



Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

A D E M E



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Sommaire

> 1. Périmètre de la feuille de route	5
> 2. La demande pour des installations photovoltaïques	7
> 3. Cinq variables clés pour évaluer le marché du photovoltaïque	13
> 4. La chaîne de valeur	21
> 5. Vision 2050	29
> 6. Les cibles à 2020	35
> 7. Barrières à lever	40
> 8. Les besoins de démonstration et d'expérimentation	44
> 9. Gouvernance de la feuille de route	46
> 10. Annexe 1 : les technologies de cellules disponibles, la mise en œuvre sous forme de modules et le raccordement au réseau électrique	48
> 11. Annexe 2 : interactions entre production photovoltaïque et réseau électrique	58

Liste des membres du groupe d'experts¹

Nature de l'organisme	Experts	Organismes d'appartenance
Entreprise privée	Claire Tutenuit Marc Vermeersch Santo Martinuzzi Pierre-Guy Théron Bernard Equer Jacques Meot Claude Rémy Didier Jousse Olivier Kerrec Klaus Bamberg Alain Madec Yvon Pellegrin	Solsia Total Expert EDF EN Expert Solems & Solsia Solarforce Saint-Gobain Solar Nexcis Apollon Solar Air liquide Semco Engineering
Organisme de recherche	Philippe Malbranche Daniel Lincot Jean-François Guillemoles Pierre Carlotti Abdelilah Slaoui Pere Roca i Cabarrocas Jean-Paul Kleider Didier Mayer	INES/CEA IRDEP IRDEP CSTB InESS LPICM LGEP Armines
Organisme public	Christophe Schramm Julien Marchal Pascal Bain	Ministère du Développement Durable Ministère du Développement Durable ANR

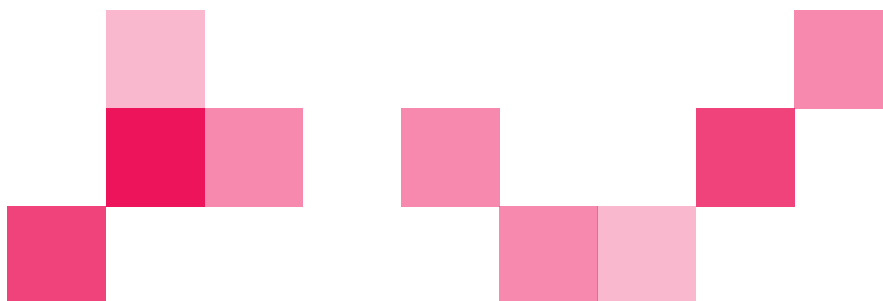
¹ - Le groupe d'experts a reçu l'appui d'un secrétariat technique composé des consultants de Technofi et d'Yvonnick Durand, Eric Peirano et Michel Gioria de l'ADEME.

Préambule

Depuis 2010, l'ADEME gère quatre programmes dans le cadre des Investissements d'avenir². Des groupes d'experts issus de la recherche dans les secteurs de l'industrie, des organismes de recherche et des agences de financement et de programmation de la recherche, sont chargés, dans le cadre d'un travail collectif, de la réalisation de feuilles de route stratégiques. Celles-ci sont utilisées pour lancer les Appels à Manifestations d'Intérêt (AMI). Les feuilles de route ont pour objectif :

- D'éclairer les **enjeux industriels, technologiques, environnementaux et sociétaux** ;
- D'élaborer des **visions cohérentes et partagées** des technologies ou du système sociotechnique en question ;
- De mettre en avant les **verrous technologiques, organisationnels et socio-économiques** à dépasser ;
- D'associer aux thématiques de recherche prioritaires, **des objectifs temporels** en termes de disponibilité technologique et de déploiement ;
- De rendre prioritaires les **besoins de recherche industrielle, de démonstrateurs de recherche, d'expérimentation préindustrielle et de plates-formes technologiques d'essai** qui servent ensuite de base pour :
 - > La rédaction des AMI ;
 - > La programmation de la recherche au sein de l'ADEME et d'autres institutions comme l'Agence nationale de la recherche (ANR), le Comité stratégique national sur la recherche énergie ou l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE).

Ces priorités de recherche et d'expérimentation proviennent du croisement entre les visions et les verrous, mais prennent également en compte les **capacités françaises dans les domaines de la recherche et de l'industrie**. Les feuilles de route peuvent également faire référence à des expérimentations exemplaires à l'étranger et faire des recommandations en matière de politique industrielle.



² - Les Investissements d'avenir s'inscrivent dans la continuité des orientations du Fonds démonstrateurs de recherche géré par l'ADEME. Quatre programmes sont concernés : Energie renouvelable, décarbonée et chimie verte (1,35 milliard d'euros), Véhicules du futur (1 milliard d'euros), Réseaux électriques intelligents (250 millions d'euros) et Economie circulaire (250 millions d'euros).

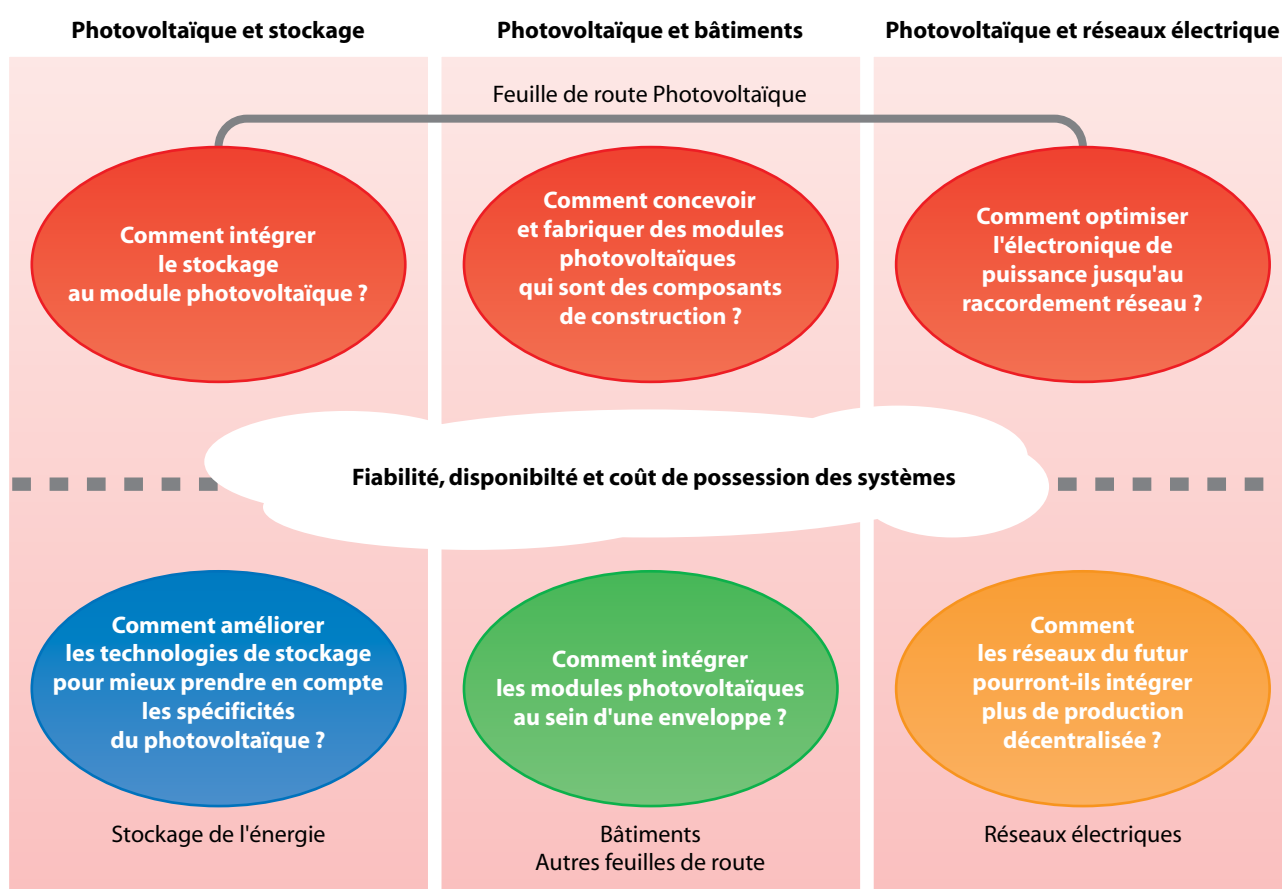
Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Note liminaire

Les technologies photovoltaïques interagissent, directement ou indirectement, avec plusieurs autres systèmes ou technologies critiques, technologies qui seront nécessaires pour répondre aux enjeux européens de réduction des gaz à effet de serre d'ici à 2020, mais aussi pour décarboner encore plus l'économie à l'horizon 2050. On citera plus particulièrement :

- les technologies de stockage de l'énergie électrique,
- les réseaux électriques du futur qui deviendront plus intelligents, plus robustes, et faciliteront la gestion de la demande,
- les bâtiments à très haute performance énergétique.

Le schéma ci-dessous propose des règles de partage de périmètre entre les feuilles de route qui couvrent ces technologies, tout en soulignant la nécessité d'interfacer les projets de développement entre eux pour construire des bilans technico-économiques globaux.



> 1. Périmètre de la feuille de route

L'**effet photovoltaïque** consiste en la **transformation directe de l'énergie solaire en électricité**. C'est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés **semi-conducteurs** qui, exposés à la lumière, produisent de l'électricité. Le matériau le plus communément utilisé dans les cellules photovoltaïques est le **silicium** (84 % du marché actuel). Une filière plus économique à base de **couches minces** se développe depuis quelques années.

Les matériaux semi-conducteurs permettent la conversion directe d'un flux de photons (particules élémentaires de lumière) en charges électriques négatives et positives. Cette conversion se produit en trois étapes quasi simultanées : l'absorption de photons à la surface du matériau photovoltaïque, la conversion en charges électriques, enfin la collecte du courant électrique ainsi créé dans un circuit électrique extérieur (encadré La cellule photovoltaïque ci-dessous).

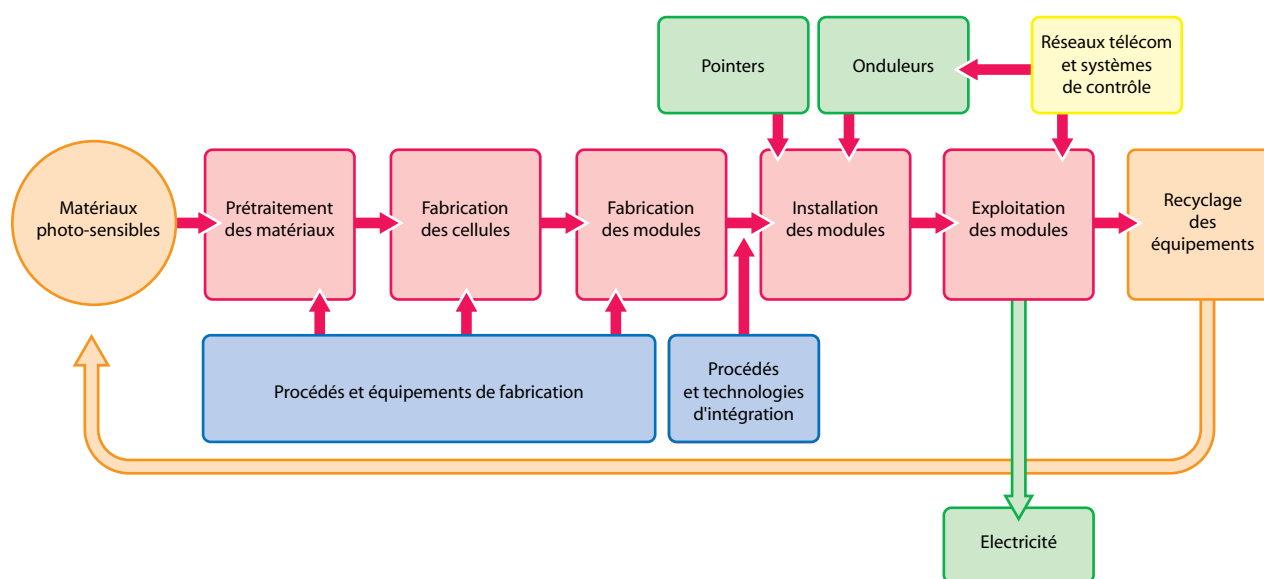
La cellule photovoltaïque

Pour qu'une cellule photovoltaïque fonctionne, il faut que des charges électriques négatives et positives circulent dans un matériau semi-conducteur. Les cellules photovoltaïques sont constituées de deux parties : l'une chargée négativement grâce à un excès d'électrons, l'autre chargée positivement grâce à un déficit d'électrons. La conductivité de l'ensemble est augmentée grâce au dopage : un enrichissement ou un appauvrissement en électrons, obtenu en introduisant dans le matériau des atomes accepteurs ou donneurs d'électrons. Les couches de semi-conducteurs sont respectivement **dopée n** et **dopée p**. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. Il se crée donc entre elles un **champ électrique** qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous (charges positives) vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. Lorsque la cellule est éclairée, les photons d'énergie suffisante transfèrent leur énergie aux atomes du matériau semi-conducteur, créant un **courant électrique continu**. Des **contacts métalliques**, classiquement sur les deux faces du matériau, collectent les courants électriques. Plus l'intensité lumineuse est grande, plus le courant électrique est élevé.

Cette **électricité, utilisée localement ou injectée dans le réseau** et vendue aux distributeurs d'électricité, **peut être produite** :

- **de façon décentralisée, cas de la plupart des installations raccordées au réseau**, avec des modules placés **sur les toits** de bâtiments commerciaux, industriels, agricoles, et d'immeubles ou de maisons individuelles [environ 1,5 kilowatt (kW) pour 10 m² de toiture],
- **de façon centralisée** dans des **centrales** dont l'emprise au sol est de l'ordre de 2 hectares par mégawatt (MW). Cette solution se développe **depuis quelques années**. Quelques exemples de centrales : 64 MW au Portugal (opérationnelle depuis 2008), 58 MW en Californie (site de Semptra Generation) prévue pour fin 2011, 76 MW en construction par EDF EN (EDF Energies nouvelles, filiale d'EDF dans l'éolien et le solaire photovoltaïque) dans les Landes, sur la commune de Gabardan, ou encore la centrale de 2 gigawatts (GW) annoncée en Chine par First Solar.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque



Cette **feuille de route** couvre les principaux **composants de la filière**, décrits ci-dessous :

- la **préparation** de plusieurs types de **matériaux photosensibles** (sensibles à la lumière) disponibles industriellement à ce jour : le silicium, mais aussi différents composés ou assemblages de matériaux utilisés pour concevoir des couches minces (cuivre-indium-sélénium, cuivre-indium-gallium-sélénium, tellure de cadmium, arséniure de gallium, etc...),
- la **fabrication des cellules photovoltaïques** proprement dites, qui emprunte différents procédés critiques issus des industries de la microélectronique ou des écrans plats,
- la **fabrication des modules photovoltaïques**, ensembles de cellules photovoltaïques reliées électriquement entre elles et encapsulées dans différents types de matériaux,
- la **conception et la fabrication des équipements électriques de raccordement au réseau électrique** ou de **pilotage des modules photovoltaïques** :
 - > les onduleurs, pour transformer le courant continu produit par un champ photovoltaïque en courant alternatif identique à celui du réseau de distribution (encadré Le système électrique et ses réseaux, ci-dessous) ; les systèmes de contrôle et de commande, pour permettre un fonctionnement et une gestion des équipements modulables en fonction des usages, des comportements des usagers, et des saisons, avec une optimisation des consommations et des appels de puissance,
 - > les éléments de protection des biens et des personnes,
 - > les systèmes de pointage qui permettent de suivre la trajectoire du soleil, en particulier pour les systèmes photovoltaïques à base de cellules à concentration (qui focalisent la lumière au moyen d'un concentrateur optique),
 - > les systèmes de suivi de production des installations, de détection des pannes.

- les techniques d'**installation des modules** dans des opérations de rénovation ou de construction d'ouvrages, ainsi que les prestations de maintenance. Cette fonction concerne particulièrement le secteur du bâtiment : les métiers d'installateurs évolueront vers plus de services à long terme (garantie de performances, systèmes de contrôle à distance, etc...),
- l'**exploitation des systèmes photovoltaïques** (centrales, toits photovoltaïques, etc..., encadré Le système photovoltaïque ci-dessous), associée à de **nouveaux modèles commerciaux** de vente d'électricité, remettant parfois en cause les relations classiques entre producteur et consommateur,
- le **recyclage des équipements** en fin de vie, pour lesquels il n'y a pas aujourd'hui d'obligation, en particulier pour les modules photovoltaïques.

Le système photovoltaïque

Le système photovoltaïque comporte, d'une part, un ou plusieurs **champs de modules photovoltaïques** (assemblage constituant une intégration mécanique et une interconnexion électrique de modules sur un support) et, d'autre part, plusieurs composants que les spécialistes regroupent sous le terme BOS pour **Balance of System** : les organes de coupure, les appareils de contrôle et surveillance, les compteurs, les convertisseurs, les systèmes de stockage de l'énergie, etc...

> 2. La demande pour des installations photovoltaïques

Un coût de l'électricité photovoltaïque en baisse

Comme pour la plupart des énergies renouvelables, le **coût de production** de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque, en euro par kilowattheure (€/kWh), dépend essentiellement de quatre variables :

- l'investissement initial,
- la quantité d'électricité produite par an, qui dépend du gisement solaire du site et du rendement de conversion du système (encadré Rendement de conversion ci-dessous),
- les coûts d'entretien et de maintenance,
- la durée économique du projet (durée de vie des modules).

Rendement de conversion

Comme tout système de conversion d'énergie, une installation photovoltaïque est caractérisée, entre autres, par son rendement. Le rendement de conversion photovoltaïque d'une cellule est le rapport de la puissance électrique maximale de sortie au produit de la surface de la cellule par l'éclairement incident mesuré dans des conditions définies (en général les conditions normales d'essais). Le rendement global du système inclut l'ensemble des pertes provoquées par les différents composants des modules photovoltaïques jusqu'au point d'injection du courant dans le réseau de distribution (encadré Le système électrique et ses réseaux, ci-dessous).

Les cellules solaires en silicium cristallin (les plus courantes) ont un rendement moyen de conversion de 15 %, ce qui signifie que moins d'un sixième de la lumière du soleil reçue par une cellule produit de l'électricité.

La **valeur de l'électricité produite** sera en partie fonction de son mode de valorisation :

- **utilisée localement**, la valeur de l'électricité deviendra attractive quand le gain par rapport au prix de marché permettra d'amortir l'investissement initial sur des durées beaucoup plus courtes que la durée de vie du système photovoltaïque (typiquement moins de dix ans pour une durée de vie espérée d'au moins vingt ans),
- **injectée dans le système électrique** (encadré Le système électrique et ses réseaux, ci-dessous), elle deviendra attractive quand un vendeur pourra la racheter puis la commercialiser à des prix qui rendent cette activité profitable.

