Les politiques d'aide en phase de déploiement pré-commercial en 2008

	France	Allemagne	Espagne	Japon	Californie
Type d'aide	Subvention à la production	Subvention à la production	Subvention à la production (avec limite sur installations/an)**	Subvention à la production Ou système de certificats verts	Subvention à l'investissement "Performance based incentives" & Net metering
Niveau de l'aide	32,8 c€/kWh* 60,2 c€/kWh intégré au bâti	39,6 à 43 c€/kWh de 30 kW à 1MW 54,21c€/kWh intégré au bâti	34 c€/kWh si < 20kW 32 c€/kWh si >20 kW	43 c€/kWh	2500\$/kW si <100kWc 39c\$/kWh** si >100kWc sur 5 ans
Durée de l'aide par installation	Constant et sur 20 ans	Constant et sur 20 ans	Constant et sur 20 ans		>100 kWc 5 ans
Autres types de dispositif d'aide à la production	Appel d'offres pour contrats de 20 ans (centrales au sol)				Net metering
Autres appuis	1. Crédit d'impôt : 50% du coût du matériel (i.e. 50% de 65% du coût d'inv.) 2.TVA allégée à 5,5% (ou nulle pour <3kW) 3.Bonification de 2% en région	1. Bonification du taux d'intérêt nominal de 3,9 à 4,4%** 2. Subventions à l'investissement par les länder	1. Bonification de taux d'intérêt 2. Subvention à l'investissement des régions	Maintien de subvention à l'investissement dans non résidentiel	Crédit d'impôt fédéral

*40 c€/kWh dans les DOM. ** Programme de 2005 Solarstromerzeugen *** Subvention dégressive en fonction de la taille de l'installation *' Depuis 2008 limitation sur capacité annuelle installée en Espagne

¹ Il y a aussi la voie des revenus qu'assure le dispositif d'obligation de certificats verts (CV) échangeables. Dans le système des CV adoptés en GB, en Belgique et au Japon un investisseur en PV tire des revenus de la vente de certificats verts à des acheteurs obligés que sont les fournisseurs d'électricité, avec un comptage des certificats pour le kWh du PV démultiplié par un coefficient d'équivalence élevé (5 à 10 fois) avec les certificats sur les autres kWh d'énergies renouvelables.

On examinera l'adéquation de l'instrument au niveau de progression technologique du PV en discutant du choix des tarifs d'achat effectué par plusieurs pays dont la France, et ce sous trois angles :

1. La première question porte sur la conception des tarifs d'achat eux-mêmes - niveau, durée des contrats, décroissance - en admettant que ce soit cet instrument qui doit être choisi. Une question annexe porte sur l'absence de dissociation de l'aide entre les différentes filières PV. Cette absence ne peut elle pas avoir des effets négatifs sur la progression des filières challengers en fermant des marchés potentiels?
2. La seconde question porte sur le bien-fondé de la subvention à la production et le retour à des subventions à la R&D que prônent certains critiques comme solution plus efficace pour l'économie.
3. La troisième question porte sur l'efficacité d'une option qui combinerait des subventions à l'investissement et des aides la R&D industrielle et qui apparaît mieux adaptée au stade de maturité technologique du PV.

4.2. Très cher tarif d'achat

La conception générale d'un tarif d'achat présente les caractères suivants, le niveau, la durée, l'évolution séquentielle du prix pendant un contrat, la baisse de prix entre nouveaux contrats d'une année sur l'autre.

- Les différents tarifs sont en principe calculés de sorte que les adopteurs potentiels soient incités à investir car ils sont censés offrir des temps de retour normaux et des taux de rentabilité corrects.
- Le tarif d'achat est accordé pour une durée longue pour toute nouvelle installation en énergies renouvelables. Il présente donc cette qualité de signal stable, propice à l'investissement en technologie capitalistique. Pour chaque contrat il décroît généralement au bout de cinq ou dix ans le temps de recouvrement du coût d'investissement du projet.
- Les tarifs d'achat décroissent entre les nouveaux contrats pour ne pas laisser aux acheteurs de l'année n une rente par rapport à ceux de l'année de départ du dispositif du fait de la diminution des coûts par l'effet des apprentissages.
- Ils sont différenciés selon les tailles de projet pour prendre en compte les effets de taille des projets et les effets d'expérience particulier.

Dans le cas du PV on différencie ainsi le tarif à la fois par les tailles et les cibles (système sur châssis, intégration au bâti, centrales au sol, etc.) pour tenir compte de ces effets de taille importants pour les grandes installations sur toit ou au sol, mais aussi des besoins d'apprentissage sur les matériaux. Pour des centrales au sol, le dispositif de l'appel d'offres adopté en France qui conduira à des contrats d'achat sur 20 ans aboutira nécessairement à des prix voisins de ce qui est considéré comme nécessaire pour aboutir à des taux de rentabilité corrects aux yeux des prêteurs. En l'état actuel, un prix offert de 31 c€/kWh serait suffisant pour y parvenir avec les prix offerts par les vendeurs de systèmes. Un défaut de ce dispositif est son exposition au risque de « capture du régulateur ».

L'influence des groupes d'intérêts et des industriels qui veulent se développer dans ce domaine technologique se remarque en France sur tous les caractères du dispositif :

- a) le niveau du tarif et la longueur de la période d'attribution qui est de 20 ans au lieu de 10 à 15 ans pour les autres ENR, comme l'éolien¹,
- b) la non-dégressivité sur la durée de chaque contrat en France, comme en Allemagne, en Espagne et en Italie, alors que pour l'éolien il y a le plus souvent une baisse de 100% au bout de 10 ans à la fin de la période de recouvrement,
- c) l'absence de dégressivité en France sur les nouveaux contrats d'une année sur l'autre depuis le décret de 2005. Enfin les tarifs d'achat sont partout combinés à des aides importantes à l'investissement (crédit d'impôts, allègement de TVA, subventions directes à l'investissement et prêts bonifiés de 2% par les régions, etc.) de façon plus importante que pour les autres ENR électriques.

Encadré 1. Le net metering (comptage inversé).

Le net metering est généralement la subvention qui demeure quand on enlève toutes les autres subventions. C'est une subvention car elle revient à faire bénéficier le producteur individuel d'un tarif de rachat au niveau du prix d'un kWh BT ou MT (environ 125 €/MWh en France, 250 € au Japon), en faisant comme si la production d'un kWh PV est revendu au réseau et permet d'économiser tous les coûts en réseau de distribution, de transport et en équipement de production centralisé en ignorant les coûts enfouis. Ce n'est pas du tout le cas de la distribution, activité à large coût fixe « enfoui » avec des réseaux bien développés et performants, faute de stockabilité de l'électricité. Ce n'est pas non plus le cas pour le transport et l'investissement en production sauf comme le montrent Borenstein (2008) et Kahn (2008), à partir d'une certaine échelle de production photovoltaïque bien répartie sur le territoire d'un opérateur de système dans les régions à fort ensoleillement où il y a une corrélation entre les usages de climatisation et la production PV. C'est donc une forme de subvention simple à mettre en œuvre.