Le système électrique et ses réseaux

Le système électrique comprend, d'une part, les **sites de production** d'électricité (production centralisée : centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques ; ou production décentralisée : éoliennes, modules photovoltaïques, petite hydraulique, cogénération, etc...) et, d'autre part, les **lieux de consommation** (communes, entreprises, etc...). Comme l'électricité ne se stocke pas en grande quantité, l'énergie produite doit être acheminée en temps réel jusqu'aux consommateurs. C'est le rôle du **réseau électrique** qui comprend un réseau public de **transport** et un réseau de **distribution**. Des postes de transformation assurent l'adaptation progressive des niveaux de tension. La tension, de 400 000 volts à la sortie des grandes centrales est d'abord réduite à 225 000 volts, puis à 90 000 volts, 63 000 volts, 20 000 volts, et enfin 400 volts ou 230 volts suivant les besoins des consommateurs. Le **réseau de transport** permet d'acheminer des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il représente 78 000 km de lignes, gérées par le Réseau transport d'électricité (RTE), le responsable du système électrique français. Ce réseau assure l'interconnexion des grands centres de production en France et dans les autres pays européens ainsi que la répartition régionale. Il comprend le **réseau très haute tension** (THT avec des puissances de 400 000 et 225 000 volts), le **réseau haute tension** (HT, 90 000 et 63 000 volts) et les postes de transformation correspondants. Des postes de transformation permettent de passer de la haute tension à la moyenne tension (20 000 volts). Le **réseau de distribution** prend ensuite le relais, transportant l'électricité sur les derniers kilomètres, à l'échelle locale, jusqu'à des postes de transformation jusqu'à 400 volts, et dessert ensuite les usagers.

En France, la majeure partie des sites de consommation d'électricité sont alimentés en basse tension (pavillons, immeubles, écoles, artisans, commerçants, etc...). Certains sont alimentés en 20 000 volts comme les grands hôtels, les hôpitaux, cliniques, PME. De gros industriels (voies ferrées électrifiées, cimenteries, aciéries électriques, etc...) sont alimentés directement par le réseau de transport en haute voire très haute tension.

Selon les estimations³ réalisées par l'ADEME en 2007 sur les coûts de production de l'électricité photovoltaïque en France :

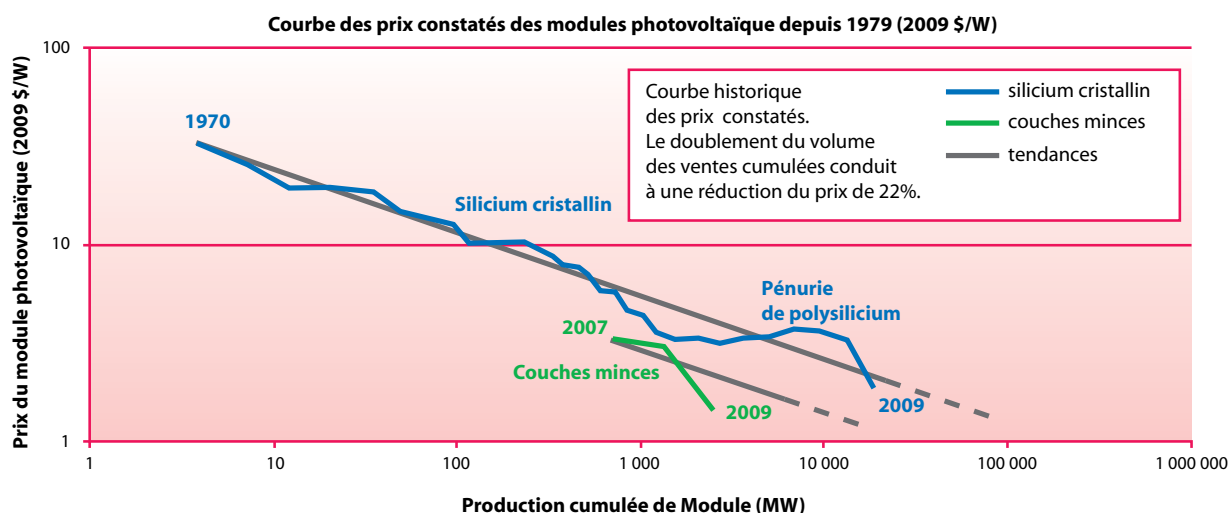
- d'ici moins de 20 ans, ils atteindraient la parité réseau, autrement dit que, pour les consommateurs, l'électricité photovoltaïque serait au même prix que l'électricité conventionnelle issue du réseau (un prix qui est en augmentation tendancielle),
- cet équilibre peut avoir lieu bien avant 2015 dans des pays cumulant un excellent gisement solaire et un prix élevé de l'électricité payée par le consommateur final, comme la Californie, le Japon ou le Sud de l'Italie. Il serait effectif dans les DROM entre 2015 et 2020, puis en France métropolitaine entre 2020 et 2030.

3 - Lettre L'ADEME & vous - Stratégies et études, juin 2007.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Source : EPIA (2010)

Prix de vente des modules en fonction de la capacité mondiale de fabrication recensée



Depuis 2007, les coûts de production ont baissé de 30 à 40 %. Ces conclusions sont renforcées par la baisse des prix de vente des modules, due à l'arrivée massive de fournisseurs asiatiques (filière silicium cristallin, cf. Annexe 1) et américains (filière couches minces, cf. Annexe 1), comme le montre la figure ci-dessous. Ainsi, les tarifs d'achat garantis, qui soutiennent le développement des technologies photovoltaïques, pourraient être abandonnés bien avant 2020 (encadré Un tarif d'achat garanti ci-dessous).

Un tarif d'achat garanti

Depuis 2004, un crédit d'impôt a été instauré en France pour soutenir les installations photovoltaïques. Il est passé de 40 à 50 % en 2005, puis de 50 à 25% en 2010. Un tarif d'obligation d'achat a par ailleurs été mis en place en 2002 et revalorisés en 2006 (détails sur ces incitations fiscales p.43).

En attendant, d'ici à cinq ans, l'enjeu sur le marché de la vente au système électrique pour les nouveaux producteurs d'électricité d'origine photovoltaïque sera de maximiser la valeur de l'électricité produite localement en valorisant **simultanément** trois composantes :

- **la valeur énergie (kWh) produite localement**, qui doit être comparée aux prix d'achat de l'électricité produite de manière centralisée et acheminée par le réseau,
- **la valeur puissance (kW)**, qui, grâce au pilotage intelligent de l'onduleur, peut apporter des services au système électrique (par exemple le réglage de tension ou de fréquence). Cela nécessite des changements de tarification du réseau électrique, ainsi que des règles strictes de connexion au réseau (cf. Annexe 2),

- **la valeur réseau**, qui, grâce à l'implantation de production décentralisée est connectée au réseau de distribution (voire de transport pour les centrales au sol), permet de différer, voire d'annuler, des extensions de réseau. Cela n'a de sens que si le réseau peut disposer de cette énergie photovoltaïque de façon continue pour pallier l'intermittence de la production. Il faudra cependant s'assurer que l'insertion massive de production décentralisée ne nécessite pas des renforcements coûteux de réseau électrique.

Ces trois composantes pourront être valorisées avec l'appui de **dispositifs de stockage** pouvant être gérés par les producteurs d'électricité, mais aussi par d'autres acteurs du système électrique.

Quand les tarifs d'achat garantis prendront fin, la demande en solutions photovoltaïques devra être fondée sur un nouveau modèle économique. Celui-ci pourra par exemple consister à fixer contractuellement un tarif d'électricité entre les producteurs/utilisateurs/vendeurs du système photovoltaïque et les acteurs du système électrique tels que le réseau de transport d'électricité, les gestionnaires locaux de transport et distribution.

Puissance et énergie

La puissance s'exprime en watt (W), les unités courantes étant le mégawatt (MW) et le gigawatt (GW), soit respectivement des millions et des milliards de watts. L'énergie est la puissance consommée pendant un temps donné. Elle s'exprime en joule (1 watt durant 1 seconde). On utilise souvent le kilowattheure (kWh, qui correspond au fonctionnement d'une puissance de 1 kW pendant 1 heure), mais aussi le mégawattheure (MWh) ou le térawattheure (TWh).

Quatre segments de demande

Avec ou sans tarifs d'achat garantis, la demande sera conditionnée par la taille des sites fournissant l'électricité au réseau (une seule installation photovoltaïque ou des groupements d'installations) et par le mode d'exploitation de l'électricité produite.

Cela peut aller de l'installation décentralisée (quelques kW) dont la production et la consommation sont optimisées localement, à l'installation centralisée (du MW à plusieurs centaines de MW) dont la production et la consommation sont optimisées globalement vis-à-vis du système électrique. Il en résulte quatre segments principaux de demande :

- **les centrales photovoltaïques au sol**, installées sur des sites spécifiques non agricoles. L'orientation par rapport au soleil est choisie en fonction de la pointe de production visée (encadré Pointe, base et semi-base, ci-dessous). Exemple, en Californie : une orientation sud-ouest permet une pointe de production entre 12 heures et 16 heures, au moment du pic de climatisation,

Pointe, base et semi-base

Les équipements qui fonctionnent de manière à peu près constante au cours de la journée, ou au cours de l'année (appareils de froid, équipements industriels utilisés en continu) définissent la consommation électrique de **base**. D'autres équipements (ampoules électriques, certains radiateurs, climatiseurs) ne fonctionnent que sur des plages de temps réduites dans l'année ou dans la journée : c'est la consommation de **pointe**. D'autres enfin sont à mi-chemin, fonctionnant par exemple seulement l'hiver, mais avec une consommation « lissée » sur la journée : c'est la consommation de **semi-base**. La production électrique doit être adaptée à ces consommations fluctuantes, avec des **productions de base, semi-base et pointe**.

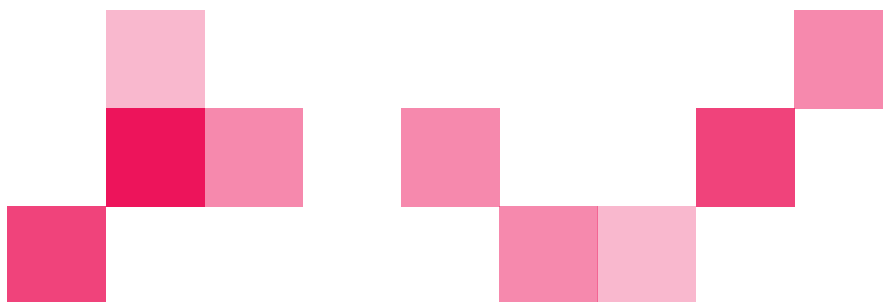
- **les bâtiments existants munis de grandes toitures et/ou les maisons individuelles** où l'on valorise les toitures (agricoles, commerciales, industrielles, etc...) en y intégrant des modules photovoltaïques sans préférence notable d'orientation. L'énergie produite est autoconsommée, revendue au système électrique (encadré Injection ou autoconsommation, ci-dessous). Cette dernière solution nécessitera des acteurs spécialisés dans « l'agrégation d'électricité » (encadré Agrégateurs : un nouveau métier, ci-dessous) dans le but de maximiser la valeur de l'électricité produite (valeurs énergie, puissance et réseau),

Injection ou autoconsommation

Plusieurs options de branchement sont possibles : l'intégralité de la production d'électricité photovoltaïque peut être injectée dans le réseau et vendue par le producteur ; la production électrique peut aussi être consommée sur place par les appareils en cours de fonctionnement (**autoconsommation**) et le surplus de la production vendu. Troisième option qui sera possible à terme : la production peut être autoconsommée, l'excédent stocké.

Agrégateurs : un nouveau métier

Les agrégateurs d'énergie renouvelable ou de stockage d'énergie sont des sociétés qui rassemblent un certain nombre de capacités énergétiques décentralisées (éoliennes, installations photovoltaïques, réserves hydrauliques) pour constituer une ressource importante et négociable.



Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

- **L'habitat et les bâtiments neufs**, que les normes de construction et les modes d'utilisation de l'énergie rendent autonomes en termes de besoins électriques ou producteurs, voire vendeurs d'énergie électrique. Dans ce cas, ils bénéficient de conditions optimales d'achat par le système électrique, associant une fourniture garantie d'électricité pour les pointes d'été et une capacité d'effacement garantie pour passer les pointes d'hiver (encadré L'effacement de la consommation, ci-dessous).

L'effacement de la consommation

Déjà proposé à certains industriels et en cours d'expérimentation auprès des particuliers, cette solution d'optimisation de la consommation électrique consiste à proposer aux clients, contre rémunération, de réduire ou différer leur consommation pour contribuer à l'équilibre de l'offre et de la demande sur les réseaux électriques. Une façon de rendre le système électrique plus efficace dans des périodes critiques de pics de consommation.

- **les quartiers – voire les villes – solaires (0,1 à 10 GWh/an)** dont l'objectif est d'optimiser le bilan électrique annuel de plusieurs milliers d'habitants ou d'occupants de bureaux. Ils naissent à la faveur de politiques de rénovation ou de création de sites et permettent de faire face aux importantes extensions du système électrique imposées par les besoins croissants de consommation. L'installation de production décentralisée ouvre la voie à de nouveaux modes de gestion localisée, y compris l'effacement ou l'isolement (encadrés L'effacement de la consommation, ci-dessus, et l'ilotage, ci-dessous).

l'ilotage

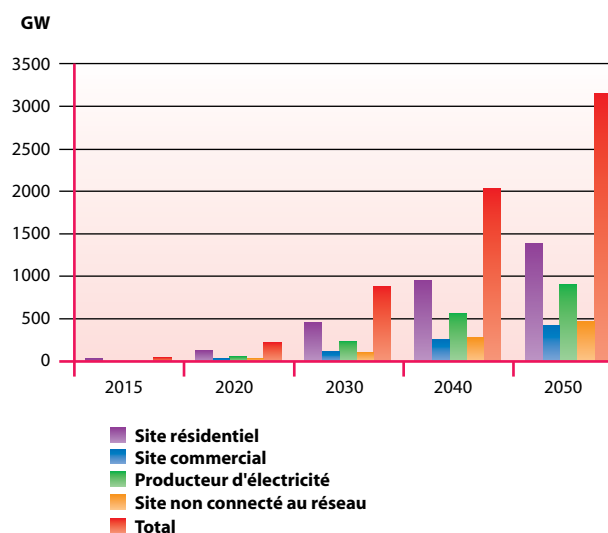
L'îlot est une partie d'un réseau (incluant générateurs et charges) qui peut continuer à fonctionner indépendamment du reste du réseau. L'îlotage correspond à l'action déclenchée pour faire fonctionner un îlot de façon déconnectée du réseau, de façon autonome.

Une demande mondiale croissante

La feuille de route⁴ de l'Agence internationale de l'énergie (AIE ou IEA en anglais) publiée en 2009 évalue les futures capacités de la production photovoltaïque et la demande associée sur la période 2010-2050, en considérant les centrales solaires au sol, les sites résidentiels et commerciaux et les sites isolés (figure ci-dessous).

Les statistiques actuelles d'installation au niveau mondial confirment ces projections, avec une prééminence des **marchés allemands et espagnols**. La capacité mondiale installée en 2009 était d'environ 22 GW, dont 16 en Europe (10 en Allemagne et 3,5 en Espagne)⁵. La croissance du marché était en moyenne de 35 % par an depuis 1998 selon l'Association européenne de l'industrie photovoltaïque (ou EPIA pour European Photovoltaic Industry Association). La crise économique et financière de 2008 ainsi que les changements de tarifs d'achat garantis dans certains pays comme l'Espagne l'ont ralenti. Le rythme d'installation dépasse néanmoins 2,5 GW par an avec de plus en plus de centrales solaires de plusieurs dizaines ou centaines de MW. La capacité totale installée serait comprise entre 200 et 300 GW en 2020 et 3 000 GW en 2050.

Projection des capacités photovoltaïques (GW) : source AIE



4 - Solar PV roadmap targets, IEA 2009

5 - EPIA, Global market outlook for Photovoltaics until 2014

Les prévisions pour la France

En France, la croissance du marché photovoltaïque a été confirmée en 2008 et 2009. En 2008, 105 MW ont été installés (dont 41 MW raccordés au réseau) pour une capacité totale de 180 MW (dont 69 MW raccordés), soit trois fois plus qu'en 2007⁶, année du décollage du photovoltaïque. En 2009, 200 MW ont été raccordés. Cela reste néanmoins modeste par rapport à l'Allemagne et à l'Espagne, où le rythme d'installation approche les 1 000 MW par an.

Les objectifs issus du Grenelle de l'environnement fin 2007 (en cohérence avec les cibles **2020** prises par les Etats membres de l'Union européenne) prévoient **5 400 MW** (soit 5,4 GW) en 2020 (1 % de la consommation électrique nationale), objectifs encadrés par les feuilles de route du Syndicat des énergies renouvelables (SER), présenté ci-dessous, et de l'EPIA.

Selon le scénario de développement du SER, les objectifs du Grenelle seront probablement dépassés si la croissance actuelle est maintenue.

Le gisement potentiel des sites photovoltaïques en France a été analysé par Price Water House Coopers : il est estimé à 12 GW pour des parcs solaires sur des surfaces non agricoles et de 40 à 80 GW pour le résidentiel (avec une croissance de 2 à 4 GW annuels).

Potentiel français pour les solutions photovoltaïques en toiture

La surface totale de toits en France atteint environ 1 000 km², dont 30 %⁷ peuvent être équipés de modules (en tenant compte de l'orientation, de la surface disponible et des caractéristiques structurelles). En supposant une puissance de 150 W/m², le **potentiel théorique actuel est donc de 45 GW** et 45 TWh d'électricité produite par an (1 000 kWh/kW annuels). La croissance annuelle des surfaces disponibles est assez bien connue : 12 km² pour le tertiaire et 25 km² pour le résidentiel, dont 30 % sont disponibles du fait de leur orientation. Donc chaque année, environ 11 km² de surface peuvent être équipés de modules, soit 1,6 GW par an, ou un potentiel supplémentaire d'environ 50 GW installés d'ici à 2040. Cela porte donc le potentiel à **plus de 100 GW en 2050**, sachant que les modules verront aussi leur rendement de conversion évoluer pour atteindre au moins 250 W/m².

PV	2008	2009	2010 *	2015 *	2020 *
Puissance installée (MW)	105	220	250	500	1 000
Puissance cumulée (MW)	180	400	650	2400	7 000

Feuille de route du SER, 2007 (* : prévisions)

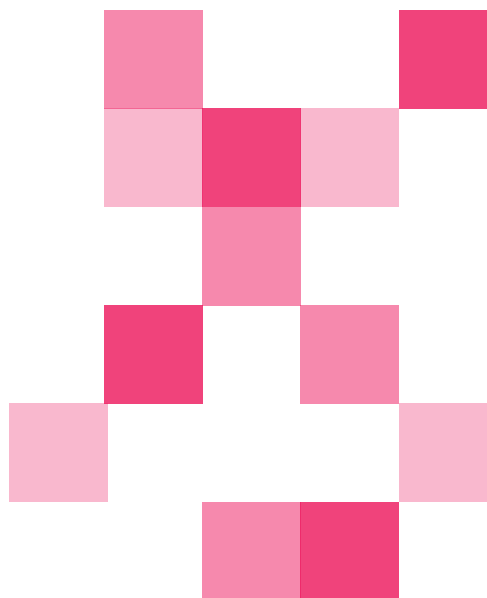
6 - Voir www.iea-pvps.org/ (rubrique National reports, Annual surveys, France)

7 - Ratio préconisé par l'IEA (IEAPVPS17-4 2002)

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Selon le RTE, le responsable du système électrique français, qui a étudié la prévision de la demande de puissance électrique en 2050, la consommation de base se situerait à cette échéance entre 55 et 60 GW, alors que le pic de consommation diurne atteindrait 100 GW. A partir de ces éléments de prospective quantitative et des hypothèses d'expansion du photovoltaïque résumées dans le tableau ci-dessous (EPIA), il est possible de prévoir comment serait impacté le système électrique français (en considérant que le réseau électrique ait pu évoluer sans contraintes en parallèle) :

- un déploiement de 30 GW (hypothèse minimale) n'aurait aucun impact sur les productions de base et semi-base. Il serait intégré au sein du réseau sans conséquence,
- un déploiement de 60 GW (hypothèse de croissance raisonnée) impacterait partiellement la production de base. Des technologies de maîtrise de la demande, voire de stockage de l'électricité, devraient être mises en place,
- tout déploiement au-delà de 90 GW (hypothèse volontariste) nécessiterait obligatoirement un stockage pour ne pas impacter la production de base et permettre des reports de consommation, ce qui augmenterait le coût du kWh.