Le niveau de la subvention et sa durée posent trois problèmes : un problème redistributif en créant une rente indue pour les vendeurs de système PV et pour les acheteurs, rente financée par tous les consommateurs d'électricité ; un problème de coût irréversible élevé de la politique ; et un problème d'efficience de long terme en favorisant trop les filières au Si cristallin. Considérons ces différents problèmes sur le cas des tarifs d'achat français.

4.3. Le problème redistributif

Les tarifs d'achat de 30 à 50 €/MWh, qui sont de même niveau que dans les différents pays européens, participent à l'emballement du marché du PV en Europe qui a pour effet l'offre de prix élevés par les différents vendeurs. Profitant de leur pouvoir de marché, les vendeurs ne répercutent pas depuis 2005 la baisse des coûts dans leur offre de prix, qui a pu reprendre depuis l'ouverture des usines de production de silicium cristallin spécialisé pour la filière PV.

¹On peut citer l'exemple des promoteurs de centrales au sol dans les zones du sud de la France qui ont engagé leurs investissements sur la base du tarifs d'achat de 31 c€/kWh, et qui n'en réclament pas moins un relèvement du tarif à 44 c€/kWh. Selon eux, le tarif serait peu incitatif en permettant des temps de retour trop longs. L'effet de taille d'un équipement de quelques MW ne jouerait donc pas si on écoutait ces industriels. Voir Le Figaro, 22 octobre 2008.

Les tarifs d'achat de 31 c/kWh avec les aides d'investissement conduisent à un temps de retour sur investissement d'environ 13,5 ans pour des équipements PV à 3500 €/kWc et une durée d'ensoleillement de 1200 h par an dans le cas français (voir tableau 4). Avec les revenus stables assurés sur 20 ans, le taux de rentabilité interne du capital engagé sur le projet est de 8,3% sans crédit d'impôts et de 14,5% avec crédit d'impôts. La suppression des aides à l'investissement pour ne maintenir que le tarif d'achat conduirait à un temps de retour de 19 ans, en conformité avec la durée de l'engagement du tarif de 20 ans. Avec le tarif à 56 c/kWh (intégration dans le bâti), pour un même investissement de 3500€/kW, le temps de retour de 7 ans et le taux de rentabilité interne de 14% sans crédit d'impôt sont déjà très attractifs. L'adjonction du crédit d'impôt place le temps de retour à 5 ans et le taux de rentabilité interne à 20%.

On nuancera cependant ces résultats en soulignant le fait que les installations avec cellules intégrées dans le bâti coûtent souvent plus cher. Les niveaux actuels des tarifs d'achat pour une nouvelle installation assure donc des flux de revenus nets très importants après la période de recouvrement de l'investissement. Le propriétaire de PV va bénéficier au bout d'une dizaine d'années (13,5 ans dans le premier cas avec crédit d'impôts, beaucoup moins dans le second cas) d'un revenu sans dépense qui, ramené en valeur actuelle, conduit à des taux de rentabilité élevés.

Cette perspective de rentabilité est sans doute une incitation efficace à s'équiper de PV ou à installer et exploiter une centrale au sol quand on a les capitaux nécessaires ou un accès facile à l'emprunt. C'est aussi une incitation à l'entrée pour les opérateurs qui installeraient, financeraient et possèderaient les installations des particuliers dans le cadre de modèles d'affaires innovants, comme celui que développe EDF Energies Nouvelles. Mais l'absence de décroissance annuelle du tarif pour les nouveaux contrats renforcera la rente des adopteurs de cette technologie dans le futur si les coûts baissent dans les prochaines années.

Tableau 3. Bilan financier d'une unité PV à 3500 €/kW en France (avec mesure de suppression de la TVA ou TVA à 5,5%)

Ensemble d'aides	Tarifs d'achat sur 20 ans : 31 c/kWh	Tarifs d'achat sur 20ans : 56 c/kWh (intégration dans le bâti)
	Crédits d'impôts 50%	Crédit d'impôts 50%
Valeur actuelle nette	sans crédit d'impôt : 180 €/kW avec crédit d'impôt : 1320	sans crédit d'impôt : 730 €/kW avec crédit d'impôt : 1840
Temps de retour sur investissement	sans crédit d'impôt : 19 ans avec crédit d'impôt : 13,5 ans	sans crédit d'impôt : 7 ans avec crédit d'impôt : 5,2 ans
Taux de rentabilité interne*	sans crédit d'impôt : 8,3% avec crédit d'impôt : 14,5%	sans crédit d'impôt : 14% avec crédit d'impôt : 20%

*Le taux de rentabilité interne est le taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette. Hypothèses de calcul : Ensoleillement sur 1200 heures en France. Hypothèse de financement : emprunts à 80%, taux d'intérêt nominal à 7%, taux de rendement sur fonds propres recherché de 12%, taux moyen de rendement du capital de 8%. Hypothèse de dépenses : remplacement de l'onduleur au bout de 8 ans pour une dépense de 1000€ pour une installation de 3 kW. Hypothèse sur le crédit d'impôt de 50% : il porte sur les dépenses de matériel qui correspondent à 65% du coût total.

Ces défauts pourraient être rectifiés à trois niveaux par la décroissance du tarif pour chaque projet, la dégressivité annuelle du tarif d'achat pour les nouveaux contrats, ou bien plus radicalement le raccourcissement du paiement à cinq ans en basculant vers une subvention à l'investissement de type californien.

- La dégressivité du tarif d'achat pour une installation doit être rapide pour le ramener vers un niveau précis. La pérennité du tarif de départ pour chaque projet devrait n'être assurée que le temps de recouvrer l'investissement, pour tomber au bout de 7 ans.
- La baisse du tarif d'achat entre nouvelles installations doit être programmée à des rythmes aussi élevés qu'en Allemagne où elle est montée de 8%, puis 10%, pour se fixer à 9% en 2011 permettrait de réaligner l'appui au PV sur le niveau du revenu du *net metering*, ou celui des tarifs d'achat éolien pour les centrales au sol¹.
- Une troisième possibilité serait l'adoption du système californien de la subvention à l'investissement de type « performance-based » avec un paiement étalé seulement sur une période courte de cinq ans et en fonction des kWh produits, ce qui revient à une aide de 2000 €/kWh. Ceci évite clairement de perpétuer les rentes après le recouvrement des coûts d'investissement du côté des adopteurs.