Scénarios possibles à 2050	« minimal »	« croissance raisonnée »	« volontariste »	« très ambitieux »
Taux de pénétration	7 %	14 %	20 %	25 à 30 %
Puissance installée	30 GW	60 GW	90 GW	120-150 GW
Energie électrique	37 TWh	73 TWh	110 TWh	140-180 TWh
La puissance nominale PV représente	30 % de la pointe d'été, aucun impact sur base et semi-base	60 % de la pointe d'été, base partiellement effacée	80 à 100 % de la pointe d'été, base fortement affectée, stockage journalier	Excédent d'été, avec stockage pour des reports sur plusieurs jours ou semaines

Impacts possibles de la production photovoltaïque en 2050 sur le système électrique (EPIA)

> 3. Cinq variables clés pour évaluer le marché du photovoltaïque

Le marché actuel et futur des installations photovoltaïques dépend de cinq variables clés :

- le gisement solaire,
- la réduction continue du coût de possession d'une installation grâce à un déploiement à très grande échelle,
- l'intégration au réseau électrique, qui sera de plus en plus flexible (grâce au déploiement des réseaux électriques intelligents (ou smart grids, voir encadré ci-dessous),
- le niveau de compétition entre les offreurs de systèmes,
- les mécanismes d'incitation à la production d'électricité renouvelable⁸ : ces mécanismes seront progressivement réduits d'ici à 2020 après avoir validé de nouveaux modèles d'affaires grâce à des démonstrations à grande échelle.

Smart grids

Grâce à des moyens de contrôle et de commande, à des compteurs électriques intelligents (smart meters), les **réseaux électriques intelligents** ou **smart grids** optimisent la production et la distribution d'électricité et proposent une meilleure adéquation entre l'offre et la demande entre producteurs et consommateurs d'électricité.

Le gisement solaire

Le coût moyen actualisé de l'électricité produite localement, en €/kWh, permet de comparer au mieux l'impact du climat sur le coût de production de l'électricité photovoltaïque. En Europe, la quantité d'électricité produite par an par des capteurs fixes varie de 700/800 kWh/kW en Scandinavie à 1 500 kWh/kW dans le Sud de l'Espagne et de l'Italie, en Grèce et en Turquie. Ainsi, en supposant un rendement de conversion de 80 % pour le système photovoltaïque complet (chiffre étonnamment pessimiste issu des feuilles de route de l'EPIA et du plan de la Commission européenne pour le développement de technologies à faible intensité carbonique), l'EPIA estime qu'en **2010** les coûts de production varient entre **0,13 €/kWh dans le Sud de l'Europe** et **0,25 €/kWh dans le Nord**. En **2020**, ces chiffres devraient se situer respectivement **entre 0,07 et 0,14 €/kWh**.

8 - Ces mécanismes peuvent être de type tarifs d'achat garantis (encadré *Tarif d'achat garanti*), avec ou sans certificats verts transférables, dégrèvements fiscaux ou autres, mais ils n'incluent pas les systèmes d'échanges de permis d'émissions de CO₂ ni les taxes sur ces mêmes émissions.

Le déploiement à très grande échelle

En France, le déploiement à très grande échelle de centrales au sol et d'installations intégrées aux bâtiments (encadré Intégré au bâti, ci-dessous) s'appuiera sur deux types de besoins :

- **l'augmentation de la quantité d'électricité produite par des modules à coût réduit**, ce qui permettra d'augmenter la densité énergétique installée sur une surface donnée, car les développeurs de projets chercheront à augmenter le rendement de leurs surfaces,
- **la baisse du coût du kWh, voire du coût au m²**, pour les propriétaires qui souhaiteront consommer l'électricité qu'ils ont produite.

Intégration au bâti

Les modules photovoltaïques **intégrés au bâti** se substituent aux éléments de construction traditionnels des maisons et immeubles, ils ne sont pas montés en **surimposition** mais intégrés. Plus esthétiques, ils ont aussi l'avantage, sur des constructions neuves, d'accroître la rentabilité du projet, car ils viennent se substituer aux matériaux traditionnels. En France, l'intégration au bâti bénéficie de tarifs d'achat de l'électricité plus élevés que les installations photovoltaïques classiques (détails sur les incitations fiscales p.43).

Centrales au sol

Leur taille est comprise entre quelques hectares et plusieurs centaines d'hectares. L'intégralité de la production est injectée sur le réseau, notamment lorsqu'un tarif d'achat attractif existe localement. Dans quelques pays en développement qui ont un réseau électrique peu dense et de qualité médiocre, de gros consommateurs d'énergie envisagent d'autres applications industrielles, dans lesquelles le photovoltaïque est jumelé à un stockage et/ou à une autre source d'énergie : la sécurité de l'approvisionnement est alors vitale. Sur le sol français, les principaux développeurs de projets sont des spécialistes (EDF-EN, GDF Suez, Solairedirect, etc...) ou de nouveaux entrants (Séché Environnement, Energie Europe Service, Voltalia, E.ON, etc...).

Les **facteurs clés du succès** sont :

- **la rentabilité intrinsèque de la centrale.** Elle dépend entre autres du prix et du rendement des modules (en kWh/kW, variables selon les technologies), du coût du système photovoltaïque, du coût d'accès au capital, du prix du terrain et des coûts de développement. Les projets futurs devront en outre faire face à la diminution des tarifs d'achat garantis,
- **le coût de production du kWh**, premier critère de choix des acteurs industriels développant des installations pour leurs propres besoins en autoconsommation.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Grandes toitures

Le marché des toitures industrielles ou logistiques (de 5 000 m² à plusieurs centaines de milliers de m²) est à la croisée du monde de l'énergie solaire photovoltaïque et du monde du BTP (Bâtiment et travaux publics). Avec plusieurs dizaines de GW potentiels en France, les groupes de BTP se forment à ces technologies pour devenir les acteurs majeurs de l'installation et parfois de l'exploitation et/ou de la maintenance de centrales photovoltaïques, notamment sur les bâtiments neufs⁹. Les propriétaires font en général appel à un développeur de projet (voir p.26), à un promoteur (par exemple Prologis), mais aussi à un constructeur (par exemple Vinci, Bouygues, Eiffage, etc...), qui intègre cette compétence dès la conception des bâtiments. Pour les plates-formes logistiques, ajouter une couverture photovoltaïque revient à ajouter un étage de bureaux au-dessus du bâtiment. Au tarif actuel d'achat de l'électricité (37 c€/kWh), la rentabilité d'un tel investissement est supérieure à celle d'un étage de bureaux, car le chiffre d'affaires provenant de la production électrique est supérieur à celui d'un loyer. Par contre, en rénovation, les grandes surfaces à structures légères (logistiques par exemple) restent difficiles à équiper en raison du manque de résistance mécanique des bâtiments.

Les **facteurs clés de succès** sont :

- les caractéristiques du bâtiment (orientation, pente du toit, ombre portée, coût du renforcement de la charpente),
- la rentabilité du projet (le coût du loyer au m² et le coût d'installation, en fonction de la topologie du site, le tarif d'achat, le taux de remplissage de la toiture, notamment lorsqu'elle est louée à un développeur de projet dans un système de tarif d'achat),
- un coût du kWh intéressant en régime d'autoconsommation pendant les pointes de chaleur (pour le rafraîchissement),
- la réglementation qui va renforcer les contraintes architecturales (efficacité énergétique).

Un marché connexe concerne les parkings ou les ombrières (concept de toiture photovoltaïque pour valoriser les parkings), semblable au marché des centrales au sol ou des très grandes toitures. Comme ces dernières, il devra faire face à la diminution des tarifs d'achat de l'électricité, par exemple en intégrant des bornes de recharge de véhicules électriques.

Toitures de taille moyenne

Les toitures inférieures à 5 000 m² exploitées par des professionnels, peuvent avoir des puissances allant de 5 kW à plusieurs centaines de kW. Les principaux intéressés sont des agriculteurs, des PME et des clients publics. En général, ils s'adressent à des développeurs de projet pour le montage, l'installation et la maintenance. Ils leur confient souvent l'exploitation de la centrale moyennant un loyer.

Ce marché, très dynamique, concerne les installations neuves et les bâtiments existants. Les agriculteurs ont d'importantes surfaces de toits disponibles, l'habitude des emprunts et des rentabilités sur le long terme. Les PME et le tertiaire de taille moyenne intéressent les constructeurs de bâtiments neufs du fait de l'évolution des normes et des contraintes techniques de développement durable. Luxsolis par exemple, filiale à 100 % d'Eiffage, centrée sur le photovoltaïque, estime qu'en 2012, les toitures de bâtiments neufs seront toutes pourvues de modules photovoltaïques. Selon eux, les marchés publics deviendront un marché significatif avec à la fois des bâtiments de type collège ou hangar et des bâtiments d'architecte.

A terme, ce marché englobera donc les constructions publiques et les bâtiments tertiaires, grâce à des démarches intégrées d'efficacité énergétique du bâtiment, qui permettront de mieux utiliser les apports solaires passifs, la récupération de la chaleur générée par les modules pour le chauffage de l'eau chaude sanitaire ou du bâtiment, le tout dans une exigence de diversification des toitures. Enfin, la baisse du tarif d'achat poussera à l'autoconsommation.

En France, ce sont des installateurs locaux (par exemple Helios system en Champagne-Ardenne, Erable en Poitou-Charentes) ou des réseaux nationaux (par exemple Evasol, Solairedirect) qui commercialisent des solutions clés en main sur le marché de l'existant. Ils agissent en association avec des installateurs (par exemple Altus Energy, MHH) pour proposer des dispositifs d'intégration de plus en plus compétitifs et éprouvés. Les prix d'installation pratiqués se situent entre 4 et 7,5 € TTC/W posé et raccordé.

Les **facteurs clés de succès** sont identiques à ceux du marché des grandes toitures. Cependant, on notera que le propriétaire est souvent aussi le maître d'ouvrage. Il est donc plus sensible au montant de l'investissement et à la rentabilité (il privilégie des technologies à bas coût initial plutôt que des technologies à haut rendement) qu'aux conseils du prescripteur qui vend le matériel et à la proximité du fournisseur d'équipements. Parmi les facteurs technologiques critiques on mentionnera :

- des modules flexibles dans leur mise en œuvre pour produire dans un grand nombre de configurations : est, ouest, façade, surimposition (encadré Intégré au bâti, ci-dessus), etc...,
- la facilité de maintenance,
- la possibilité de proposer des kits afin de faciliter le montage pour ceux qui construisent ces bâtiments,
- le service après-vente, pour éviter de faire peser une charge financière trop lourde sur ces mêmes acteurs,
- la gestion de la fin de vie, dont les propriétaires conservent la responsabilité.

Comme précédemment, ce segment devra faire face à la diminution des tarifs d'achat.

9 - Le marché Saint-Charles à Perpignan, par exemple, sera couvert de 9 MW de modules cristallins, pour 56,35 M€, soit un coût de 6,3 € par watt installé.

Toitures individuelles

Ce sont des toitures qui produisent moins de 5 kW, la plupart des chantiers étant inférieurs à 3 kW, limite fiscale retenue en France pour ouvrir le droit au crédit d'impôt¹⁰. En Allemagne, la maison individuelle représente 60 % du marché photovoltaïque (chiffre Juwi) et devrait encore croître : une loi promulguée en octobre 2009 donne obligation à tous les bâtiments neufs de couvrir 30 % de leur demande énergétique par des sources d'énergies renouvelables. Il est probable qu'en France, une fois les terrains les plus accessibles aux centrales au sol occupés, ce marché rattrapera celui des grandes et moyennes toitures. En Espagne également, le solaire photovoltaïque et le solaire thermique (pour la production d'eau chaude) sont désormais obligatoires sur toutes les constructions neuves et même pour une partie des rénovations. L'Italie travaille à rendre le solaire photovoltaïque obligatoire sur les constructions neuves.

Les acteurs du marché en Allemagne sont les développeurs de projet et les artisans du bâtiment qui installent les toitures et qui ont retrouvé un rôle traditionnel de prescripteur. En France, ce sont des développeurs de projet tels que EDF EN, Evasol (encadré L'exemple Evasol, ci-dessous) ou Solairedirect qui ont très rapidement acquis un savoir-faire dans la gestion des procédures administratives, encore lourdes et complexes, et dans la mise en place d'une politique qualité rigoureuse. Ils favorisent à ce jour la technologie du silicium cristallin : l'expérience acquise avec ce matériau et le tarif d'achat élevé encouragent les acteurs à mettre le plus de puissance possible sur un toit donné, pour atteindre le niveau maximal de 3 kW. De nombreux installateurs locaux ou régionaux (en général des électriciens associés à des couvreurs) se lancent sur ce marché et sur celui des toitures moyennes. Ils sont aujourd'hui plus de 5 000. L'installation de modules devient ainsi une part significative du marché de la couverture. Les constructeurs de maisons neuves, ainsi que les distributeurs de matériaux de construction entrent aussi dans le jeu, même si, sur ce marché, il y a toujours au moins un intermédiaire (en général le développeur de projet) entre l'installateur et l'industriel fabriquant les modules.

Les **facteurs clés de succès** sur ce segment sont :

- le coût de l'installation : entre 6,5 et 10 €/W TTC posé et raccordé à ce jour, les solutions en surimposition pouvant apparaître préférables pour l'existant dans de nombreuses situations (les modules couche mince de silicium permettent une surimposition esthétique),
- le coût du kWh, notamment lorsque les usagers sont aussi consommateurs de l'électricité produite,
- la fiscalité à l'achat (crédit d'impôt) et les modalités de financement,
- la possibilité d'utiliser les modules photovoltaïques dans un grand nombre de configurations (orientations, inclinaisons et localisations variées, etc...) afin d'élargir le marché,
- l'insertion paysagère et l'acceptabilité sociale,
- l'évolution du prix de l'électricité disponible. Coût du kWh, coût au m² (investissement) et évolution du prix du kWh réseau (prix facturé) deviendront les principaux paramètres de décision du marché, les technologies photovoltaïques devenant à terme un véritable composant de construction.

L'exemple Evasol

Créé en mars 2007, Evasol est devenu en 2010 le leader français des installations solaires pour les particuliers. Avec plus de 10 000 clients en France (10 MW installés), son chiffre d'affaires est passé de 10 millions d'euros en 2007 à 72 millions d'euros en 2009, cette activité étant rentable dès les premières années grâce à trois composantes, outre le tarif d'achat garanti :

- la fiabilité et la rigueur dans le processus d'installation grâce à l'industrialisation de chaque étape : en partenariat avec le Consuel¹¹, Evasol est la première entreprise à avoir fait certifier 100 % de ses installations,
- la vente directe pilotée par des techniques de mesure de la qualité du service rendu (99 % de clients satisfaits),
- la recherche et le développement : l'entreprise développe ses propres dispositifs de contrôle de bon fonctionnement, de services nouveaux apportés au client et de systèmes de pose en ligne avec des exigences de fiabilité pour une installation qui devra durer 25 ans.

10 - Cette limite ne doit cependant pas être considérée comme significative à long terme.

11 - Le Consuel (Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité) est une association reconnue d'utilité publique, chargée du visa d'attestation de conformité des installations électriques des habitations neuves ou entièrement rénovées. Les locaux professionnels, tertiaires, industriels, artisanaux, commerciaux sont aussi concernés.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Avec la disparition des tarifs d'achat, le coût de l'électricité photovoltaïque sera comparé au coût final de l'électricité consommée, taxes et coût de la distribution comprises, soit aujourd'hui environ 13 c€/kWh en France. Sur le marché de l'habitat neuf, les constructeurs (Phénix, Maisons-Bouygues et plusieurs centaines d'autres indépendants régionaux) vont proposer progressivement des modules intégrés, un investissement qui peut se faire au détriment de la surface habitable.

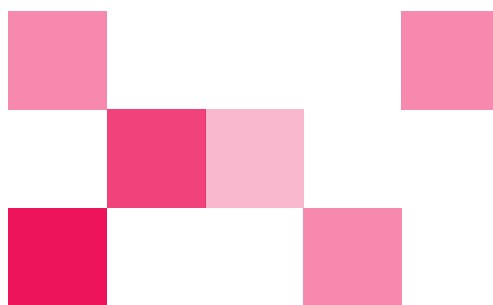
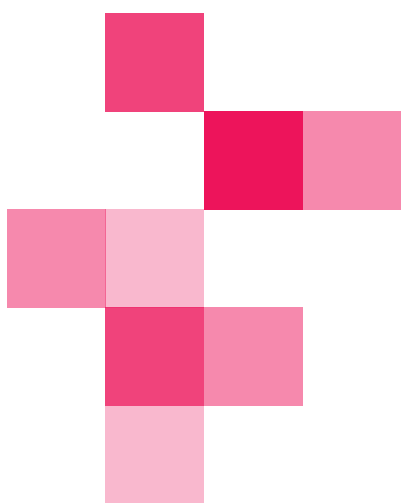
En France, les relais nécessaires à l'appropriation de ces technologies par les corps de métiers concernés (couvreur et électriciens principalement) s'organisent, au travers de labellisation comme Qualit'EnR (qui délivre les chartes de qualité QualiPV pour les artisans installateurs de systèmes photovoltaïques) et de structures de formation, comme par exemple l'Institut national de l'énergie solaire (Ines) ou les Compagnons du Solaire. Les prescripteurs du marché devraient donc de plus en plus être les artisans couvreurs et les électriciens : ils auront intérêt à offrir des solutions rentables et fiables, notamment si la pose est facile, ce qui nécessite des solutions garantissant des marges et volumes de vente suffisants (produits moins chers, plus esthétiques et plus productifs dans de nombreuses configurations). Cette évolution devrait aussi renforcer une nouvelle catégorie d'acteurs : les distributeurs de matériaux de construction (comme par exemple Point.P ou la Plateforme du Bâtiment) qui distribuent les produits les plus demandés par les artisans, pérennisant ainsi l'intermédiaire entre l'installateur et l'industriel producteur du module, qu'il soit pur distributeur ou développeur-ensemblier.

L'intégration au réseau électrique

Comme a pu le montrer l'exemple espagnol, une intégration massive et rapide de production photovoltaïque décentralisée n'est pas sans affecter le réseau électrique. On trouvera en Annexe 2 un résumé des enjeux technologiques et des pistes de solutions qui sont ou seront traités dans le cadre de programmes de R&D en France et en Europe. Ces travaux, qui impliqueront des démonstrations à grande échelle, sont nécessaires pour préparer de nouveaux modes de gestion des réseaux de distribution, voire de transport, des architectures adaptées à la présence massive de production décentralisée, et de nouvelles règles de marché qui comptabilisent de manière plus équitable les coûts des réseaux. L'arrivée de compteurs électriques communicants (smart meters, encadré Smart grids) va offrir de nouvelles possibilités de gestion de la production, de la demande et des réseaux, tandis que le couplage avec le stockage d'électricité (y compris dans les véhicules électriques) devrait permettre de nouveaux modes de gestion du réseau, impliquant par exemple l'ilotage (encadré Ilotage), ou capables de fournir du secours au système électrique en cas de besoin. Ces fonctionnalités nécessitent des essais en vraie grandeur de façon à recaler l'ensemble des règlements en vigueur à ce jour dans un souci de meilleure efficacité économique globale du système électrique.