4.4. Le contrôle du coût

Le contrôle du coût de la politique de promotion d'une ENR basée sur le tarif d'achat est une difficulté classique des politiques d'environnement basées sur un « instrument-prix » (ici les tarifs d'achat) plutôt qu'un « instrument-quantité » (ici les obligations des fournisseurs d'acheter un montant d'électricité verte) en situation d'incertitude sur les fonctions de coût et de dommages évités (Menanteau & Finon, 2005). L'instrument-prix ne garantit pas d'atteindre l'objectif visé, soit par défaut, soit par excès, selon la croissance de la courbe de coûts marginaux de production ENR, tandis que l'instrument-quantité peut se révéler très coûteux si les coûts sont beaucoup plus élevés que prévu.

Tableau 4. Comparaison de l'évolution des aides pour les nouvelles installations

	France	Allemagne	Japon	Californie
Durée de l'aide par installation	Constant sur 20 ans	Constant sur 20 ans	Durée du dispositif des certificats	5 ans (Subvention à l'investissement)
Taux de décroissance annuelle entre nouveaux contrats	Avant 2000, dégressivité de 5% par an. Depuis 2006, dégressivité abandonnée.	Dégressivité de 8%, puis 10% en 2010, puis 9% par an en 2011. Dégressivité de 6.5% pour les systèmes intégrés au bâti. Vers la parité-réseau (25 €/MWh) en 2015		Dégressivité de 10% à partir d'une certaine capacité cumulée. Limite de dégressivité pour les >100kW : 30\$/MWh

Note : L'Espagne a aussi un système de tarifs d'achat qui est non dégressif sur les nouveaux contrats

¹ La dégressivité proposée par le ComOP ENR de 5% est insuffisante de ce point de vue.

Dans le cas du PV en définissant un niveau très généreux du tarif le problème posé n'est pas celui de ne pas atteindre la cible de capacité visée par l'Etat, mais celui d'attirer de trop nombreux adopteurs par les taux de rendement élevés. Dans ce cas cela entraîne un gonflement du coût du mécanisme par le cumul progressif de subventions à verser annuellement sur 20 ans.

De ce point de vue, le succès spectaculaire des incitations en Allemagne invite à se poser la question du coût total de l'engagement. Ce succès se manifeste par le doublement annuel de la capacité en place chaque année de 2000 à 2005, puis une croissance de 50% par an depuis 2006 pour aboutir à une capacité de 4500 MW début 2009. Or une croissance de 1000 MW comme en 2007 ou 2008 entraîne un engagement de 600 millions d'€ à payer aux nouveaux adopteurs de PV pendant 20 ans.

En termes de coût cumulé, si l'Allemagne avait arrêté en 2008 le dispositif du tarif d'achat pour les nouvelles installations PV, le coût net par an de l'engagement (après soustraction du prix de gros de l'électricité) serait de 2,5 milliards avant de décroître très progressivement pour ne s'annuler qu'en 2030 et le coût cumulé net aurait été de 30,8 milliards d'euros (voir Frondel et al., 2008). Si le dispositif est arrêté en 2010, le coût cumulé net sera de 64,2 milliards au rythme actuel de croissance, avec environ 7200 MW installés en PV en 2010.

On s'est essayé à faire le même type d'estimation pour le programme français (voir l'encadré 2). On montre que, même moins ambitieuse la politique PV française pourrait coûter 2,25 milliards de € par an en 2020 aux consommateurs d'électricité si les objectifs du Grenelle de l'environnement (5200 MW en 2020) sont atteints alors que l'aide à l'éolien terrestre qui produirait sept fois plus en 2020 ne leur coûterait que 680 millions d'€. Ceci s'explique par le fait que l'aide par kWh produit par PV est 20 fois plus élevée. L'engagement porterait sur 25 milliards d'€ jusqu'en 2040 pour une production dérisoire de 6,5 TWh par an.

Sans parler de la solution de jouer de l'engorgement des demandes de contrats de connexion pour contrôler le coût de la politique du tarif d'achat, trois solutions sont possibles. Une première solution est de limiter les capacités installées bénéficiant du tarif dès qu'un niveau de capacité est atteint annuellement. Le gouvernement espagnol a décidé ainsi en 2008 de limiter la capacité nouvelle bénéficiant du tarif d'achat au niveau de 44c/kWh à une capacité nouvelle installée de 380 MWc/an (avec 100MWc sur systèmes au sol, 280 MW sur systèmes sur bâtiment). Une seconde solution est de programmer une baisse très rapide du tarif que le tarif allemand qui prévoyait une baisse de 5 % par an, mais l'a accéléré en 2008 avec 8 % pour 2008 et 2009, 10% en 2010, puis 9% ensuite. Une solution voisine est de prévoir dans le décret de mise en œuvre des révisions programmées dès que la capacité installée atteint un niveau précis.

C'est une bonne façon de sortir du tarif d'achat élevé dont l'adoption repose sur le pari que les effets d'apprentissage grâce au cumul d'installations feront baisser suffisamment les coûts vers la « parité réseau ». Si les baisses de coût ne sont pas au rendez-vous parce qu'on aurait trop misé sur le *learning by doing* et la diffusion des savoir-faire en fabrication, autant en prendre acte et changer d'instruments pour mieux miser sur l'effort de démonstration industrielle et de RD au stade des procédés de fabrication.

Encadré 2. Le coût futur de la politique d'appui au PV

La promotion des systèmes PV devrait contribuer à l'effort de la France pour respecter ses futurs engagements à développer les ENR pour atteindre en 2020 une part de 20% de son bilan primaire, selon les engagements de la directive Renouvelables du 3ème paquet Energie et Climat. Dans le domaine de la production électrique par ENR, les perspectives de développement du PV resteront modestes, même dans les scénarios les plus ambitieux : l'objectif de 5200 MW en 2020 proposé au Grenelle de l'Environnement ne contribuera qu'à 1,3% des besoins électriques français s'il est atteint et 5% de la production électrique à base d'ENR.

Tableau a. Objectifs de développement des capacités PV en France à horizon 2020

	2012	2015	2020
Objectifs pré-Grenelle (PPI 2006 et Arrêté de 2006 sur le PV)	160	500	950
Objectifs proposés au Grenelle	1100*	2900	5200

* Dont 40% dans les DOM

Si la subvention à la production reste à un niveau très élevé sans dégressivité rapide sur les nouveaux contrats, le coût pour les consommateurs sera important et durable du fait du niveau très élevé de la subvention par kWh. Si l'on suppose que les tarifs de rachat pour le PV restent à ce niveau, le coût annuel net pour les consommateurs s'élèvera à 1,12 milliards en 2015 et à 2,24 milliards en 2020. On sort donc des niveaux confidentiels actuels où la production de 30 GWh par les 25 MW installés en 2007 ne coûte que 12 millions d'€ d'aide. On notera qu'en 2020 l'aide à l'éolien terrestre qui produira sept fois plus (45 TWh environ) selon l'objectif du Grenelle de l'environnement ne leur coûtera que 680 millions d'€ parce que l'aide ne sera que de 15 €/MWh (85 €/MWh le tarifs d'achat moins 70 €/MWh le prix moyen du marché de gros) au lieu de 310 €/MWh pour le PV (380€/MWh en moyenne moins 70€/MWh pour le prix de gros). Le total cumulé sur 2010-2020 sera de 12,3 milliards. Le coût cumulé des engagements du dispositif si on l'arrêtait en 2020 avec 5400 MW installés serait grosso modo de l'ordre de 25 milliards d'€, ses effets se faisant sentir jusqu'en 2040.

Tableau b. Coût de la politique de développement selon les objectifs du Grenelle

	2012	2015	2020	Cumul 2010-2020
Capacité installée (MW)	1000	2700	5400	
Production (TWh)	1,2	3,24	6,48	
Surcoût de la production PV	0,39	1.12	2,24	12,3

Hypothèses de calcul du tableau b. Calcul de la production avec hypothèse de 1200h d'ensoleillement moyen à 1kW/m2. Tarifs d'achat : 305 €/MWh pour les 2/3 de l'électricité PV et 550 €/MWh pour le 1/3 de l'électricité PV par intégration dans le bâti. On ne dissocie pas les tarifs selon la taille et le type des installations (moins cher pour les grandes installations, plus cher pour les centrales au sol) et dans les DOM (plus cher). On fait l'hypothèse de constance du tarif d'achat pour les nouveaux contrats sur toute la période (terme de l'arrêté de 2006). Le surcoût par kWh s'évalue par rapport à un prix moyen annuel élevé du marché d'électricité de gros de 70 €/MWh (qui correspond au coût variable de la centrale à gaz qui serait marginale toute l'année sur les marchés horaires avec un prix du gaz de 6\$/Mbtu et un prix du carbone de 30€/t de CO2).

A ce coût supporté par les consommateurs via le prélèvement de la CSPE, il faudrait ajouter le coût des crédits d'impôt pour le budget de l'Etat et la compensation des prêts à taux bonifiés. Pour les crédits d'impôt (qui porte sur 50% du coût de l'équipement, hors coût d'installation), la subvention s'élèverait à 0,8 milliards € par an entre 2015 et 2020 si un tel crédit d'impôt est maintenu, ce qui augmente le coût annuel pour la collectivité de 50 % en moyenne sur les cinq années. On calcule ce coût avec une hypothèse de calcul simple : 600 MWc par an d'installation entre 2015 et 2020, et 3500 €/kWc pour toutes les installations.

4.5. Le risque de privilégier excessivement les filières au Si cristallin

Les filières couches minces présentent des promesses de baisse de coût autant que les filières au Si cristallin. Or il y a risque que les apprentissages cumulés sur le Si cristallin dans le monde et en France ne permettent pas de baisser suffisamment les coûts de la filière dominante au voisinage des prix de revient de la fourniture électrique centralisée rendue aux consommateurs. Or les dispositifs de tarifs d'achat tirent de façon identique les filières au Si cristallin et les autres.

Les dispositifs de support reposent sur le pari que les baisses de coût par les apprentissages cumulés et le passage à des productions de taille industrielle vont permettre indistinctement aux filières PV d'arriver à parité avec l'électricité du réseau. Mais du fait du stade d'avancement différent, du fait aussi de l'enchevêtrement des facteurs de baisse de coût (effort de R&D en continu, effet d'apprentissage en faisant, effet de taille des fabrications, apprentissage dans l'installation), la justification de la subvention par les gains espérés des apprentissages cumulés conduit à une politique inadaptée qui ne distingue pas les technologies PV concurrentes selon leur niveau de maturité. Les effets combinés d'apprentissage et de l'augmentation de taille des usines que permet la croissance des marchés tirés par des subventions élevées tendent à favoriser le silicium cristallin. Parce que les systèmes au SiC se déploient rapidement, les couches minces risquent de ne pas pouvoir se déployer suffisamment faute de place, pour démontrer leurs qualités et leur potentiel de baisse de coût.

Tableau 5. Croissance de taille des lignes de production selon les filières (en MWc/an)

	1995 -2005	2006-2010	Après 2010
Silicium cristallin	20-30 MWc	400 MWc	1000 MWc*
Couches minces	15 MWc après 2000	15-100 MWc (Japon, All.)	400-600 MWc/an**

*Annonces de construction au Japon, en Chine, aux Etats-Unis et en Allemagne. ** Annonce de Nanosolar avec CIS en Californie et en Allemagne. Source: Lincot (2007) et divers.

Différents éléments laissent penser que le silicium cristallin va renforcer ses avantages par cette industrialisation. On a vu précédemment qu'il y a encore des progrès à attendre au niveau des coûts de fabrication des cellules SiC sur les procédés de fabrication, ce que favorise le passage à des tailles d'usine de 1 GW¹. La progression du silicium cristallin pourrait même inclure, comme déjà indiqué aussi, le passage à des mélanges avec des couches minces avec hétérojonction ou carrément aux couches minces avec du Si nanocristallin. Ceci permettrait de bénéficier de procédés d'étalement, et donc des promesses de combinaison idéale des bons rendements d'un silicium cristallin et des baisses de coût des procédés en couches minces (IEA, 2008).

Mais s'il est difficile de situer le niveau de coût auquel les filières au Si cristallin pourrait baisser, il est aussi difficile d'apprécier les chances de progression des challengers « couches minces ». De plus les dynamiques d'entrée des industriels

¹ Montage de lignes de production automatisées sur le procédé discontinu en lingots sur des productions de 400 MWc, passage au procédé en continu de tirage de rubans qui conduit à une meilleure utilisation de la matière première.

sont gênées aussi par les barrières à l'entrée inhérentes au processus de production des cellules et des modules couches minces (Académie des technologies, 2008, p.55). La chaîne d'activités est beaucoup plus intégrée que dans le SiC, car elle est centrée sur le procédé d'élaboration des couches de CdTe ou de CIS combiné à l'étalement. Les procédés au SiC sont parcellisés entre la production de silicium pur, la fabrication des lingots, puis celle des cellules et l'assemblage des modules ; un industriel peut donc se spécialiser sur une partie de la chaîne d'activités. L'entrée dans le domaine des couches minces, même avec des petites tailles (20 MWc), nécessite un investissement initial plus élevé, et le risque associé à la maîtrise technologique de l'outil de production et à la fiabilisation de techniques nouvelles et complexes est important.