Le niveau de compétition entre les offreurs de systèmes

Plusieurs modèles commerciaux de promotion de l'électricité photovoltaïque coexistent en France, en présence d'un tarif d'achat encore attractif. Avec la disparition du tarif d'achat, de nouveaux modèles commerciaux vont voir le jour, modèles qui devraient impliquer plus fortement les acteurs classiques des marchés de l'électricité.



Les mécanismes d'incitation : une constante internationale

L'ensemble des Etats qui ont aidé au développement de l'industrie photovoltaïque a compris que cette technologie nécessitait, comme la plupart des nouvelles technologies de l'énergie, des **plates-formes de démonstration à grande échelle** accompagnant les tarifs d'achat garantis.

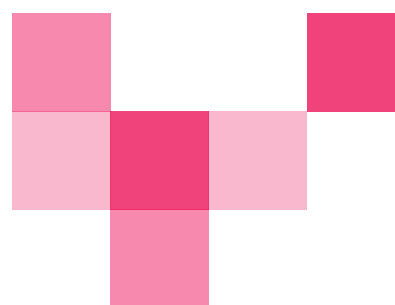
Ces plates-formes ont plusieurs rôles :

- **réduire l'incertitude inhérente aux développements technologiques** : comment l'utilisateur final réagit-il dans l'usage au quotidien ? Comment maîtriser des cycles d'innovation complexes où les lois d'échelle pour passer du laboratoire à la fabrication industrielle nécessitent de disposer de pilotes industriels pour valider rapidement des développements technologiques ? Les plates-formes de démonstration peuvent réduire l'incertitude liée au déploiement de technologies nouvelles,
- **étudier en environnement réel**, c'est-à-dire sur des systèmes connectés aux réseaux électriques et avec des clients réels, le comportement technique des installations,
- **cerner le potentiel de « concepts dominants »** dans un domaine où la technologie photovoltaïque doit se confronter à d'autres modes de production de l'électricité. L'avantage des démonstrations à grande échelle est d'aborder l'intégration de la technologie avec une approche systémique de façon à disposer d'une connaissance aussi complète que possible de tous les coûts d'intégration. L'utilisation par des acteurs réels du marché permet de définir les domaines où la réduction des coûts s'avèrera la plus payante. Enfin, l'introduction réelle sur le marché peut se centrer sur une ou plusieurs niches, de façon à utiliser au mieux l'appareil de production existant, et ceci avant de lancer une augmentation de capacité de production en phase avec la demande,
- **préparer le tissu socio-économique pour intégrer ces nouveaux concepts**, préparation qui, en général, couvre deux étapes complémentaires : **une expérimentation précoce pour apprendre des usages réels** concernant produit et service associés, et **une phase de dissémination ultérieure pour lever les verrous**, bien souvent non techniques, pour l'acceptation de la technologie. L'intérêt est alors de faire travailler toutes les parties ensemble pour développer un nouvel environnement réglementaire et socio-économique propre au développement du photovoltaïque.

Les Etats-Unis

Le premier programme important a démarré en 1986¹² (PV USA) grâce au département de l'Energie (Department Of Energy, DOE). Il a permis de disposer en 1998 de 26 systèmes dispersés sur 10 sites, totalisant 2,3 MW de puissance installée. En parallèle, des démonstrations à caractère économique et commercial ont été lancées : PV Mat (à partir de 1990) s'est intéressé à la réduction des coûts de fabrication, tandis que PV:Bonus (2001) visait l'intégration aux bâtiments et Team-up, cofinancé par le DOE et SEPA (Solar Electric Power Association) permettait d'aider 31 applications connectées au réseau et 4 applications autonomes (7,2 MW installés en 2001). Le programme MSRI (Million Solar Roofs Initiative) a pris le relais en 1997 et a permis d'installer environ 40 MW, fin 2003.

En 2008, le DOE a lancé le Solar Energy Technologies Program (un programme de 170 millions de dollars) pour aider au développement d'un laboratoire d'intégration de procédés au National Renewable Energy Laboratory (NREL), le laboratoire américain dédié aux énergies renouvelables. Cela a permis d'accélérer le passage du stade de développement à celui de la commercialisation. En parallèle, environ 10 % de ce montant ont été investis dans des start-up développant des produits innovants. Dans le même temps, 25 villes solaires (pour un coût de 5 milliards de dollars) ont été sélectionnées par le DOE pour recevoir une assistance technique en vue de développer des marchés locaux, ainsi que des projets d'interconnexion avec le réseau (pour 24 millions de dollars). Globalement, la combinaison d'aides fédérales et d'initiatives locales a permis l'installation de 330 MW photovoltaïques (dont 270 MW connectés au réseau).



12 - James Brown, Chris Hendry, *Public demonstration projects and field trials: Accelerating commercialisation of sustainable technology in solar photovoltaics*, Energy Policy 37, p. 2560 (2009).

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Le Japon

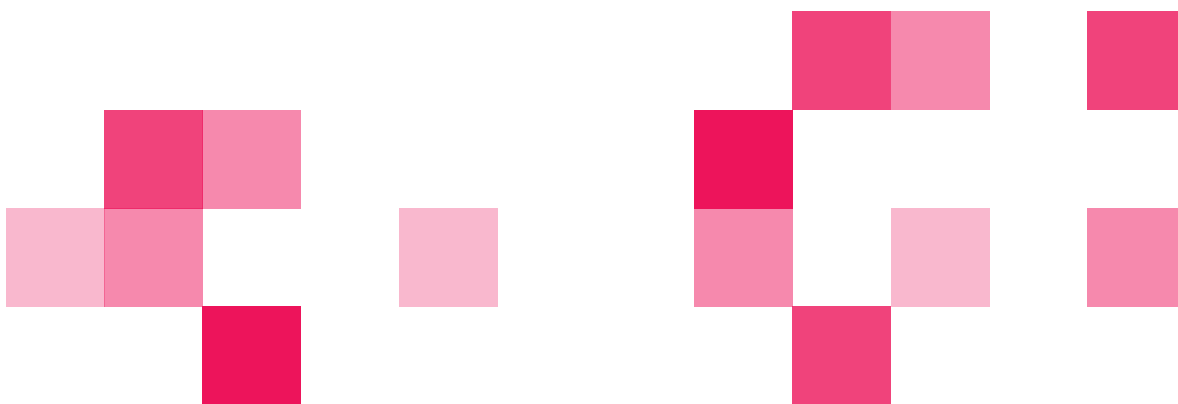
Le Japon a été le premier pays à développer fortement l'usage du photovoltaïque. A partir des années 1980, le NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organisation), l'agence japonaise de promotion de la R&D en technologies industrielles, énergétiques et environnementales, a soutenu 26 démonstrations (pour 3,4 MW), de façon à offrir aux fabricants une première série de marchés test, avec à la fois des sites isolés et des sites couplés au réseau. On citera, en particulier, les essais sur l'île de Rokko en 1986, avec 100 systèmes (2 kW) qui ont été couplés au réseau. Dans les années 1990, le programme « PV pour bâtiments publics » a permis d'installer 196 systèmes pour une puissance de 4,9 MW. Puis, deux programmes se sont succédé en 1994 et 1997 pour promouvoir l'intégré au bâti. Fin 2002, plus de 110 000 maisons équipées représentaient 420 MW sur les 637 installés au Japon.

En 2002, le fonctionnement du réseau en ilotage a été abordé de façon à mesurer à grande échelle la valeur que peut apporter la production décentralisée au fonctionnement du réseau. A partir de 2008, six projets ont été lancés pour valider les interactions avec le réseau électrique, l'impact des technologies de stockage de l'électricité, le fonctionnement avec découplage de parties de réseau alimentées par les modules photovoltaïques. Ces programmes se démarquent notamment des travaux menés aux Etats-Unis et en Allemagne. En couplant les approches tirées par la technologie, et le marché, le Japon a fait émerger le concept d'intégration au bâtiment. Cela a permis une réduction des coûts et la standardisation des approches par les fabricants. Par ailleurs, ces travaux ont montré l'intérêt du comptage net de la production et de la consommation d'électricité, et donc de l'évolution des réseaux de distribution pour accueillir de plus en plus de production décentralisée d'origine photovoltaïque.

L'Allemagne

L'Allemagne est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité photovoltaïque. Elle a combiné les investissements de R&D publics et les fonds du Programme cadre de recherche européen dès le début des années 1980, en se focalisant d'abord sur des applications non connectées au réseau. Ces programmes européens ont permis, sur la base de mesures spécifiques, de mettre en place des démonstrations régionales (en Allemagne, Autriche, Pays-Bas, Suisse).

En parallèle, des compagnies d'électricité et des municipalités installèrent 32 systèmes connectés au réseau (2,8 MW) pour comprendre la réalité économique, avec une taille comparable à celle des programmes menés aux Etats-Unis et au Japon. De 1991 à 1995, 2 100 systèmes (5,3 MW) ont été installés sous l'égide du programme « 1 000 Toits Solaires », et suivis par une équipe en charge de définir des standards de connexion au réseau. Les élections de 1998 ont permis de mettre en place, en 2000, un tarif d'achat très attractif, accompagné par le programme « 100 000 Toits Solaires » et l'équipement de toits solaires dans les écoles. Ces deux programmes ont donné la possibilité aux fabricants et aux installateurs de rentrer sur le marché en considérant toute la chaîne de valeur. Ces applications sont complétées par le financement des deux filières de fabrication des cellules (silicium cristallin et couches minces, cf. Annexe 1) et la création d'une plate-forme pour tester les concepts en fabrication, à l'université de Constance. L'Allemagne prévoit une évolution périodique des tarifs, tout en valorisant de plus en plus l'autoconsommation.



L'Espagne

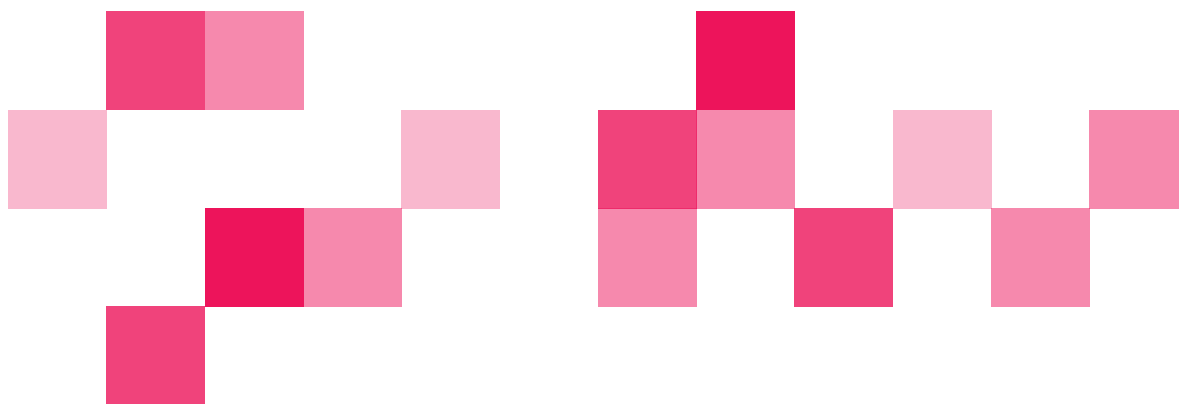
L'Espagne, comme l'Allemagne, a combiné les investissements de R&D publics et les fonds du Programme cadre de recherche européen dès le début des années 1980, pour créer ex nihilo une industrie photovoltaïque capable de répondre aux besoins européens. Les recherches ont démarré en 1975 avec l'Institut pour la recherche solaire (IES). Elles ont donné naissance à une start-up (Isofóton) qui commercialisait, dès 1982, la première cellule photovoltaïque espagnole. C'est ensuite dans le cadre des projets européens Thermie (de 1995 à 2000) que le pays a construit des projets de démonstration crédibles et a préparé les premières connexions d'installations de grandes dimensions au réseau électrique (par exemple le champ solaire photovoltaïque de Monte Alto en Navarre). Par ailleurs, des fermes solaires ont été créées (avec environ 1 000 propriétaires pour une installation de 10 MW), profitant du fait que la plupart des espagnols vivent en appartement. Une douzaine de fermes solaires étaient déjà en opération en 2007. Cela a permis à la fois de tester le comportement du réseau, mais aussi de faire d'une région (la Navarre) un centre de tests de technologies photovoltaïques à l'échelle industrielle. Enfin, les financements européens ont couvert une partie des coûts de démonstration pour le déploiement de systèmes en environnement urbain (cas du projet Mediterraneo qui a permis de tester sur 13 sites environ 500 kW de modules connectés au réseau). Le succès du tarif d'achat introduit en 2004 a duré jusqu'à fin 2008, date à laquelle le régulateur espagnol a changé les règles du jeu face à une spéculation effrénée des propriétaires de terrain¹³, mais aussi à des incidents sur le réseau de distribution.

Ceci n'empêche pas l'Espagne de continuer à financer à l'échelle régionale des démonstrations de technologies nouvelles (par exemple des modules fonctionnant sous faible tension pour des bâtiments avec accès public à Séville).

L'Australie

L'Australie a couplé, depuis le début des années 2000, deux approches. La première concerne le déploiement de solutions photovoltaïques au sein de villes solaires, un programme prévu jusqu'en 2013. Principal projet, de 42 millions de dollars, la Cité Solaire au centre de l'Australie est destinée à tester des solutions système combinant génération d'électricité distribuée et économies d'énergie : 2 500 utilisateurs seront impliqués dans le choix de services à valeur ajoutée incluant la gestion de la demande. Par ailleurs, un site de démonstration a été bâti à Alice Springs, en plein désert au centre de l'Australie, pour évaluer l'intérêt du solaire photovoltaïque dans de telles régions et mesurer la fiabilité de matériels en utilisation réelle dans le désert.

La seconde approche consiste à soutenir des unités de fabrication pilotes. La société Origin Energy a ainsi bénéficié d'aides publiques pour le lancement commercial de sa technologie « Sliver ». Quant à l'université de Nouvelle-Galles du Sud, qui a investi 20 millions de dollars australiens dans une plate-forme pour développer des processus de fabrication (industrialisation et démonstration), elle a reçu 5 millions de subventions.



¹³ - Le cas de l'Espagne est amplement décrit dans le rapport de M. le député Serge Poignant (juillet 2009).

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Le Canada

A l'instar de tous les pays disposant d'équipes de recherche en matière de technologie photovoltaïque, le Canada a structuré une panoplie d'approches qui intègrent les démonstrations et le support à l'implémentation à grande échelle de ces technologies, avec un souci majeur : éviter d'importer trop de technologies.

En amont de la filière, Timminco, producteur de métaux à base de silicium, s'est positionné sur la fabrication de silicium de qualité solaire (1 214 tonnes produites en 2008) avec un objectif : une augmentation de sa capacité pour arriver à 7 000 tonnes/an, objectif qui vient d'être revu à la baisse. En aval, Xantrex, désormais filiale de Schneider Electric, est un leader de la fabrication d'onduleurs.

Sur la période 1993-2008, l'Ontario, chef de file canadien en matière de production d'électricité d'origine éolienne et solaire, a permis avec des tarifs d'achat garantis et attractifs, d'accroître la puissance photovoltaïque installée de 20 % par an. Cela a permis d'attendre l'émergence de nouveaux fabricants canadiens, alors même que la technologie photovoltaïque est en concurrence avec des prix d'électricité hydroélectrique intrinsèquement très bas. Ce marché national, non subventionné (hors Ontario) bénéficie par ailleurs des spécificités du Canada (production in situ isolée : 37 % de la puissance photovoltaïque installée est non connectées au réseau à la fin 2009, 85% à la fin 2008)

Les démonstrations concernent :

- des maisons conçues de manière intégrée et à énergie positive : 12 projets de constructeurs vont être financés,
- un bâtiment commercial qui combine électricité photovoltaïque et chauffage solaire,
- le programme d'offre standard d'énergies renouvelables de la province de l'Ontario (Renewable Energy Standard Offer Program, RESOP), qui vise une production photovoltaïque de plus de 50 MW connectés au réseau
- l'intégration de la production décentralisée dans le réseau, avec des tests d'onduleurs d'une puissance unitaire de 10 MW en vue de comparer leur fonctionnement à ceux plus connus de générateurs synchrones ou à induction.

En outre, depuis fin 2009, pour que les équipements renouvelables soient éligibles au tarif d'achat garanti d'électricité, un minimum de dépenses (équipements et services) doit être fait auprès d'entreprises situées sur le sol ontarien (à hauteur de 60 % de valeur ajoutée pour le solaire pour tout projet supérieur à 10 kW à partir de 2011)¹⁴.

La Corée du Sud

Entre 2004 et 2009, le nombre de fabricants d'équipements solaires est passé de 5 à 23. Les ventes sont passées de 22 millions à 1,6 milliard d'euros¹⁵ (en incluant des acteurs tels que Samsung, Hyundai Heavy Industries ou LG). Prévoyant plus de 4 % d'électricité solaire en 2030, la Corée a lancé, sur la période 2010-2020, un programme de déploiement de très grande ampleur avec 1,5 million de « maisons vertes » équipées de modules solaires photovoltaïques. La politique de subvention de la différence entre le prix de marché et le coût de l'électricité solaire sera remplacée à partir de 2012 par des obligations de production d'électricité solaire.

Les leçons à tirer de ces démonstrations

A ce jour, **aucun concept technologique dominant n'émerge**, même sur l'intégration au bâti. Quant aux centrales au sol, elles nécessitent des gisements solaires et des surfaces disponibles qui les destinent en priorité à des zones spécifiques.

Par ailleurs, **la démonstration économique n'est pas clairement liée à la démonstration technique**. Cette dernière valide des options technologiques, alors qu'en général, la démonstration économique dépend de comparaisons avec d'autres démonstrations et du consensus des parties prenantes à l'échelle nationale. Réussie, elle devrait conduire directement à une introduction sur le marché, avec, au besoin des tests commerciaux complémentaires.

En outre, **les démonstrations réussies nécessitent une approche intégrée**, comme au Japon et en Allemagne, pays qui ont bénéficié de conditions favorables de connexion au réseau. A l'inverse, le retard des Etats-Unis (jusqu'en 2006 avant la Solar American Initiative) est essentiellement dû au manque d'engagement des compagnies d'électricité américaines et à la dérégulation. Des démonstrations correctement menées permettent d'accélérer le déploiement des concepts validés. L'Espagne a ainsi déployé dans un temps très court (une année) une production de plusieurs gigawatts, performance inatteignable avec les moyens centralisés classiques de production d'électricité.

Finalement, les démonstrations réussies sont celles qui se focalisent sur la validation d'une seule application commerciale, plutôt que celles qui cherchent à valider plusieurs options commerciales en parallèle.

¹⁴ - Ontario Power Authority *Feed in Tariff program review*, version 1.1, 30 septembre 2009.

¹⁵ - La Tribune, 17 mai 2010, p. 22.