On est apparemment dans un processus de verrouillage technologique (*lock-in*) dans un nouveau champ d'innovations que décrit la littérature, processus qui s'opère toujours au détriment de technologies qui apparaissent aussi prometteuses que le dominant design qui émerge avant sous l'effet d'un aléa contingent (Cowan, 1996, David 1985, 1991 ; Arthur, 1989 ; Cowan et Klein, 1996)¹. Pour limiter le verrouillage naissant de la technologie PV sur le Si cristallin et laisser ouvertes les options, il serait efficient de soutenir autrement les techniques couches minces que les techniques au SiC. Comme certains usages (le PV intégré dans le bâti) apparaissent un peu plus favorables aux filières à couches minces (possibilités de module de plus grande surface notamment), cette correspondance technologie-usage peut être le point d'appui pour encourager la diffusion plus rapide des couches minces. Ce qui suggère deux mesures :

- une dégressivité forte sur les tarifs d'achat (ou leur équivalent) pour les nouveaux contrats jusqu'à la parité « réseau » pour éclaircir le jeu actuel,
- un appui élevé sur les filières couches minces ciblé sur l'intégration dans le bâti, en recommençant par une politique de subventions à l'investissement de type « 10 000 toits ».

Mais auparavant il convient de s'interroger s'il n'est pas plus efficace de revenir à des politiques centrées sur un effort soutenu de R&D et de démonstration.

4.6. Faut-il retourner aux subventions à la R&D ?

Considérons le point de vue des partisans du retour aux seules subventions à la RD (voir par exemple Frondel et al., 2008). Les différentes filières ne sont pas assez avancées et doivent d'abord recevoir des subventions de R&D, notamment sur les technologies moins bien établies de couches minces (les nouvelles formes de silicium, les matériaux CIS et CdTe, les nouveaux supports, les PV organiques, etc.). De ce même point de vue la politique du Japon est exemplaire puisque ce pays a maintenu un effort constant en financement public de R&D depuis les années 80 et en le diversifiant alors que les budgets de R&D des autres pays leaders (Allemagne, Etats-Unis) connaissaient des fluctuations importantes sur le PV

¹ Cowan et Klein (1996) apportent une définition du *lock-in* en ces termes: 'Lock-in refers to the fact that inferior (in some relevant sense) technologies may be repeatedly selected in place of superior (in some sense) technologies. Incumbent but inferior technologies may face inherent advantages because they have benefited from (sometimes long) trajectories or paths of development. Understanding the sources of lock-in, and understanding how it may be overcome, appears to be central in understanding transition paths to cleaner energy technologies'.

comme d'ailleurs sur l'ensemble des techniques ENR. Un pays qui ne ferait pas partie du premier peloton des pays innovants pourrait adopter une stratégie de long terme en finançant les technologies appelées à contester la position du *dominant design* avec des techniques avancées, ou à s'imposer sur de nouveaux marchés particuliers, comme certains pays (Japon, Finlande) ont su le faire avec leurs industries électroniques pour rivaliser avec l'industrie américaine.

Ce point de vue fonde la position de ceux qui prônent l'abandon des tarifs d'achat et un retour à un subventionnement de la R&D tels que Frondel et al. (2008) de l'institut RWI à propos du programme allemand. Ces critiques soulignent le fait que les politiques de tarifs d'achat élevés se focalisent à tort sur les effets d'apprentissage en fonction des capacités cumulées en pariant sur la pente de la baisse de coût du kWh PV. La base de leur argument est de considérer que le progrès des rendements est un facteur plus important que l'effet d'apprentissage. D'après eux, même si une politique de pénétration subventionnée du marché déclenche des effets d'apprentissage dans les coûts de fabrication et d'implantation des cellules PV, ce ne serait pas l'effet d'apprentissage qui améliorerait substantiellement les performances économiques des modules¹.

Le mérite d'un tel point de vue est d'être clair et d'inviter à la réflexion. Mais le prémisses de départ selon lequel il n'y a que l'amélioration du rendement qui conduit à la baisse significative de coût du kWh en photovoltaïque est très discutable. Les progressions sur les coûts de fabrication, notamment par la limitation des rebuts, l'amélioration de l'assemblage des cellules en modules en SiC, l'amélioration des procédés d'étalement dans le cas des couches minces, celle des coûts hors module dans toutes les filières sont des facteurs aussi importants des baisses passées et le seront pour les baisses futures. Ils résultent d'un côté des effets de RD industrielle et de démonstration et de l'autre de *learning by doing* intrinsèquement lié à la croissance de taille des usines qui stimule le progrès des techniques de fabrication, comme déjà dit. Il ne faut donc pas les négliger

Pour ce faire il faut chercher à combiner les efforts de R&D publique et privée et de démonstration industrielle et les effets d'apprentissage associés à des fabrications de taille élevée qui suivent le développement d'un marché minimal. Ces différents constats sur l'enchevêtrement des savoirs et des savoir-faire liés à l'innovation PV invitent à développer des soutiens à la RD&D industrielle et à maintenir un dispositif de *demand pull* par la subvention à l'adoption, à condition que ce dispositif soit bien ajusté à ce que l'on recherche. C'est-à-dire développer un marché local minimal sur lequel les industriels nationaux puissent en partie s'appuyer pour développer des efforts de RD industrielle et de démonstration, notamment par le passage des usines de fabrication à des grandes tailles.

¹ Frondel et al. (2008) mettent en avant plusieurs arguments. D'abord ils soulignent le lien entre les progressions des performances de rendement dès que on consacre beaucoup de fonds à la R&D : Le rendement des cellules est monté de 5% autour de 1975 à 15% en 2001 parce que selon eux il y a eu un effort significatif de R&D. Le rapport de l'IEA (2004) sur les technologies énergétiques souligne que le progrès des rendements du PV entre 1983 et 1990 avait été précédé d'un très important effort de R&D au plan mondial de 1,5 milliard de \$. De plus le recensement des ruptures innovantes sur les cellules qui ont été porteuses de ces améliorations depuis 1980 montre que 10 sur 16 ont été permises par la R&D (Nemet, 2006). Ceci suggère, selon eux, que c'est par l'investissement en R&D que les performances techniques et économiques de la technologie PV vont d'abord croître, plutôt que par une politique de pénétration extrêmement subventionnée où les améliorations techniques ne sont que des sous-produits.

Un dernier facteur ignoré par les tenants d'un retour à la seule R&D est l'apprentissage au niveau des métiers de commercialisateur et d'installateur, les coûts de vente et d'installation constituant une part significative des coûts de l'acheteur. Le développement de telles compétences fait partie du processus de baisse de coûts accompagnant le déploiement d'une technologie décentralisée comme le PV. Le développement rapide d'un marché tiré par des tarifs d'achat très généreux a pour effet de développer ces savoir-faire. Mais la question demeure de savoir quand il faut rechercher ces effets. Faute de maturation technologique suffisante des filières, chercher à enclencher le développement de tels métiers par des tarifs élevés – ce que l'on entend en France comme argument de défense actuellement – n'est pas une bonne solution. Les baisses de coût sur cette partie de la chaîne d'activités ne seront pas suffisantes si les autres coûts ne baissent pas suffisamment pour justifier d'une politique d'appui relevant du stade précommercial et qui s'appuierait sur un tarif d'achat plus modéré de 10 c€/kWh par exemple au lieu de 30 à 50 C/kWh.

4.7. L'intérêt d'un retour aux subventions à l'investissement

On a vu que les subventions à l'investissement sont l'instrument adéquat en phase de démonstration et au tout début de déploiement pré-commercial pour les techniques ENR à fort coût d'investissement comme le PV et l'éolien et quand les adopteurs sont de petits acteurs sans surface financière importante. Dans cas du PV, elles prennent trois formes principales de qualité voisine: a) la subvention directe jusqu'à deux tiers de l'investissement, b) le crédit d'impôt sur l'investissement en équipement, c) la bonification des taux d'emprunts. Ce dernier instrument a été utilisé dans les programmes 100 000 toits japonais et allemands, qui le combinaient avec une subvention directe à l'investissement¹.

On notera son effet de réduction de coûts : un prêt bonifié à 0% remboursable sur 15 ans pour un équipement de 22 500€ conduit à une économie de 15 100 € par rapport à un prêt ordinaire à 7% et remboursable en 15 ans ; un prêt à 2% après bonification permettra une économie de 11 700 € par rapport au même prêt à 7%.

C'est à l'évidence l'instrument le mieux adapté au stade de développement du PV pour créer un petit marché favorable à la démonstration des différentes techniques PV et de leurs procédés de fabrication. On notera de nouveau que, même après le passage aux tarifs d'achat, crédit d'impôts et prêts bonifiés sont fréquemment utilisées en complément des tarifs d'achat très élevés, comme c'est le cas en Allemagne, en France et en Espagne actuellement. C'est la démonstration par l'absurde que les tarifs d'achat très élevés ne sont pas le bon dispositif au stade actuel de progression de la filière qui est bien loin de la maturité commerciale. Il vaut mieux en rester à la subvention à l'investissement, qui a au moins l'avantage de ne pas installer un régime de rente de long terme pour les vendeurs et les heureux adopteurs de technologie.

¹ Le programme japonais (1994-2005) combinait des prêts bonifiés et des subventions à destination des propriétaires de maisons individuelles, des promoteurs et des organisations publiques. La subvention (pour des équipements jusqu'à 4 kWc de 200 000 yens/kWc en 2005 soit 1500 €/kWc) avait d'abord été définie en % du coût de l'installation. Le programme allemand lancé en 1999 pour des installations de 1 à 3 kWc a reposé aussi sur des prêts bonifiés à 0% au départ, (puis 1.8%) et une subvention permettant un temps de retour de 10 ans. (Lopez-Polo et al., 2007).

Tableau 6. Variantes de subventions à l'investissement

	Paramètres de l'instrument	Avantages	Inconvénients
Subvention directe	Pourcentage du coût d'investissement ou bien forfait		Peu incitatif à rechercher la meilleure technique Peu incitatif à la performance d'exploitation
Crédit d'impôts	Soit sur le coût du matériel. Soit sur la partie fonds propres du financement de l'investissement	Important pour technologies à large « upfront cost »	Peu incitatif à choix efficace. Exposition au risque de fraude
Prêts bonifiés	Taux à 0% en début de déploiement. Puis taux bonifié de 3-4%		Incitation à maintenir l'équipement par la durée de remboursement du prêt
Subvention: basées sur performance	Etalement de l'appui sur 5 ans en fonction de la production (exemple californien)	Favorables aux techniques à large coût initial. Incitatif à performance d'exploitation	

Pour pallier les défauts de la subvention à l'investissement qui ont été précisés avant (notamment le manque d'incitations à choisir la technique et le fabricant les plus performants et à exploiter de façon efficace l'équipement), l'intérêt du dispositif du programme californien actuel de la CPUC pour les équipements de plus de 100kW doit être rappelé. C'est un instrument intermédiaire de type « performance-based » qui consiste à étaler la subvention publique sur cinq ans en la définissant de façon proportionnelle à la production annuelle effective pour inciter à choisir les techniques performantes. Cela revient à un tarif d'achat raccourci à une durée de 5 ans, qui permet le recouvrement sur cinq ans de la partie du coût d'investissement que finance la subvention. Insistons sur un des intérêts d'une telle approche : l'engagement de subvention par projet PV se fait sur une durée bien moins longue que les 20 années de l'engagement du tarif d'achat.

5. L'inefficience de la politique de rattrapage : la malédiction des *second movers*

On a rappelé en introduction que la politique française de promotion du PV a un double objectif : contribuer aux objectifs de la politique climatique, et développer une filière nationale. Il est temps de se demander si le coût de cette politique par rapport à ces objectifs n'est pas incroyablement disproportionné. Si le premier objectif était le seul, il serait particulièrement coûteux par rapport à d'autres moyens, comme on l'a vu dans l'encadré 2. Le second objectif est celui qui pourrait mériter un tel engagement de moyens. Mais y a-t'il vraiment des résultats industriels à attendre dans le contexte de l'intégration internationale des marchés ? Comme toutes les politiques de pays leaders (Japon, Allemagne, Etats-Unis) et d'autres *second movers*, le soutien au déploiement du PV en France vise principalement des objectifs industriels et d'innovation, à savoir être présent dans la compétition technologique et consolider l'industrie nationale.

Mais on doit s'interroger sur l'efficacité d'une telle stratégie quand elle est mise en œuvre dans un pays *second mover*. L'industrie française est pour l'heure à la traîne : pour l'essentiel elle ne peut compter que sur l'industriel Photowatt qui s'est fait une place dans les systèmes au silicium polycristallin avec 1,8% du marché mondial et une capacité de fabrication de 60 MWc. D'autres industriels intéressés par le PV préfèrent développer leurs projets d'unités en Allemagne, tel Saint Gobain qui, allié avec Shell, installe une unité de fabrication 20Wc de la filière CIS (projet Avantis). Aucun projet d'usine de grande taille (400MW et plus) n'est annoncé. Le marché français qui est en train de se développer (30 à 40 000 contrats possibles selon les demandes déposées en 2008) ne fait que s'adresser partiellement aux producteurs français.