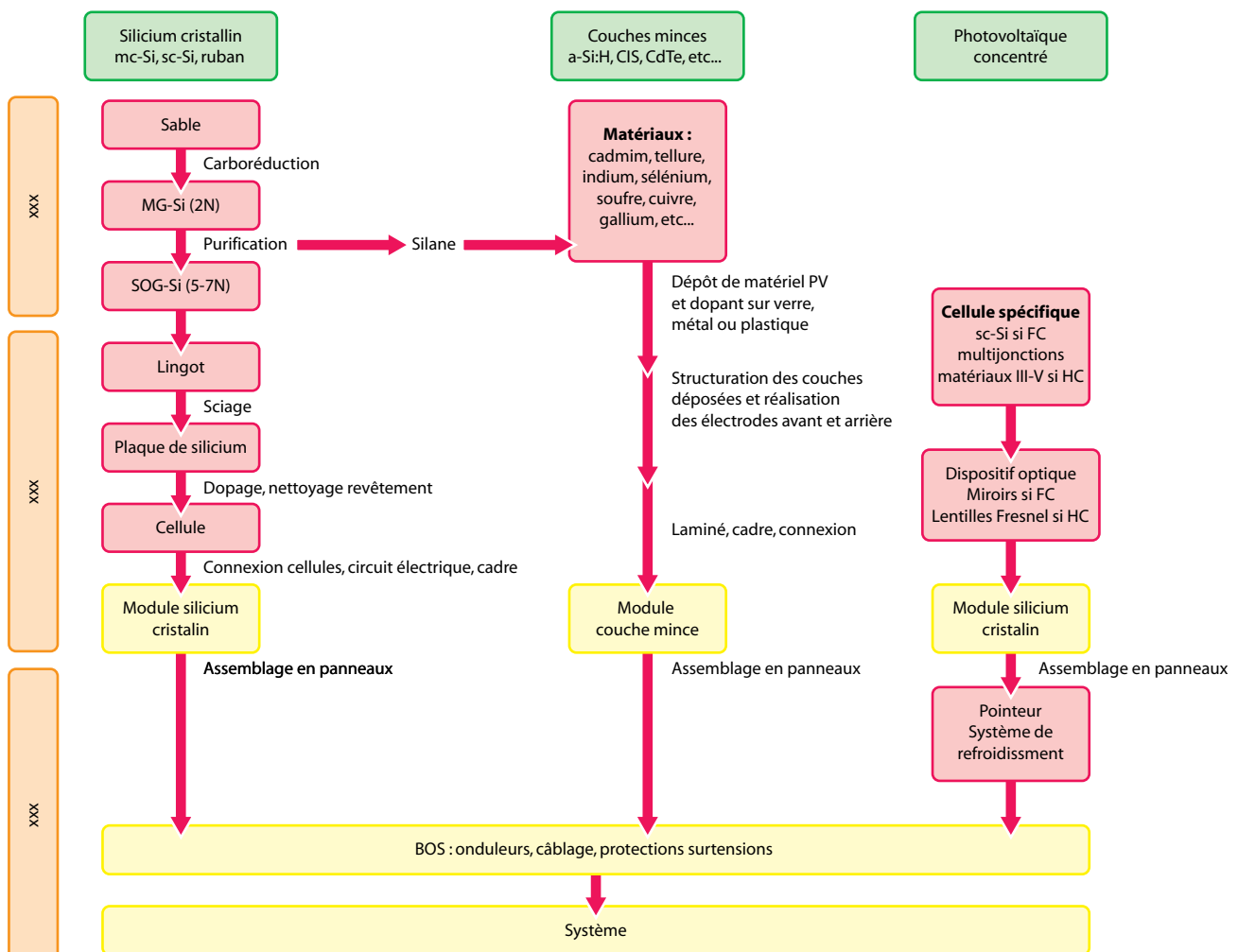
> 4. La chaîne de valeur

A ce jour, **deux filières**, décrites dans le schéma ci-dessous, **sont en compétition** : la **filière silicium cristallin** (84 % du marché) et la **filière couches minces**.

Les **cellules en silicium cristallin**, élément principal de la plupart des modules photovoltaïques, sont fabriquées à partir de fines tranches de silicium, sous forme de plaquettes (wafers en anglais). Le silicium est obtenu à partir d'un seul cristal ou de plusieurs cristaux : on parle de **cellules monocristallines** ou **multicristallines**. Le rendement de conversion des modules commerciaux correspondants est respectivement de 16 à 19 % et de 13 à 15 % (encadré Rendement de conversion).

Les **cellules en couche mince** sont fabriquées en déposant une ou plusieurs couches extrêmement fines, de moins de quelques microns (millionièmes de mètres, μm), de matériaux semi-conducteurs sur un support à bas coût tels le verre, l'acier inoxydable ou le plastique. Elles ont l'avantage d'un coût de fabrication plus bas, mais ont un rendement inférieur, entre 5 et 12 %. **Trois types de modules en couches minces** sont actuellement disponibles dans le commerce : à partir de silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H), de composés polycristallins de diséléniure de cuivre-indium/sulfure de cadmium (CIS/CdS et CIGS avec du gallium en plus), de composés polycristallins de tellure de cadmium/sulfure de cadmium (CdTe/CdS).

Un **troisième type de modules, les modules à concentration**, fonctionnent en focalisant la lumière sur une petite surface au moyen d'un concentrateur optique tel qu'une lentille de Fresnel. Leur rendement est élevé (20 à 30 %). On utilise principalement des technologies de couches minces à base de matériaux tels que l'arséniure de gallium. Les technologies disponibles sont détaillées dans l'Annexe 1.



Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Maturité des technologies

Les 10 premiers acteurs mondiaux ont augmenté leur capacité de fabrication de manière continue depuis 2006, date d'entrée sur le marché des acteurs chinois. Le tableau ci-dessous donne les 10 premiers fabricants mondiaux de cellules photovoltaïques en 2010.

Peu d'industriels de la filière silicium cristallin maîtrisent toutes les étapes de la chaîne de valeur, alors que pour les couches minces (silicium amorphe, microcristallin, CIGS, CdTe), cellule et module sont réalisés sur la même ligne de fabrication.

Dans la **filiale cristalline**, on distingue :

- Les fabricants de silicium purifié (SoG-Si, Solar Grade Silicon), qui en général n'interviennent pas sur les autres segments du marché,
- Les fabricants de cellules et de modules. Certains se limitent à la fabrication de cellules comme Q-Cells, d'autres uniquement aux modules. De plus en plus d'industriels réalisent à la fois cellules et modules comme Sharp. De plus en plus de fournisseurs de systèmes, comme Conergy, en Allemagne, et Teneosol, en France, ont leurs propres unités de production de modules.

Les 10 premiers fabricants de cellules photovoltaïques (en MW). Source EurObserv'ER, baromètre photovoltaïque, 2010

Entreprises	Pays	Technologie des cellules*	Production		Capacité de production	
			2008	2009	2009	2010**
FirstSolar	USA	Couche mince (CdTe)	504	1 112,6	1 228	1 282
Suntech Power	Chine	Silicium cristallin (monocristallin, multi)/ Couche mince (a-Si, mc-Si)	495	704	1 100	1 400
Sharp	Japon	Silicium cristallin (monocristallin, multicristallin)/ Couche mince (a-Si, mc-Si)	473	595	710	1 000
Q-Cells***	Allemagne	Silicium cristallin (monocristallin, multicristallin)/ Couche mince (CIGS, CdTe)	581,6	586	840	1 335
Yingli Green Energy	Chine	Silicium cristallin (multicristallin)	281,5	525,3	600	1 000
JA Solar	Chine	Silicium cristallin (monocristallin, multicristallin)	300	520	800	1 100
Kyocera	Japon	Silicium cristallin (multicristallin)	290	400	650	n.a.
Trina Solar	Chine	Silicium cristallin (monocristallin, multicristallin)	210	399	600	900
SunPower	USA, Philippines	Silicium cristallin (monocristallin)	237	397	574	654
Gintech	Taïwan	Silicium cristallin (monocristallin, multicristallin)	180	368	660	810

*CdTe : tellure de cadmium - a-Si : silicium amorphe - mc-Si : silicium microcristallin

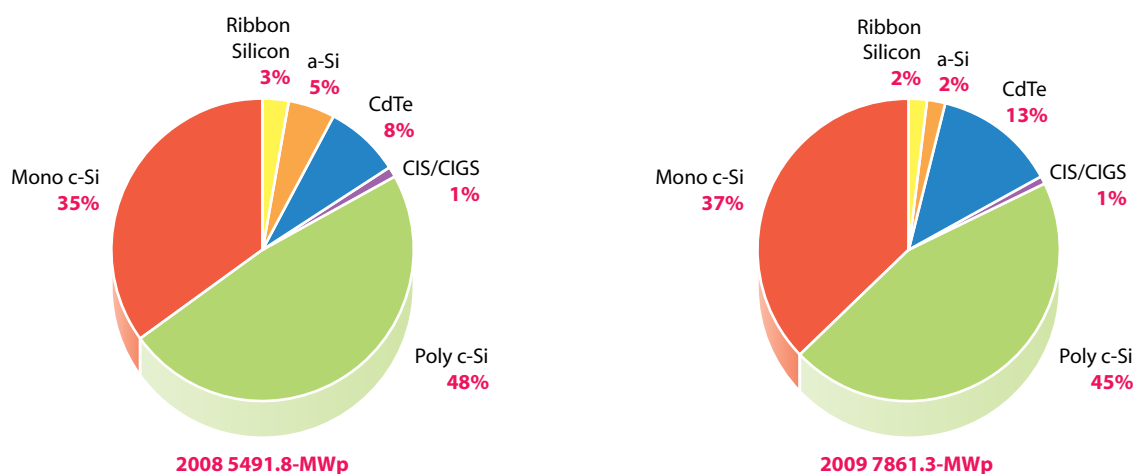
CIGS : cuivre indium galium sélénium, silicium monocristallin, silicium polycristallin

** Estimation. Les décimales sont séparées par une virgule.

*** Inclus sa filiale Calyxo GmbH et sa filiale commune Solibro GmbH.

Les deux filières de fabrication de cellules suivent **deux approches industrielles différentes**, celle du **silicium cristallin** est calée sur les techniques de fabrication **issues de la microélectronique**, celle des **couches minces** sur les procédés de fabrication mis au point **pour la réalisation des écrans plats**. La filière cristalline et la filière couche mince a-Si ont un retour d'expérience de plus de 20 ans, avec des répartitions de parts de marché en 2008 et 2009 décrites dans les figures ci-dessous. On remarquera l'avancée de la filière CdTe promue par First Solar (de 8 à 13 % des parts de marché).

Evolution des parts de marché par technologie de 2008 à 2009 (Navigant Consulting, April 2010)

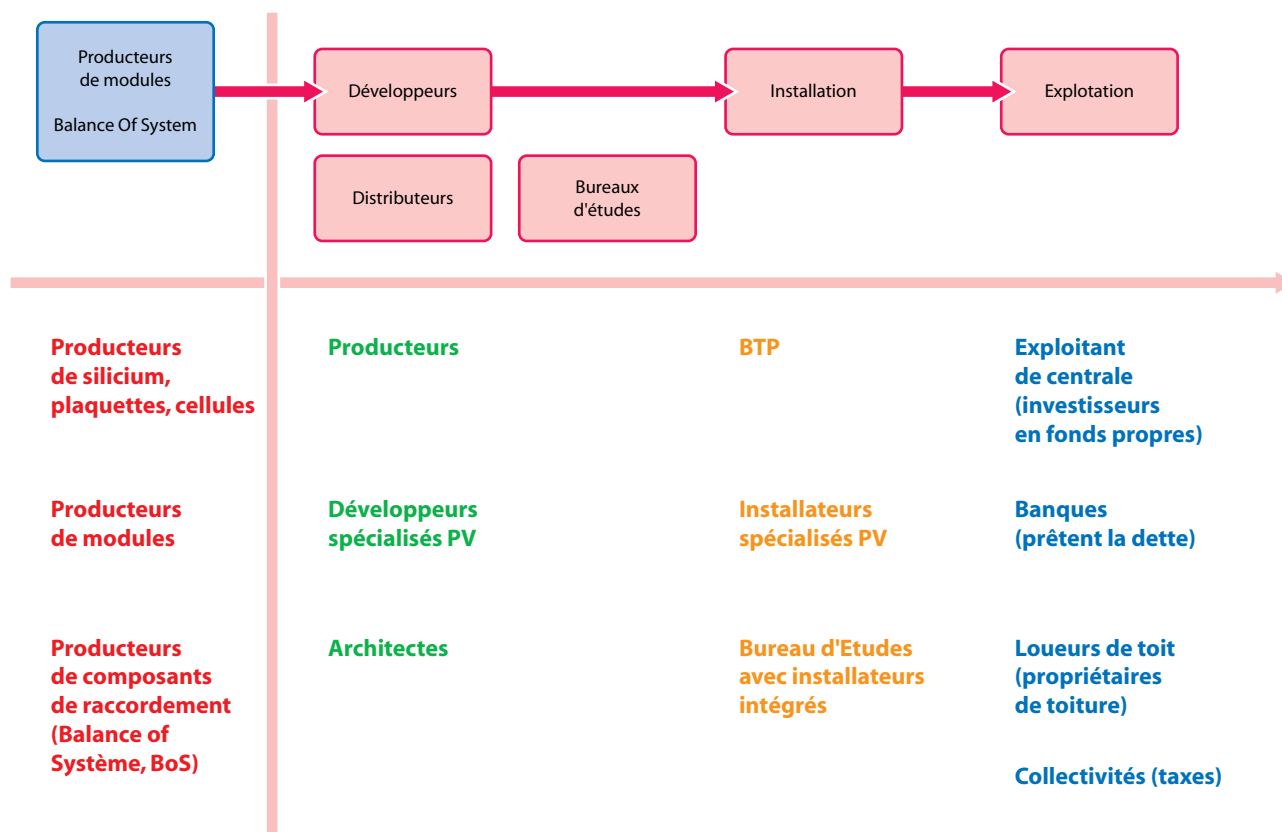


La répartition par pays de la puissance installée en 2009 montre que seuls quelques pays ont atteint un niveau de maturité significatif (Allemagne, Espagne, Japon, Etats-Unis). L'arrivée de la Chine, en 2006, a déstabilisé le marché dès 2009. Au cours des dix prochaines années, la Chine devrait continuer d'accroître ses parts de marché sur les technologies standard. Aux autres pays de s'adapter en développant des modules plus performants.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Les acteurs industriels en 2010 : un modèle économique instable

Le développement du solaire photovoltaïque fait à ce jour intervenir de nombreux acteurs, représentés ci-dessous, dans un modèle économique non stabilisé et déterminé uniquement par l'existence des tarifs d'achat garantis de l'électricité.



Matières premières

En ce qui concerne la **filière silicium**, la production de SoG-Si était répartie, il y a encore trois ans, entre 7 acteurs majeurs : Hemlock (Etats-Unis), Wacker Polysilicon (Allemagne), REC (Norvège), Tokuyama (Japon), MEMC (Etats-Unis), Mitsubishi Polysilicon et Sumitomo (Japon). Ces fabricants utilisent tous la technologie Siemens (qui représente plus de 90 % de la production). L'arrivée massive sur le marché de producteurs chinois a commencé à changer la donne dès 2008.

Pour les **filières couches minces**, les fabricants s'approvisionnent chez des industriels spécialisés. Le principal problème est la pénurie possible de certains matériaux rares, comme l'indium ou le tellure.

D'autres **industriels de la chimie** font aussi partie de la chaîne de valeur qui approvisionne les fabricants en gaz et autres produits, nécessaires pour effectuer les dépôts.

Cellules et modules

Les deux technologies (silicium cristallin et couches minces) ont atteint un niveau de maturité industrielle et commerciale qui encourage les producteurs d'électricité à prendre des engagements sur vingt ans et plus auprès des fabricants de cellules et de modules. Plusieurs fabricants de cellules parmi les 10 premiers mondiaux n'existaient pas il y a quatre ans : ce sont principalement des fabricants chinois (Suntech Power, JA Solar, Yingli Green Energy, Trina Solar).

Les fluctuations de chiffres d'affaires dans le secteur sont extrêmement variables, à la hausse comme à la baisse (JA Solar, fabricant de cellules, a enregistré une croissance de plus de 100 % sur la période 2007-2008 alors que son concurrent Q-Cells enregistre une perte de 1,9 milliard de dollars sur l'exercice 2009). La chute brutale des prix de vente observée ces deux dernières années oblige les fabricants à avoir une stratégie commerciale très agressive sur les débouchés. Les **marchés** des cellules et des modules devraient être **fortement cycliques**, avec des régimes de prix fluctuants. C'est pourquoi de nombreux **fabricants français** (Tenesol, Fonroche, Sillia, Auversun, Solairedirect, Solarezo, Saint-Gobain Solar, etc...) se sont lancés dans la fabrication de **modules** et non de cellules, permettant ainsi à la France d'atteindre une capacité de production en modules en cohérence avec son marché national. Ces sociétés, sont souvent intégrées en aval pour une meilleure assurance de qualité (l'encapsulation des cellules conditionne en grande partie la fiabilité des modules) et une diminution des coûts de logistique (il est plus difficile de transporter un module que des cellules). Cela explique pourquoi les **gros producteurs d'électricité tendent à intégrer les fabricants de cellules et/ou de modules** dans leur stratégie de développement : ils sécurisent ainsi leur coût d'approvisionnement en cellules.

L'exemple Fonroche

Détenue à 74 % par Fonroche Energie et à 26 % par Pevafersa, Fonroche, numéro trois français du photovoltaïque, assure la fabrication des modules photovoltaïques, la pose, et parfois l'exploitation des centrales solaires. La première unité de fabrication lancée en 2009 a nécessité un investissement de 9,7 millions d'euros pour produire dans un premier temps 100 000 modules photovoltaïques, avec 80 salariés. Une deuxième ligne de production lancée mi-2010 permet la fabrication de 100 000 modules supplémentaires portant la capacité de 25 à 70 MW. L'équipe R&D, d'environ 20 personnes, développe, en partenariat avec ses clients, des solutions photovoltaïques en se focalisant sur l'intégration des modules au bâti. En juin 2010, Eurazeo, un investisseur, a apporté à Fonroche 50 millions d'euros en fonds propres pour poursuivre son développement. La société devrait, dès fin 2010, devenir le **premier assembleur français de modules solaires photovoltaïques** avec une capacité de l'ordre de 90 MW par an.

Par ailleurs, les **industriels du secteur du bâtiment** se mobilisent pour intégrer des composants de construction à contenu photovoltaïque, afin de réduire les coûts de fabrication et d'installation. Cela nécessite des investissements lourds, à la portée des seuls grands groupes industriels.

Enfin, il faut mentionner l'interdépendance entre les fabricants de cellules et de modules et les industriels de biens d'équipement qui réalisent les **machines de fabrication** (essentiellement américains, coréens, japonais, allemands et suisses). Les acteurs principaux des équipements de fabrication suivent les règles imposées par les filières microélectronique et écrans plats, pour lesquelles il est nécessaire de travailler au plus près des lignes de fabrication avec une difficulté majeure : valider les lois d'échelle entre des travaux d'amélioration de procédés réalisés sur quelques centimètres carrés de couches photosensibles, sur la cellule de 6 pouces ou encore sur le module de plusieurs mètres carrés.

Matériels électriques

Déjà fortement structuré, ce marché reste concurrentiel au niveau mondial, avec une amélioration progressive des produits proposés (onduleurs, disjoncteurs, systèmes de sécurité incendie, etc...). Les acteurs se concentrent sur les **grands projets** plus que sur la baisse des prix des installations individuelles, avec un problème de durée de vie des produits : un onduleur standard dure au plus quinze ans alors que les modules durent de vingt à trente ans. Certains s'orientent vers un service qui combine la vente d'un onduleur et son remplacement pendant la durée de vie des modules.

Fabricants de systèmes intégrés

Les **grands constructeurs** essaient de développer des dispositifs photovoltaïques intégrés, comme composants de construction dans le bâtiment : les toitures photovoltaïques de demain, mais aussi des façades ayant des propriétés photovoltaïques. C'est un **métier nouveau**.

Ces développements innovants seront fortement contraints par le poids des systèmes, la facilité de maintenance, et la durée de vie qui doit être cohérente avec celle des bâtiments. Ils nécessitent une coopération plus poussée entre architectes et ingénieurs lors des phases de conception et une coordination entre corps de métiers (électriciens, couvreurs, façadiers) pour assurer une bonne installation des composants, en accord avec les objectifs de performances futures.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Propriétaires d'installations

Les propriétaires d'installations photovoltaïques peuvent être **investisseurs** et porter le risque, ou seulement **fournisseurs de terrains ou de toitures**, en contrepartie d'un loyer. Aujourd'hui les propriétaires de grandes toitures ou de terrains dans les régions les plus ensoleillées de France organisent de véritables appels d'offres afin de louer leurs surfaces au plus offrant, ce qui provoque une vague de spéculation foncière. La baisse annoncée du tarif devrait faire progressivement disparaître cette tendance.

Développeurs de projets

Les développeurs de projets photovoltaïques peuvent être des **bureaux d'études, des investisseurs et des prescripteurs de technologies**. Ils jouent aujourd'hui un rôle essentiel dans la définition et l'exploitation du **modèle économique**. Ce modèle est fondé sur la rareté des surfaces disponibles et sur un coût élevé de montage des projets. Il consiste à exploiter le plus intensivement possible chaque surface, donc à favoriser les modules à plus fort rendement, parfois au détriment de la rentabilité des projets. Cela conduit aussi à construire des sites dont la taille est de plus en plus importante (centrales de plusieurs hectares, voire dizaines d'hectares), reproduisant le modèle économique de la production traditionnelle d'électricité.

Bureaux d'études

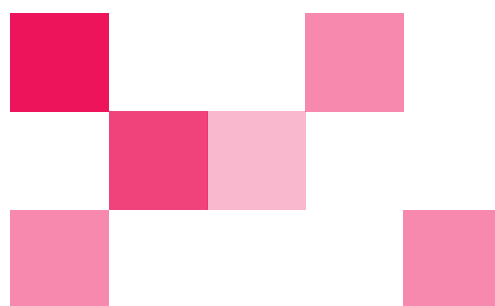
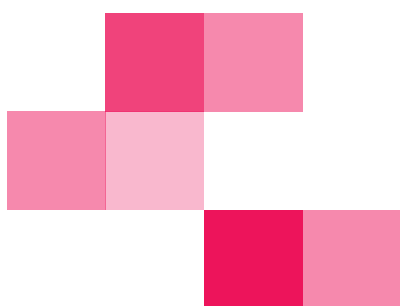
Cette profession est aujourd'hui en **développement rapide**. Les bureaux d'études travaillent avec les développeurs de projet ou y sont intégrés, comme chez EDF EN. Ils laissent la responsabilité de la performance au propriétaire investisseur, qui porte la part la plus importante de la rentabilité du projet et donc des risques associés. Leur valeur ajoutée dépend essentiellement de la taille des projets montés : ils ont donc intérêt à installer des modules à forte densité énergétique pour justifier leur prestation, dont le coût pour le projet est en général fixe.

Installateurs : couvreurs et électriciens

Leur activité se cantonne à ce jour aux tâches de **montage des modules solaires photovoltaïques** sur les bâtiments et de **mise en route de l'installation** : la plupart n'ont pas encore acquis la compétence pour prescrire les solutions techniques les plus adaptées, monter les projets et gérer les procédures associées au tarif d'achat (contrat EDF, raccordement avec ERDF (Electricité réseau distribution France, filiale d'EDF, gestionnaire du réseau de distribution), les interactions avec les architectes des bâtiments de France, etc...). Cette profession est susceptible d'évoluer vers un rôle de **prescripteur auprès des clients individuels**, à condition de remplir les critères de qualité qui sont désormais contrôlés par un organisme indépendant (Consuel, voir note 11).

Assureurs et banquiers

Les **assureurs** commencent à intervenir pour **garantir les déficits de production** à l'instar de Marsch et de Munich Re (réassureur), qui ont lancé fin 2009 un produit d'assurance sur 25 ans destiné aux producteurs de modules solaires photovoltaïques asiatiques. Le taïwanais NexPower a été le premier à en profiter. Cela suppose cependant une certaine expérience, difficile à maîtriser dans un secteur où les technologies évoluent encore très rapidement. A terme, les assureurs seront **prescripteurs de filières**. Quant aux **banquiers**, qui prêtent jusqu'à 80 % du coût de l'investissement, ils sont peu enclins à privilégier les solutions innovantes, dont la durée de vie est incertaine. Cela entraîne un certain **conservatisme**. Les banquiers possèdent un véritable droit de veto sur les technologies utilisées.



Vers une nouvelle chaîne de valeur

Une fois les tarifs d'achat garantis abandonnés, le modèle commercial du composant photovoltaïque changera de nature : un propriétaire de toiture ou de centrale au sol déterminera s'il vaut mieux pour lui acheter de l'énergie électrique ou installer des modules photovoltaïques sur une surface (toiture ou autre) pour assurer au moins sa propre consommation. La **valeur de l'énergie électrique** diffère selon le propriétaire de la surface :

- pour un **industriel** gros consommateur d'électricité, la valeur de l'électricité est au prix du marché (entre 5 et 8 c€/kWh actuellement quand elle est achetée en gros, sans doute plus à l'avenir) : l'industriel souhaite une sécurité d'approvisionnement à un coût acceptable,
- pour un **particulier**, la valeur de l'électricité est aux alentours de 13 c€/kWh en France, là aussi avec des perspectives d'augmentation : le particulier pourra changer de fournisseur et connaître en temps réel le prix de marché de l'électricité. Il pourra aussi participer à des programmes d'effacement rémunéré (encadré L'effacement de la consommation),
- pour un **producteur d'électricité photovoltaïque**, il s'agit de tirer parti de toute la valeur de l'installation photovoltaïque au sein du système électrique.

Par ailleurs, encouragées par l'évolution à la hausse du prix de l'électricité, les pratiques constructives vont profondément changer. Les différents **éléments de la construction seront de plus en plus intégrés**, chacun participant à un titre ou à un autre à **diverses fonctions** : chauffage, production d'électricité, éclairage, stockage d'énergie, ventilation. Dans ce contexte, les technologies photovoltaïques peuvent apporter d'autres valeurs, comme :

- l'éclairage grâce à la semi-transparence,
- le chauffage de l'air ou de l'eau, grâce à la chaleur générée par les modules (partie du spectre solaire non transformée en électricité),
- la production locale d'électricité et la consommation, coordonnées pour répondre aux usages de rafraîchissement l'été, par exemple.

Ainsi, l'intégration poussée des modules photovoltaïques permettra d'accroître leur valeur et donc de renforcer leur rentabilité sans attendre la parité réseau, qui nécessite encore une baisse significative du coût de possession des systèmes photovoltaïques.

Positionnement des acteurs français

La France, qui dispose d'un bon gisement solaire (en moyenne 1,3 MWh par m² et par an¹⁶), a choisi une politique de développement de l'électricité photovoltaïque originale par rapport aux pays les plus avancés (Allemagne et Espagne) : elle **considère le module photovoltaïque avant tout comme un matériau de construction qui produit de l'électricité**.

Le choix de développement fait pour le marché français permettra à terme de :

- soustraire aux coûts d'investissement des modules photovoltaïques le coût du composant de construction qu'ils remplacent, une façon d'augmenter la rentabilité de l'investissement tout en diminuant son impact environnemental. Tous les acteurs du secteur de la construction se préparent à rentrer sur ce segment d'offres,
- positionner les industriels et artisans français du photovoltaïque sur un secteur à forte valeur ajoutée. Toute la profession est d'ores et déjà mobilisée,
- banaliser l'offre photovoltaïque dans le secteur du bâtiment afin de pouvoir répondre à la logique des bâtiments à très hautes performances énergétiques et d'être en mesure d'atteindre, en 2050, le Facteur 4 (objectif fixé par la France de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport à leur niveau de 1990). Ce point est également crucial pour les bâtiments à énergie positive, qui produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment, puisqu'ils sont conditionnés par l'intégration de modules photovoltaïques dans leur enveloppe,
- favoriser l'intégration architecturale et éviter à terme le refus connu par l'éolien. De nombreux cabinets d'architectes sont déjà à l'origine de réalisations,
- favoriser la prise de décision individuelle d'un investissement éco responsable,
- éviter les coûts de distribution et les pertes en ligne en consommant l'électricité localement, ce qui amène tous les acteurs du marché électrique à être impliqués dans cette filière.

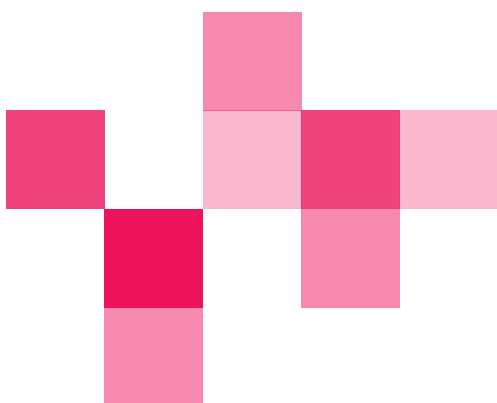
Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

En France, l'électricité photovoltaïque est aujourd'hui rachetée aux producteurs à un tarif garanti pendant vingt ans, tarif qui inclut une prime si les modules sont intégrés aux bâtiments¹⁷ (voir paragraphe p.43 sur les incitations fiscales) Les tarifs actuels sont particulièrement élevés par rapport au prix de détail de l'électricité. Il reste de **nombreux obstacles à franchir** pour permettre une **diffusion massive des solutions photovoltaïques dans le résidentiel** : circuits commerciaux plus efficaces, produits mieux adaptés au bâti et plus performants, standardisation accrue, filière d'installation professionnalisée, circuits administratifs plus efficaces.

Le développement de la production décentralisée dans l'intégré bâti nécessite donc **une approche système** tant **au niveau du bâtiment** (ou du bâtiment à énergie positive) qu'**au niveau du réseau**, où le distributeur devra gérer désormais des poches de réseau avec des flux montants et descendants.

Sur le plan technologique, les **deux principales filières** sont **soutenues par les pouvoirs publics** :

- **silicium haut rendement** pour atteindre 22 % de rendement. Cette initiative est soutenue par PV Alliance, association entre le CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives), Photowatt Technologies (fabricant de technologies photovoltaïques) et EDF ENR (EDF Energies nouvelles réparties, filiale d'EDF et EDF Energies nouvelles, qui commercialise des offres solaires photovoltaïques),
- **couches minces** (projets de **Nexcis**, fabricant de modules, pour le CIS, et de **Solsia**, fabricant de panneaux, pour le silicium).



D'autres projets de biens d'équipement, portés par des PME, sont soutenus par la **filière silicium** : **Emix**, fabricant de lingots de silicium en creuset froid, **Solarforce**, fabricant de rubans de silicium (cf Annexe 1), ainsi qu'**Apollon Solar**, spécialiste du photovoltaïque, qui développe un procédé innovant d'assemblage de modules avec comme modèle commercial la vente de licences du procédé. On mentionnera aussi le projet **Photosil**, un procédé de purification du silicium porté par PV Alliance et soutenu par OSEO, initiative qui fait partie du projet **Solar Nano Crystal** [un projet de R&D impliquant 7 industriels, dont Ferropem (un des leaders mondiaux de la fourniture de silicium métallurgique brut et purifié par ségrégation), qui doit déboucher sur la construction de plusieurs usines de production de cellules solaires à haut rendement (à base de silicium métallurgique purifié) et à très haut rendement (à base d'hétérojonction)]. On peut aussi signaler le rôle d'acteurs français sur des équipements de fabrication dans les deux filières technologiques [par exemple **Semco** (équipements industriels pour les lignes de production photovoltaïques), **AET** (matériels photovoltaïques), **ECM** (fours industriels), **Carbone Lorraine** (composants en matériaux réfractaires équipant les fours de traitements thermiques) ou **Vesuvius** (producteur de creusets en céramique)].

On rappellera enfin l'implication de groupes industriels français de taille mondiale dans l'installation de centrales au sol (EDF EN et GDF Suez¹⁸) et dans la fabrication de cellules :

- **EDF EN**, qui investit dans l'ensemble des filières en France et aux Etats-Unis et développe une usine de fabrication de modules CdTe en collaboration avec First Solar dans le Sud-Ouest,
- **Saint-Gobain**, avec une ligne de production de couches minces CIS de 60 MW en Allemagne (Avancis),
- **GDF Suez et Total** avec leur filiale commune de production de cellules solaires, **Photovoltec**, dans le cadre d'un partenariat avec l'Imec (Institut de recherche belge en nanoélectronique et nanotechnologies) sur les cellules solaires au silicium cristallin,
- **Air Liquide**, fournisseur de matériaux critiques pour tous les acteurs mondiaux du secteur,
- **Arkema**, fournisseur de polymères pour l'encapsulation des cellules en modules.

Le dynamisme croissant de ce secteur a amené plusieurs sociétés françaises à être très actives au sein de l'association européenne de l'industrie photovoltaïque (**EPIA** pour European Photovoltaic Industrial Association) qui réunit plus de 200 sociétés : Arkema France, Ecotemis, Photowatt Technologies, Saft, Saint-Gobain Glass, Solairedirect, Teneosol, Total en tant que membres ainsi que APESI, Apollon Solar, CEA Ines, Dexia Crédit Local, EDF, GDF Suez, Enerplan et le Syndicat des énergies renouvelables.

17 - Arrêtés du 12 janvier et du 16 mars 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil, telles que visées au 3e paragraphe de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

18 - Qui a annoncé un projet en France de centrale au sol de 145 000 modules pour 33 MW, produisant 43,5 millions de kWh/an.

> 5. Vision 2050

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a rendu public en mai 2010¹⁹ sa vision de la **contribution** du solaire photovoltaïque à l'**horizon 2050** : au moins 4 500 térawattheures, soit 13 % de la demande mondiale estimée à l'époque.

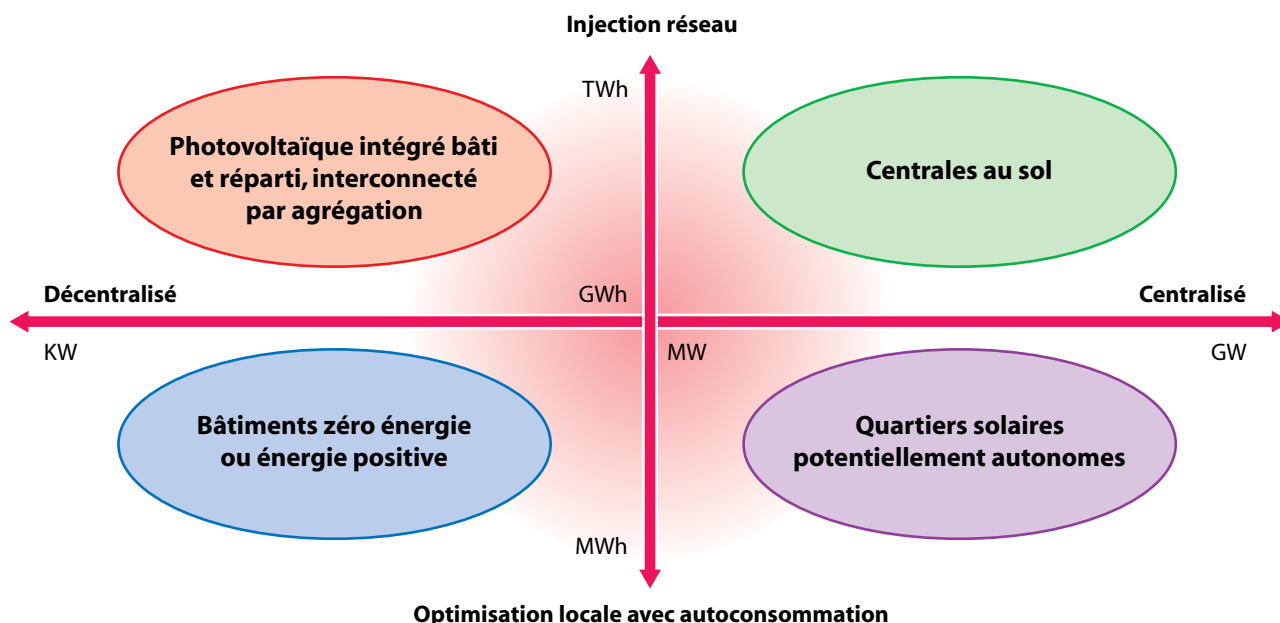
A l'**échelle européenne**, la Solar Europe Industrial Initiative (SEII), officiellement lancée en juin 2010, a proposé au plan de la Commission européenne pour le développement de technologies à faible intensité carbonique (plan SET²⁰) une feuille de route à 2050 où les solutions photovoltaïques sont la meilleure technologie pour fournir une électricité propre, durable et compétitive (12 % de la demande en 2020, jusqu'à 20 % en 2030 et 30 % en 2050).

La feuille de route de la **plate-forme technologique photovoltaïque**²¹, officialisée fin 2009 toujours dans le cadre du plan SET, évoque des lignes de recherche technologique pour la période 2010-2020. Les sujets couverts, en particulier par le Programme cadre de recherche et développement de la Commission européenne, sont : le silicium cristallin, le silicium en couches minces²², le CIS, le CIGS²³, les technologies émergentes et nouvelles [couche mince organique et inorganique, couche mince de matériau polycristallin, couches actives nouvelles (puits quantiques et quantum dots), effets plasmoniques], le photovoltaïque concentré.

Pour la **France**, les **objectifs** sont, pour 2020, ceux de l'Europe et du Grenelle de l'environnement, et, pour 2050, ceux du Facteur 4 (ambition pour l'instant nationale). Ils permettent de structurer :

- les visions de déploiement à 2020, puis à 2050, des technologies photovoltaïques,
- les besoins de démonstrations associés,
- les priorités de recherche sur ces technologies.

Le schéma ci-dessous résume les **combinaisons de marchés et technologies** qui guideront le déploiement des technologies photovoltaïques d'ici à 2050. Elles sont détaillées par la suite. Le potentiel que recèle chacune de ces combinaisons permet de proposer un scénario ambitieux pour répondre au Facteur 4 à l'horizon 2050 : au moins 15 GW²⁴ installés pour chacune de ces combinaisons, ambition qui nécessitera une adaptation progressive des producteurs d'énergie électrique et du réseau électrique sur quarante ans, afin de pouvoir intégrer la part d'énergie qui n'est pas autoconsommée sur le lieu de production (dans les bâtiments à énergie positive et les quartiers solaires autonomes) dans le bouquet de production française d'électricité.



19 - Conférence du plan solaire méditerranéen, 11 mai 2010, Valence, Espagne

20 - Plan SET : http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l27079_fr.htm

21 - www.eupvplatform.org

22 - Marché dominé par Uni-Solar (Etats-Unis), Kaneka (Japon), Mitsubishi (Japon).