Tableau 7. Capacité de production de cellules PV dans le monde (en MWc)

	Japon	Chine	Allemagne	USA	Autres pays en Europe	Autres pays dans le monde
2006	920	380	500	190	200	Taiwan :200 Australie : 60
2007	950	1200	900	300	200	Taiwan : 380

Source : Solarbuzz, homepage et Karberger (Swedish Energy Board) 2008

L'industrie française est-elle en mesure de rattraper son retard dans le domaine des filières au Si cristallin qui vont rester fort probablement les techniques dominantes dans les quinze prochaines années ? La vivacité de la concurrence entre firmes et entre pays leaders, confirmée par l'arrivée de l'industrie chinoise dans le peloton de tête en 2007 et l'entrée récente de « capital-risqueurs » dans le business du PV aux Etats-Unis, ne doit pas faire oublier que les débouchés dans les pays industrialisés (qui sont le marché principal de l'industrie mondiale du PV) sont très subventionnés. Dans un tel contexte, les pays du second peloton (Espagne, France, Italie, Royaume Uni, etc.) doivent se poser trois questions.

Un programme volontariste de développement d'un marché fortement subventionné pour appuyer l'industrie nationale peut-il permettre de rattraper le retard ? Le marché subventionné ne peut pas permettre de privilégier les firmes françaises car on encourrait la condamnation des instances européennes de la concurrence ou de l'OMC. Vu au plan mondial on observe que les marchés fortement subventionnés tendent à favoriser les industries des pays *first movers* et maintenant des pays émergents qui n'ont même pas besoin de marchés internes subventionnés pour se développer. Il est intéressant de remarquer que même l'industrie allemande qui pouvait s'appuyer sur un marché en forte expansion grâce aux subventions n'a pu suivre l'expansion de son marché et a dû laisser des parts du marché intérieur aux concurrents étrangers (Frondelet et al. 2008). Une politique alternative beaucoup plus efficace conçue uniquement en fonction de cet objectif industriel pourrait être une aide directe et conséquente à une installation d'une usine de grande taille (400 MWc, voire 1000 MWc) par une firme française (ou à majorité française). Le projet pourrait être généreusement articulé avec la politique de coopération de la France avec les pays africains, dans le domaine de l'électrification rurale décentralisée où les besoins restent importants. Mais cet objectif n'est pas non plus compatible avec les principes de la politique de la concurrence et à l'article 82 du Traité sur les aides d'Etat qui n'envisage pas ce cas de figure.

Imaginer que des firmes nationales puissent entrer et se développer sur le marché du PV dans ce contexte globalisé est-il faisable ? L'expérience des politiques d'innovation montre l'intérêt de constituer une base de compétences sur une technologie dans un nouveau domaine de pointe, même si on part en retard et même si on développe cette base de compétences scientifiques et technologiques sur des filières qui ne survivront pas à la sélection technologique (Guellec, 1999). Dans cette perspective, développer une industrie sur la base des filières au silicium cristallin permettrait de cultiver cette base de compétences pour se positionner ultérieurement sur les autres filières si elles parviennent à émerger. Toutefois, cet acquis sur le Si cristallin n'aurait pas un intérêt absolu car les savoirs technologiques sur les couches minces sont relativement différents (différences dans les procédés, pas d'encapsulation). Ceci dit, une telle stratégie est-elle jouable ? N'y a-t-il pas des stratégies plus simples pour les firmes françaises ? Elles peuvent en fait préférer s'allier à, ou racheter des entreprises étrangères et transférer ensuite les savoir-faire industriels en France. On voit les exemples de Saint Gobain allié à Shell qui installe son usine de fabrication de couches minces en Allemagne et EDF Energies Nouvelles acheter des parts dans Nanosolar pour profiter de ses futures fabrications de couches minces en Europe pour s'imposer sur le créneau des systèmes PV sur le marché européen.

Ne faut-il pas adopter un système d'appui différencié entre filières de maturité différente pour avoir plusieurs fers au feu ? Le choix d'instruments non différenciés favorise principalement le silicium cristallin et comme ce choix est général à tous les pays, il peut contribuer au *lock-in* qui se dessine au plan mondial. L'objectif principal devrait être de positionner aussi l'industrie nationale sur les filières couches minces dont elle est absente. La différenciation de l'appui entre filières SiC et couches minces serait une forte incitation à l'entrée et à la diversification des entreprises françaises vers cette voie des couches minces, ce qu'un petit nombre d'entreprises (Sharp, Q-Cells, Mitsubishi, etc.) ont déjà choisi de le faire.

Tableau 8. Les entrants par la voie des technologies en couches minces

First Solar (USA)	Uni-Solar (USA)	Kaneka (Japon)	Mitsubishi (Japon)	Sharp Japon	Wurth Allemagne	Autres*
50%	11%	10%	7%	5%	2%	15%

Part de marchés des producteurs en couches minces (en 2007) * Dont Nanosolar, Solar Cells, etc.
Source : EUPD Research, 2008, cités dans Usine Nouvelle, n°3117, 2 octobre 2008, p.38

Une autre ligne d'action devrait s'articuler autour d'un effort de financement public de RD &D industrielle sur les techniques couches minces les plus prometteuses. A côté de l'acquis de Photowatt en SiC, la puissance publique donne actuellement une impulsion au développement de savoir-faire industriels sur le SiC via la nouvelle plateforme technologique de l'INES, l'appui à l'alliance SolarNanoCrystal regroupant les industriels français (Photowatt, ESSIL, etc.) par un programme mobilisateur de l'OSEO-ANVAR), et probablement à un soutien au développement d'une unité de production de 100 MWc à la société PV-Alliance. L'industrie française devrait aussi se positionner sur la trajectoire des couches minces par un appui majeur. Pour l'heure on assiste principalement au développement d'une plateforme EDF-CNRS-ENSCP centrée sur le procédé électrolytique d'étalement dans la filière CIS. Mais répondrait à l'intérêt d'équilibrer l'effort de RD industrielle des acteurs français sur les deux filières justifierait la constitution d'un consortium comparable à PV-Alliance et appuyé par un programme mobilisateur.

6. En guise de conclusion : quelques recommandations

La France veut se situer dans le mouvement général de diffusion de la technologie PV pour installer une filière industrielle nationale en développant à marche forcée un marché intérieur du PV sur la base de tarifs d'achat très élevés et d'un empilement d'aides diverses à l'investissement. Le choix et la conception du tarif d'achat comme instrument de soutien pose trois problèmes. En premier lieu le tarif d'achat n'est pas le bon instrument par rapport au stade de progression de la technologie PV qui n'est pas encore au niveau pré-commercial, ce qui oblige à avoir des tarifs quatre à cinq fois plus élevés que ceux de l'éolien. Il serait préférable de renforcer l'effort de R&D industrielle sur toutes les filières et en particulier les filières couches minces bien moins avancées et de limiter le développement du marché à des programmes de type 10 000 toits PV par des subventions à l'investissement pour permettre un effort de démonstration sur les procédés industriels.