23 - Marché dominé par Würth (Allemagne), Shell Solar (Camarillo, Etats-Unis) et Global Solar (Tucson, Etats-Unis).

24 - Valeur estimée sur la base des rendements de modules solaires photovoltaïques en 2009. Elle augmentera naturellement à surface installée constante du fait de l'amélioration des rendements.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

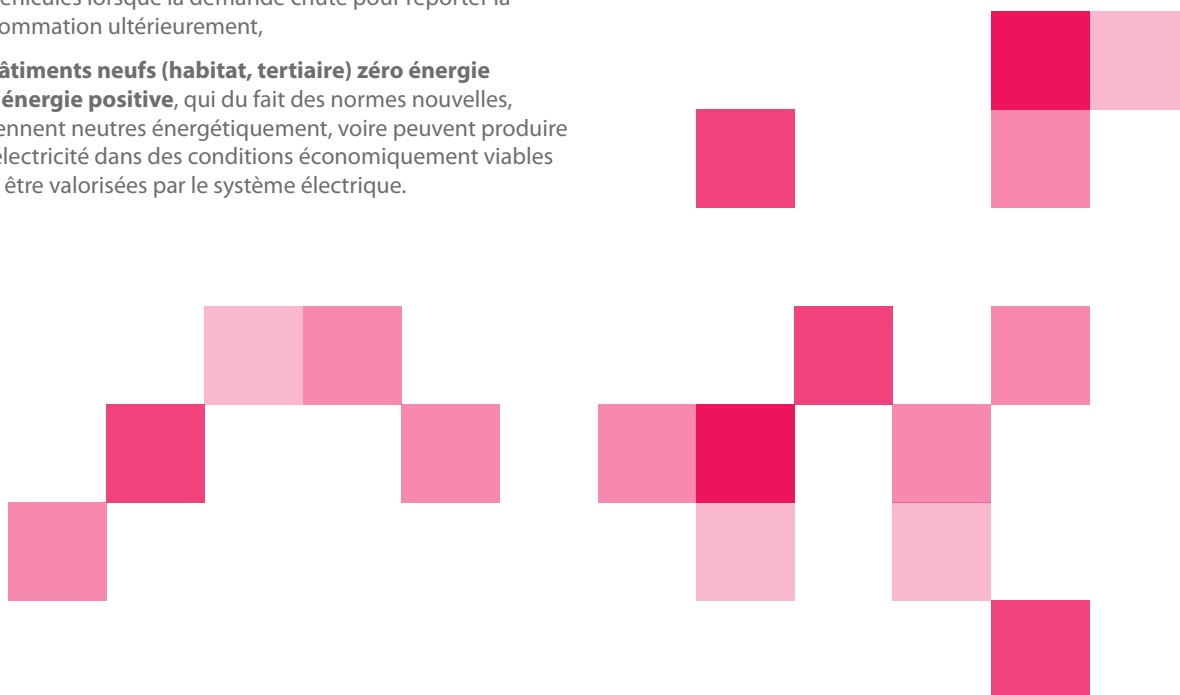
- les **centrales au sol** produisent de l'électricité vendue sur le marché électrique désormais européen, ou utilisée localement par des industriels soucieux de leur approvisionnement. On estime que le potentiel maximal réinjecté sur le réseau en France atteint environ 15 GW, une limite qui pourra être repoussée d'autant plus loin que le rendement moyen de conversion des modules (13-15 % en moyenne aujourd'hui en technologie silicium multicristallin) pourra dépasser 21 % dans quarante ans,
- les **quartiers solaires** combinent habitat, activités industrielles et/ou commerciales et transport électrifié, dont la **gestion énergétique** par les distributeurs d'électricité est devenue une donnée de base : ces îlots peuvent être effacés à la demande du transporteur d'électricité pour rester autonomes pendant plusieurs heures grâce à une gestion appropriée du distributeur (encadré Effacement de la consommation),
- des **sites décentralisés posés sur les toitures** des maisons individuelles, des bâtiments de bureaux ou des hangars de stockage (existants ou neufs), dont l'électricité produite est consommée sur place, réinjectée dans le réseau avec une valeur qui peut cumuler la vente de kWh, mais aussi l'achat et la vente de services au réseau (contrôle de tension, de fréquence ou autres), cela via des vendeurs d'électricité qui agrègent la production de ces milliers d'unités dispersées (encadré Agrégateurs : un nouveau métier). L'avènement probable des véhicules électriques dès 2020 permettra en outre d'intégrer le stockage d'énergie électrique dans ces véhicules lorsque la demande chute pour reporter la consommation ultérieurement,
- les **bâtiments neufs (habitat, tertiaire) zéro énergie ou à énergie positive**, qui du fait des normes nouvelles, deviennent neutres énergétiquement, voire peuvent produire de l'électricité dans des conditions économiquement viables pour être valorisées par le système électrique.

Une des clés, pour atteindre le Facteur 4 en 2050, est que les **bâtiments** soient **fortement impliqués**. Cependant, le faible rythme de renouvellement du parc immobilier et le nombre limité de constructions neuves impose de combiner deux lignes d'actions dans un équilibre encore incertain :

- la réhabilitation massive du parc de bâtiments existants,
- une politique de construction de bâtiments neufs très performants associée à une politique ambitieuse de déconstruction des bâtiments anciens (procédé de démolition pièce par pièce d'un bâtiment pour faciliter le recyclage des matériaux), puis de reconstruction de bâtiments neufs très performants.

La vision 2050 de bâtiments résidentiels et tertiaires à énergie positive et à bilan carbone minimum dépendra donc de :

- l'échelle à laquelle est appliqué le concept d'énergie positive : échelle du bâtiment, de l'îlot (groupements de bâtiments contigus ou non, constituant une unité de fonction ou d'identité d'un quartier sur le plan énergétique) ou du quartier,
- la répartition de l'effort entre le parc résidentiel et tertiaire existant et les bâtiments neufs.



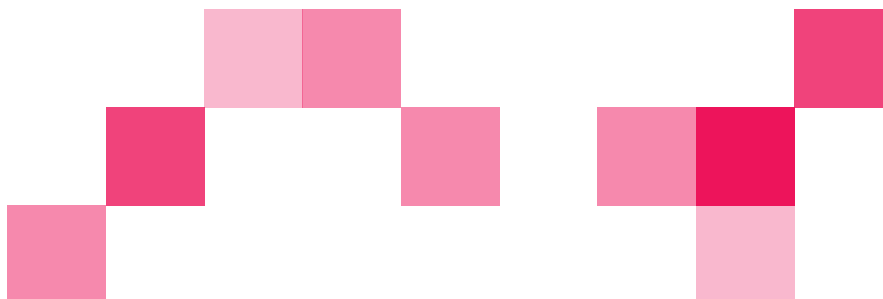
Le tableau ci-dessous résume les options de la feuille de route de l'ADEME « bâtiments et îlots à énergie positive et à bilan carbone minimum » à l'horizon 2050.

	Echelle du bâtiment	Echelle de l'îlot ou du quartier
Effort portant majoritairement sur les parcs résidentiel et tertiaire existants	Réhabilitation énergétique massive, mais bâtiment par bâtiment	Réhabilitation énergétique massive et optimisée à l'échelle de l'îlot ou du quartier
Effort portant majoritairement sur les bâtiments résidentiels et tertiaires neufs	Bâtiments neufs très performants, déconstruction voire réhabilitation massive du parc existant	Villes nouvelles, déconstruction et reconstruction massive du parc existant

La pénétration du photovoltaïque dans le bâtiment s'inscrira dans ces options avec des trajectoires de déploiement combinant un ou plusieurs **scénarios de développement industriel** :

1. l'installation de produits photovoltaïques importés,
2. l'installation de produits photovoltaïques importés avec utilisation de technologies d'interface réseau et de conversion électrique développées en France,
3. l'installation de produits photovoltaïques fabriqués en France pour réduire les coûts au maximum,
4. l'intégration de produits photovoltaïques, fabriqués ou non en France, grâce à des innovateurs français qui fournissent des produits complets, spécifiques aux normes françaises de construction en lien avec d'autres fonctions de l'enveloppe du bâtiment (tuiles, toitures souples), et qui assurent l'étanchéité, la barrière thermique, etc... Ces solutions devront aussi prendre en compte les critères sécurité système (incendies en particulier).

Parallèlement à ces déploiements en France, des fournisseurs français de composants ou de biens d'équipement pour la fabrication de cellules et de modules pourront bénéficier des efforts de déploiement d'autres pays en Europe (Allemagne, Espagne, Italie) ou dans le monde (Etats-Unis, Japon, Chine, Inde). Un développement industriel ciblant 10 ou 20 % de parts de marché mondial permettrait de garder une maîtrise technologique et un chiffre d'affaires significatif en France sur des étapes clés des procédés de fabrication (fours à diffusion, creusets, encapsulation, verre, gaz, etc...). Le corollaire de cette ambition est de disposer en France, ou en Europe, d'unités de production performantes.



Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Les centrales au sol

Lancées dès le début des années 2010 du fait des tarifs d'achat attractifs (2,3 à 2,5 €/W), de la baisse continue des coûts (de 3 €/W installé à moins de 1,5 €/W prévu au début des années 2020) et du bon gisement solaire de la France (850 à 1500 kWh/kW maximum), les centrales au sol devraient permettre d'atteindre la **parité réseau dès 2020** dans les régions les plus ensoleillées.

Le potentiel français, estimé entre 12 et 15 GW, est saturé rapidement grâce aux efforts des producteurs classiques d'électricité. A l'horizon 2050, environ 20 % de cette puissance installée au début des années 2010 ont été remplacés et traités dans des unités de recyclage installées en France. L'augmentation du rendement des cellules permet d'accroître facilement la puissance installée sans augmenter les surfaces.

Les îlots solaires

Des systèmes incitatifs sur le bâtiment neuf résidentiel et tertiaire permettent de promouvoir les îlots énergétiques à l'échelle de quartiers ou de villes nouvelles. Trois lignes d'actions simultanées apparaissent dès le début des années 2020, dans un cadre législatif qui dépasse celui défini par le Grenelle de l'environnement. Elles concernent les bâtiments eux-mêmes, les équipements de production d'énergie et les technologies de stockage.

Ce sont les **modalités d'insertion énergétique des bâtiments neufs et/ou à réhabiliter dans le cadre bâti** (orientation, mobilisation des ressources locales, prise en compte des climats locaux, insertion dans un îlot existant) et dans le système énergétique en place (réseaux de chaleur, réseaux de transport et de distribution d'électricité) qui **piloteront les choix de production locale d'électricité**. La localisation (périurbaine, urbaine, rurale) et les caractéristiques de l'habitat (organisation de l'espace intérieur, disponibilité ou pas d'une place de parking, etc...) pour environ **6 millions de logements** construits entre aujourd'hui et 2050 auront un **impact sur** :

- le bilan énergétique des îlots/quartiers concernés par l'implantation de ces logements neufs avec différentes options technologiques (réseau de chaleur versus production décentralisée solaire photovoltaïque ou mutualisation versus individualisation de certains biens consommateurs d'énergie y compris les stations de recharge des véhicules électriques),
- les options pertinentes de réhabilitation énergétique des bâtiments existants situés à proximité de bâtiments neufs à énergie positive (possibilité de mutualisation énergétique entre les bâtiments, gestion de l'énergie entre bâtiments pour bénéficier du décalage entre les usages),
- la densité de l'habitat, entre autres la redensification des zones urbaines et périurbaines des grandes agglomérations,
- les modèles de développement économique pour financer la réhabilitation énergétique des bâtiments existants et la construction de bâtiments neufs à énergie positive.

Ces 6 millions de logements représentent un potentiel de 10 à 20 GW de modules photovoltaïques.

Enveloppe des bâtiments et technologies de gestion de l'énergie	L'effort sur l'enveloppe des bâtiments est associé à une stratégie d'optimisation énergétique à l'échelle d'un îlot, menée avec le distributeur d'électricité, et des dispositifs de gestion et de mutualisation de l'énergie entre les bâtiments (échelle du quartier voire de la ville nouvelle).
Equipements de production d'énergie	Les équipements de production d'énergie (réseaux de chaleur, géothermie basse température, solaire photovoltaïque et thermique) et la gestion des réseaux, notamment électriques, sont organisés à des fins de Maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et de Production décentralisée d'énergie (PDE), avec des systèmes réglementaires de facturation des coûts réseaux, qui valorisent au maximum l'apport de la PDE, dont le solaire photovoltaïque.
Technologies de stockage	Le stockage de grande capacité (thermique et électrique) se fait ou se gère à l'échelle d'un quartier, en utilisant en particulier le véhicule électrique comme moyen de stockage de la pointe diurne.

L'équipement des toitures existantes ou futures

Les coûts de production de l'électricité photovoltaïque sont aujourd'hui supérieurs aux tarifs de l'électricité centralisée, en incluant l'heure de la journée et les coûts de la péréquation (système qui garantit un prix unique pour le transport de l'électricité quelles que soient la distance d'acheminement parcourue). Ce différentiel de prix va s'inverser dans le futur, notamment dans les DROM-COM où le coût de production de l'électricité par combustion (groupe diesel, bagasse, etc...) est déjà du même ordre de grandeur que celui du photovoltaïque. Par ailleurs, l'augmentation du rendement de conversion des modules photovoltaïques et la réduction de leur coût de fabrication se traduisent, depuis 30 ans, par une réduction moyenne annuelle de 5 % du ratio €/W. Cela devrait permettre d'atteindre la parité réseau vers 2020 en métropole, en fonction de l'ensoleillement et de la qualité du site.

Le tableau ci-dessous segmente les sites d'implantation et les produits à concevoir ou déjà disponibles.

En présence de tarifs d'achat, le critère d'installation reste le rendement surfacique de façon à maximiser la production d'électricité et à minimiser le coût d'investissement (en particulier lié au coût de montage). Avec la disparition des tarifs d'achat, le critère principal sera le coût d'investissement au m² de toiture pour limiter le capital initial investi. D'autres critères interviennent pour les technologies disposées sur les toits existants, en rénovation ou neufs :

- la possibilité de poser des cellules sur substrats souples,
- la charge surfacique (kg/m²),
- l'esthétique, en particulier vis-à-vis des critères des architectes des bâtiments de France,
- la performance en fonction de l'orientation des modules (tous les bâtiments ne sont pas orientés favorablement),
- l'impact environnemental des technologies en toiture (par exemple, le recyclage de certains matériaux).

Offre	Cible	Maison individuelle	Bureaux pour activité tertiaire	Bâtiment accueillant du public	Bâtiment logistique > 15 kg/m ² *	Bâtiment logistique 5 à 10 kg/m ² *
	Tuile		✓			
Toiture de grande dimension			✓	✓	✓	✓
Couverture souple			✓	✓	✓	✓

* Limite de charge surfacique admissible en toiture.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Les bâtiments à énergie positive

Comme précisé plus haut, la vision 2050 de bâtiments résidentiels et tertiaires à énergie positive et à bilan carbone minimum peut prendre deux directions :

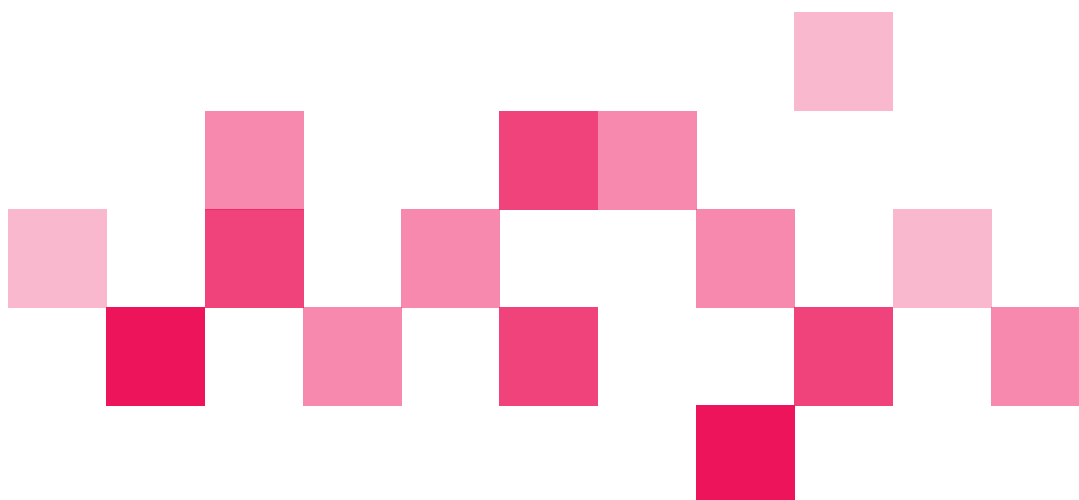
- la réhabilitation massive, bâtiment par bâtiment, du parc résidentiel et tertiaire existant,
- la construction de bâtiments neufs très performants et la déconstruction puis la réhabilitation massive du parc existant.

L'arbitrage entre ces deux options nécessitera la mise en œuvre d'une réglementation plus précoce et plus stricte sur l'énergie grise (somme de toutes les énergies nécessaires à la production, à la fabrication, à l'utilisation et enfin au recyclage des matériaux ou des produits industriels).

Il est par ailleurs prévu que l'énergie excédentaire produite par ces bâtiments résidentiels et tertiaires soit renvoyée sur des réseaux de distribution intelligents, qui la réorientent en fonction des besoins énergétiques des bâtiments faiblement réhabilités et/ou non reconstruits. Ces stratégies d'autoconsommation, mais aussi de revente et redistribution du surplus de production d'énergie sont au cœur du modèle d'affaires permettant de financer la construction et la vente de ces bâtiments neufs à énergie positive.

Ces bâtiments énergétiquement très performants (réservés à une population aisée) cohabitent avec des bâtiments moins performants et des bâtiments tertiaires (bureaux, écoles et commerces). Consommation et production d'énergie s'équilibrent globalement (quotidiennement et/ou annuellement) grâce à des dispositifs de stockage (électricité, chaleur et froid) à l'échelle du bâtiment, ce qui permet notamment de lisser les pointes de demande énergétique. Les réseaux de distribution d'énergie sont pilotés de façon à mettre en place une tarification dynamique qui permet de tirer pleinement profit des opportunités de marché et de valoriser au maximum énergie et puissance électrique.

Dans cette vision, la question énergétique est pensée à l'échelle du bâtiment, avec des possibilités de stockage de l'électricité qui contribuent à l'équilibre de l'offre et de la demande du réseau.