En second lieu, même en imaginant qu'il serait justifié de retenir cet instrument parce que l'on considèrerait que la technologie se situerait en phase pré-commerciale, le dispositif français est mal conçu sur quatre plans :

1. la durée de l'engagement du tarif pour chaque nouvelle installation et l'absence de décroissance du tarif d'achat sur les 20 ans de l'engagement,
2. l'inutile ajout des aides à l'investissement avec crédits d'impôts, prêts bonifiés et allègement de TVA,
3. l'absence de décroissance du tarif d'une année sur l'autre pour les nouvelles installations, alors que l'on pourrait déjà limiter les dépenses futures de ce dispositif par des baisses plus rapides que l'évolution des coûts,
4. l'absence de distinction des tarifs entre filières de maturité différente, ce qui tend à pénaliser les filières couches minces et à favoriser les techniques au silicium cristallin dont le développement industriel est tiré par celui des marchés très subventionnés sans qu'il soit encore possible de trancher entre les deux.

En troisième lieu, l'objectif industriel de construire une filière photovoltaïque en France en tirant le développement d'un marché interne par ces tarifs ne sera jamais atteint dans le contexte de concurrence globalisée, sachant que les industries de quelques pays se sont placées en tête grâce à des politiques d'appui plus précoces. Le dispositif va engager de façon croissante l'argent des consommateurs français d'électricité sur une période de 20 ans pour chaque nouveau contrat sans faire décoller l'industrie française sur le Si cristallin. Le dispositif servira plutôt à subventionner les industries des autres pays (Japon, Allemagne, Etats-Unis et maintenant Chine) s'il n'est pas reciblé. On peut certes attaché une valeur élevée au développement d'un réseau de monteuses et d'installateurs que pourrait permettre le dispositif actuel. Mais rien ne démontre que ce soit efficient socialement dans la mesure où la technologie reste chère et si l'industrie française du PV ne se développe pas vraiment à l'exemple des industries allemandes et japonaises.

On ne critique donc pas en soi une politique fondée sur les tarifs d'achat, politique tout à fait adaptée à des techniques proches de la maturité commerciale en leur garantissant un signal stable et proche des prix de gros du marché électrique. On critique son inadéquation au niveau de maturité de la technique PV qui conduit à avoir des tarifs d'achat cinq fois plus élevés que pour l'éolien. Alors que, sur le plan technologique, le futur est encore ouvert entre les filières améliorées au silicium cristallin et les filières couches minces, on propose de recibler le dispositif au regard

des enjeux énormes que représente le PV. On doit réduire rapidement les incitations coûteuses à l'installation de cellules PV et de centrales au sol, et accroître les budgets de RD et de démonstration industrielle pour favoriser la consolidation de nouvelles filières (couches minces, mais aussi Si cristallin amélioré). On doit cibler plus particulièrement la phase de démonstration et le développement industriel où se joue une grande partie des apprentissages porteurs de l'essentiel des baisses de coût.

Références

- ACADEMIE DES TECHNOLOGIES (2008) *Les perspectives de l'énergie solaire*, rapport de Yves Maigne, Jean-Pierre Causse, Maurice Claverie, Bernard Equer, Groupe de travail Energie solaire, Commission Energie et changement climatique, Paris, Académie des technologies.
- AYRES, R.U. and MARTINAS, K., (1992), "Learning from experience and the life cycle: some analytic implications", *Technovation* Vol.12 n°7
- BORENSTEIN S. (2008), "The market value and cost of solar photovoltaic electricity production", UCEI , CSEM Working Paper 176.
- COWAN R., KLINE D. (1996), "The implications of potential lock-in in markets for renewable energy", National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-460-221
- DUKE R. WILLIAMS R.H., et PAYNE A. (2005), "Accelerating residential PV expansion: demand analysis for competitive electricity markets", *Energy Policy*, Vol.33, n°15
- FINON, D. et PEREZ, Y. (2006). "The social efficiency of instruments for the promotion of renewable in the electricity industry: A transaction cost perspective". *Ecological Economics*, n°62
- FINON D. et MENANTEAU P. (2004), La promotion des énergies renouvelables dans les nouveaux marchés électriques concurrentiels, *Annales des Mines, Gérer et Comprendre*, Septembre
- FOXON T.J. and al. (2005), "UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures", *Energy Policy*, Vol 33
- FRONDEL M., RITTER N., SCHMIDT C.M. (2008), "Germany's solar cell promotion: dark clouds on the horizon", *Energy Policy*, Vol. 36
- GUELLEC D., (1999), *L'économie de l'innovation*, Paris Edition la Découverte, Collection Repères.
- HAAS R., HELD A., FINON D. , MEYER N., LORENZONI A., WISER R., NISHIO (2007), *Promoting electricity from renewable energy sources – lessons learned from the EU, US and Japan*, in Shiohansi P. (2007), *Competitive Electricity Markets: design, Implementation, Performance* , London: Elsevier
- IEA (2008), *Energy Technology Perspectives – In support of the G8 Plan of Action, Scenarios & Strategies to 2050*, OECD
- KAHN, E., (2008), "Avoidable transmission cost is a substantial benefit of solar PV", *The Electricity Journal*, Vol.21, n°5
- KIMYRA, O. and SUZUKI,T. (2006), *Thirty years of solar energy development in Japan: coevolution process of technology, policies and the market*, paper presented in Resource Policies: Effectiveness, Efficiency, and Equity, Berlin
- LINCOT D. (2007), "La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire", *Découverte*, n°344-345, janvier-février

- LOPEZ-POLO A., HAAS R., SUNA D. (2007), *Promotional drivers for PV*, Report to the Program "PV Upscale"
- MEDDAD (2008), *Grenelle Environnement : réussir la transition énergétique / 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale*, Novembre (Dossier de Presse)
- MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M. L. (2003) "Prices versus quantities : environmental policies for promoting the development of renewable energy". *Energy Policy*, vol.31, n°8
- MENANTEAU P, (2000), "La constitution des technologies photovoltaïques : apprentissage et dépendance du sentier" in Bourgeois B., Finon D., Martin J.M., (2000), *Energie et Changement Technologique : une approche évolutionniste*, Paris : Economica
- NEMET G.F. (2006), "Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics", *Energy Policy*, Vol.34, n°17
- NEIJ L. (1997), "Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable technology", *Energy Policy*, Vol.23, n°13
- PAPPINEAU M., (2006), "An economic perspective on experience curves to analyze the prospects for diffusion and adoption of renewables energies technologies", *Energy Policy*, Vol. 34, n°4
- RABL A. et van der ZWAAN H (2007), "The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy", *Energy Policy*, vol.32, n°13
- SAWIN J.L. (2004), "National Policy Instruments – Policy lessons for the advancement and diffusion of renewable energy technologies around the world", Internationale Konferenz für Erneuerbare Energien, Bonn, January