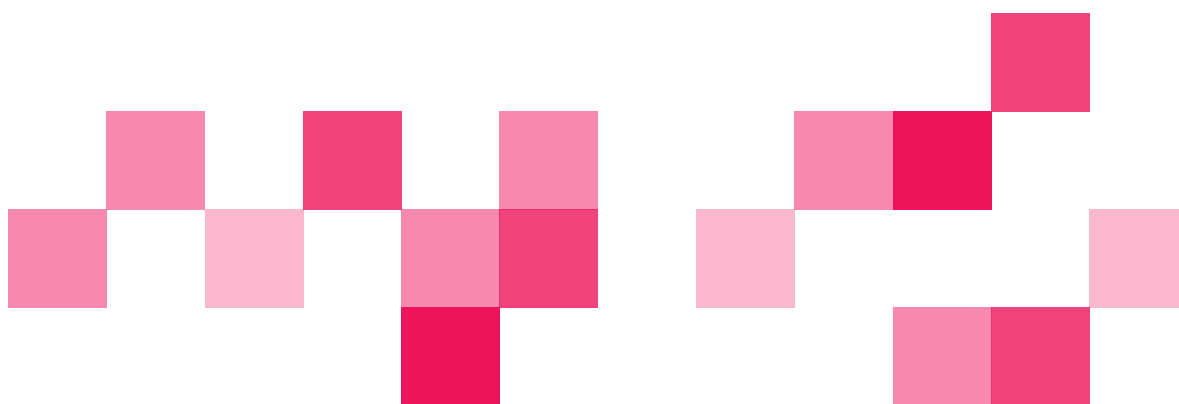
> 6. Les cibles à 2020

Cohérence avec les cibles de l'Union européenne

En cohérence avec la vision 2050, les cibles à 2020 ne concernent que deux des segments de la demande décrits plus haut : les centrales au sol et l'intégré au bâti. L'objectif est de construire une économie plus stable pour ce secteur avec des modèles commerciaux qui ne soient pas basés sur la logique des tarifs d'achat garantis. D'autres incitations devront prendre le relais pour maintenir, voire augmenter, la vitesse de développement de ces technologies, en valorisant, par exemple, les atouts environnementaux des énergies renouvelables vis-à-vis des autres filières traditionnelles de production d'électricité. Enfin, l'arrivée de réseaux électriques et de compteurs intelligents permettra de valoriser financièrement la contribution de ces installations au bon fonctionnement du système électrique.

La France part avec des handicaps qui imposent de mettre en place plusieurs stratégies complémentaires de déploiement :

- 1. limiter les importations de cellules et/ou de modules** en développant des mesures incitatives à l'investissement, qui favorisent les technologies à valeur ajoutée européenne (exemple du Portugal pour l'éolien ou de la province de l'Ontario au Canada pour le photovoltaïque),
- 2. favoriser l'intégration massive** de technologies photovoltaïques au sein de composants de construction en développant des normes et des labels de performances (énergétiques, durée de vie, bilan environnemental), tout en pariant, à l'horizon 2030, sur une hausse importante des coûts de fabrication dans des pays à ce jour fortement exportateurs et sur leur difficulté à répondre de manière rentable à des barrières normatives de construction françaises ou européennes,
- 3. développer des ruptures technologiques, voire commerciales**, dans des filières d'applications qui peuvent les porter, ce qui fait prendre plus de risques aux industriels du secteur, risques qui ne sont pas finançables pour l'instant par les mécanismes de marché.



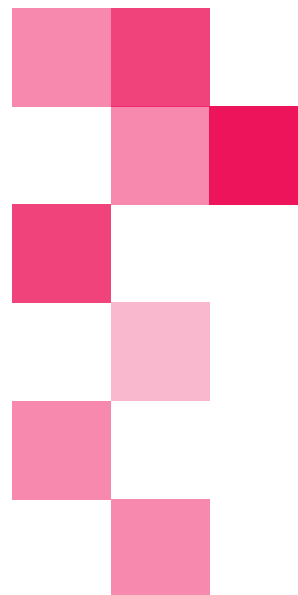
Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Ceci nécessite de structurer un **soutien public** crédible autour de quelques cibles de développement.

- **Avoir atteint les objectifs européens de 2020** pour la France (5,4 GW de puissance photovoltaïque connectée au réseau) en ayant réduit notablement l'impact financier des tarifs d'achat.
- **Avoir divisé au moins par deux le coût du W²⁵ raccordé réseau** mesuré en 2010 en innovant sur toute la chaîne de valeur (pour les centrales au sol et les systèmes en toiture).
- **Avoir fait émerger plusieurs champions nationaux dans la fabrication de cellules et modules** grâce à des technologies permettant une entrée sur le marché de modules à moins de 1 €/W²⁶.
- Avoir validé les règles technologiques et de marché qui permettront une **intégration massive des installations photovoltaïques au système électrique**.
- **Avoir fait émerger des industriels spécialistes des technologies intégrées au bâti** sur la base de procédés de fabrication robustes et pérennes.
- **Avoir renforcé par l'innovation la compétitivité des industriels**, lesquels maîtrisent au niveau mondial la fourniture de machines, de composants ou de matériaux de base pour une ou plusieurs étapes de la production des cellules et des modules.
- **Avoir consolidé des plates-formes de recherche et développement** capables d'accélérer le transfert technologique des laboratoires de recherches vers des industriels ou des jeunes pousses, tout en garantissant un développement pérenne des marchés²⁷.

Le **financement public** d'une partie du coût de la recherche, du développement et de la démonstration jusqu'en 2020 **permet alors** :

- **des investissements sur les filières les plus innovantes**, donc les plus risquées, là où le secteur marchand est actuellement le moins efficace : les **couches minces** apparaissent prometteuses, avec le paradoxe de pouvoir atteindre les cibles 2020 avec des technologies fabriquées hors d'Europe, car plus compétitives que les couches minces qui auraient émergé en Europe, à condition que les performances atteintes soient compétitives par rapport aux concurrents déjà installés sur le marché depuis une dizaine d'années. D'autres filières où la concurrence n'est pas aussi forte peuvent alors bénéficier d'un soutien parallèle (silicium haut rendement, cellules organiques, cellules nanostructurées, cf. Annexe 1),
- **de préparer la forte diminution des tarifs d'achat**, voire l'absence de tarif d'achat sur les procédés intégrés mais non éligibles au tarif d'achat (voir paragraphe p.43 sur les incitations fiscales).



25 - Le coût du watt raccordé réseau est pris comme référence pour s'affranchir de tous les autres paramètres économiques et financiers nécessaires à la construction d'un prix du KWh acheté par le système électrique local.

26 - Les filières candidates à ce jour sont : silicium cristallin, CIGS ; Si amorphe, polymorphe, nanocristallin ou microcristallin ; CdTe, entre autres.

27 - Par exemple, grâce à la mise en place d'un système de labels de performances pour que les choix d'investissement soient faits sur la base de critères de qualité objectifs.

Défis nationaux

L'intégration du solaire photovoltaïque dans les bâtis, qu'ils soient existants ou nouveaux, nécessite un **engagement spécifique de performances dans la durée**. Cet engagement sera d'autant plus aisé à mettre en œuvre que les demandeurs agissent par comparaison aux économies faites en conservant les solutions classiques de production et d'utilisation de l'électricité. Le déploiement de ces technologies nécessitera donc un effort continu de recherche et développement pour en maîtriser le coût global de possession²⁸. Cet effort a plusieurs composantes, comme expliqué ci-dessous.

Faire du photovoltaïque un composant de construction

Réduire le poids des grandes toitures existantes :

Les coûts générés par les renforcements de charpente nécessaires à la pose de modules photovoltaïques, en particulier pour des grands entrepôts, sont souvent trop importants (entre 13 et 18 kg/m², autrement dit comme des tuiles). Ils rendent l'exploitation d'une centrale en toiture non viable.

Garantir la sécurité incendie

Des solutions techniques qui garantissent des conditions d'intervention satisfaisantes sont nécessaires pour traiter un feu alors qu'un courant continu est généré en permanence, sans possibilité d'être coupé.

Améliorer l'esthétique

Pour être acceptable socialement, l'aspect extérieur des composants photovoltaïques doit être amélioré et évoluer vers le sur-mesure avec des déclinaisons de couleurs, de semi-transparence, d'aspects de surface, de formes. Il importe aussi d'adapter les modules aux différentes méthodes et aux différents matériaux de construction régionaux.

Faire du module un composant familier pour tous

Optimiser la production

Les modules doivent produire le plus grand nombre de kWh possible, grâce à des systèmes d'intégration au bâti qui résolvent les problématiques d'ombres portées (par exemple avec de l'électronique spécifique) ou la dégradation des performances due aux problèmes de ventilation.

Améliorer la robustesse au vol

Le vol, qui s'accroît dans tous les pays où le photovoltaïque est en phase d'expansion, est aujourd'hui l'une des préoccupations principales des assureurs. Il faut développer des solutions de traçabilité, de dissuasion et de sécurité du matériel via des électroniques embarquées sur le module, par exemple.

Favoriser la gestion de la demande et le stockage local d'électricité

C'est la préoccupation grandissante des gestionnaires de réseaux qui doivent gérer l'intermittence de cette source d'énergie renouvelable.

Optimiser les coûts de maintenance

Il s'agit de détecter un module défectueux sans avoir à tester tous les modules d'une installation, les coûts d'intervention générés par le changement d'un module ou d'un groupe de modules pouvant aujourd'hui justifier de ne pas le remplacer dans de nombreux cas.

28 - Voir le dossier spécial d'E&C N°142- Octobre 2007, Bernard Chabot, « Du coût global à la rentabilité différentielle : une nécessité pour le développement durable, une opportunité pour les économistes du bâtiment ».

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Maîtriser le coût de possession des systèmes intégrés

Une intervention publique dans la continuité des efforts actuels, qui soit coordonnée entre tous les acteurs industriels, s'avère nécessaire pour ajuster les efforts de recherche et développement. Ces efforts supplémentaires ont pour objectif principal de consacrer une plus grande part des ressources privées des fabricants à des projets de démonstration et de diffusion massive dans chaque technologie.

L'intervention publique, déjà engagée, vise à :

- **renforcer les équipes de R&D des acteurs industriels** pour qu'elles prennent le relais de la recherche publique dans chacune des technologies. Cela nécessite, sur les projets à contribution financière publique, d'optimiser l'articulation entre les équipes de R&D des acteurs industriels et celles des organismes publics ou parapublics de recherche,
- **promouvoir l'innovation dans les services induits par le photovoltaïque** (lissage des pointes d'électricité, stockage, ilotage, etc...) services dont l'impact sur la pénétration des énergies renouvelables est encore négligé dans beaucoup d'Etats membres de l'Union européenne (réduction des coûts des énergies renouvelables mais aussi pour les rendre plus acceptables),
- aider à comprendre **les interactions entre équipements et bâtiments** avec des projets de plateforme de recherche à l'échelle 1, permettant de valider et d'optimiser la productivité annuelle de nouveaux systèmes d'intégration au bâti et leurs performances pendant leur durée de vie,
- **intégrer les nouvelles positions des énergéticiens français majeurs** vis-à-vis des nouvelles technologies : leur capacité de financement et d'intervention doit être utilisée au sein de programmes de développement et de démonstration intégrant les autres acteurs industriels²⁹.

Produire des cellules et modules plus performants

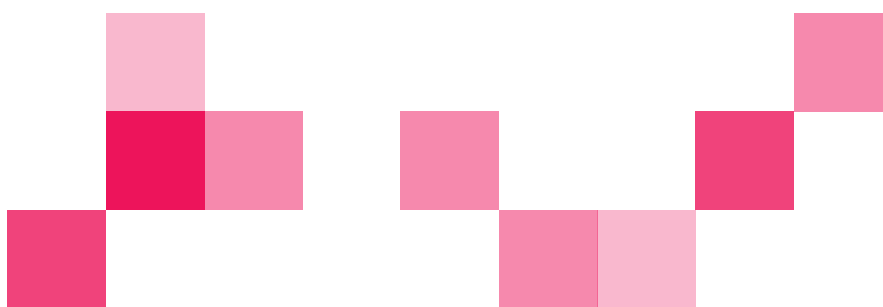
La vitesse de croissance de l'industrie française dans ce secteur n'est pas à la hauteur de la situation. La **structure de recherche en amont doit être consolidée** pour :

- assurer que la **croissance du marché français** concerne autant les **centrales au sol que les systèmes intégrés aux bâtiments** (avec leurs spécificités normatives et architecturales). Avec une fabrication hautement automatisée, des technologies fabriquées en France peuvent rester compétitives,
- permettre à la **France** de faire partie **des spécialistes mondiaux du photovoltaïque intégré au bâtiment**,
- **maintenir des connaissances de base** pour maîtriser le coût de technologies classiques sur leurs cycles de vie et préparer des installations de deuxième génération viables en performance, coût, fiabilité et durée de vie.

Les axes des recherches à mener de front couvrent :

- **les recherches de base sur les technologies du futur**, en particulier la compréhension des propriétés électroniques des couches minces et autres cellules, permettant d'améliorer le rendement de conversion : silicium amorphe, microcristallin et polycristallin, CIS ou nouveaux alliages de remplacement pour les couches minces, arséniure de gallium pour les cellules multi-jonctions, mais aussi les cellules organiques et nanostructurées (cf. Annexe 1),
- **les nouveaux procédés de fabrication** (sciage, fabrication directe de substrats en silicium cristallin, métallisation, purification, cristallisation, méthodes de dépôt, etc...),
- **les composants critiques pour la production raccordée au réseau**, en particulier les modules (rigides, souples) pour l'intégration au bâtiment, les onduleurs haute fiabilité.

Les recherches technologiques sur le stockage d'électricité comme composant critique de raccordement au réseau seront menées dans le cadre d'une autre feuille de route.



²⁹ - Voir par exemple les programmes de R&D européens EU-Deep (GDF Suez) ou Address (EDF).

Mieux intégrer le photovoltaïque au bâti

Le retard industriel de la France dans certains secteurs n'est pas irréversible. Le coût de la main d'œuvre intervient peu dans la fabrication des composants photovoltaïques, ce qui permet d'espérer une part de marché nationale confortable (50 % des ventes annuelles en 2015 semblerait un objectif réaliste) sans trop souffrir des coûts de main d'œuvre élevés en Europe. L'étiquetage énergétique pourrait aussi constituer une barrière à l'entrée en Europe pour les fabricants de composants d'entrée de gamme à faible performance. En revanche, sachant qu'il faut cinq ans entre l'idée brevetée et la fabrication de composants de masse pour l'habitat individuel, il faut innover dès aujourd'hui.

Toutefois, la croissance forte actuelle ne favorise pas la réflexion à long terme, en particulier pour ce qui concerne l'intégration aux bâtis. La **puissance publique doit aider l'innovation « composant au sein du bâtiment »** pour au moins quatre raisons :

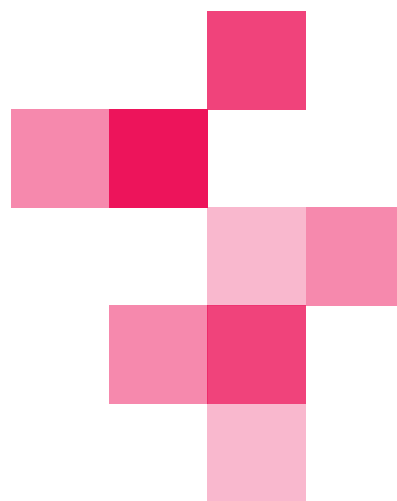
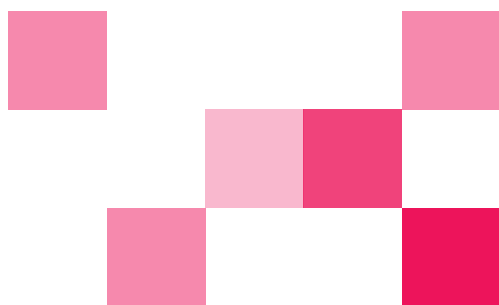
- la vente des composants en rénovation se fera sur un coût d'investissement d'équipements, ce qui oblige à disposer de compétences en France pour créer la valeur ajoutée attendue et tenir les engagements de performance,
- les compétences actuelles sont insuffisantes : la formation par la recherche est un excellent moyen pour les industriels qui cherchent à bâtir les équipes opérationnelles de 2015,
- nos compétiteurs européens ont déjà engagé les efforts industriels sur les secteurs où nous sommes en retard : le marché unique leur laisse une voie royale si la France est absente du jeu en amont,
- l'innovation est centrée « système bâtiment », où nous avons des leaders mondiaux qui peuvent relayer à l'export nos performances sur le sol national.

Il y a urgence à ne plus considérer (dans les bâtiments neufs en tout cas) l'intégration comme étant une solution consistant à substituer un composant d'enveloppe par des modules photovoltaïques. Il faut au contraire dès à présent (et cela concerne aussi l'industrialisation des systèmes) considérer que les systèmes sont intégrés dès la conception dans l'enveloppe ce qui suppose des développements technologiques sur ces systèmes pour les faire coexister avec les contraintes spécifiques des enveloppes. Parmi les sujets importants on citera :

- un référentiel de caractérisation des performances appliqué aux systèmes intégrés bâtiment,
- une plate-forme de recherche sur la caractérisation et la modélisation des produits du bâtiment pour préparer la certification.

Il est nécessaire d'industrialiser les systèmes pour :

- rapprocher les performances du produit final des performances en laboratoire, grâce à des équipements fiables de fabrication,
- favoriser une recherche prénormative et contribuer aux évolutions de standards (raccordement réseau, performance, durée de vie) au niveau mondial, un point crucial qui est trop souvent ignoré (celui qui maîtrise la norme maîtrise le marché),
- prendre en compte le montage, le démontage et la réparation dans la conception,
- développer l'intégration au bâti, avec des produits pour façades et toitures actives, et des produits multifonctionnels, préfabriqués.



Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

> 7. Barrières à lever

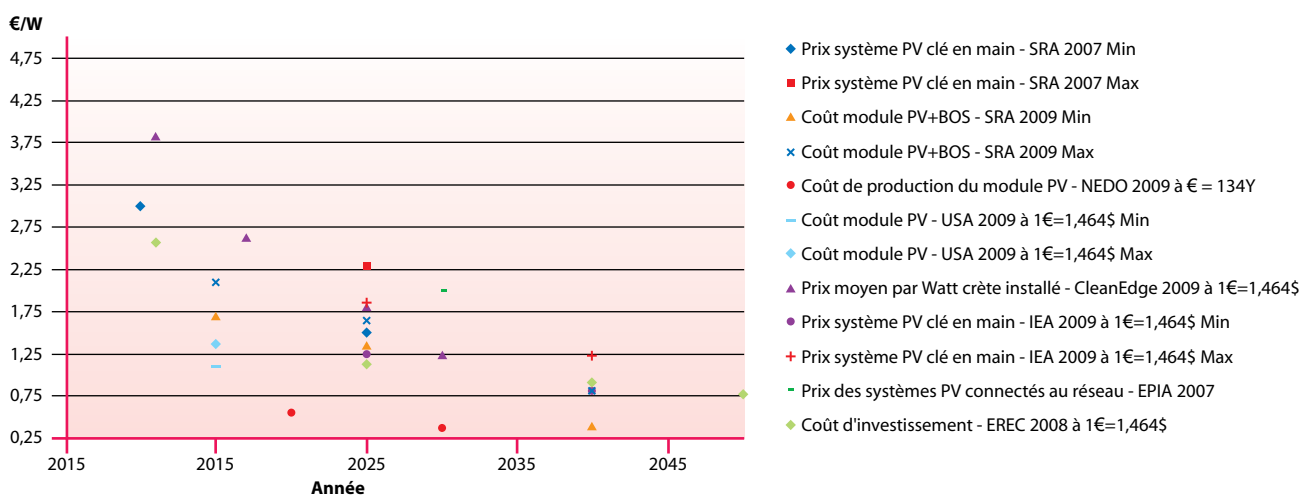
Réduire le coût des systèmes photovoltaïques

En cohérence avec les feuilles de route internationales étudiées (Agence internationale de l'énergie, Etats-Unis, Japon, EPIA en Europe), les cibles de progrès économique doivent suivre les trajectoires suivantes :

	2010	2015	2020
Module, €/W	1,5	0,8	<0,5
Système au sol, €/W	3	1,6	<1,5
Système en toiture, €/W	4,5	2,4	<2

Ces feuilles de route se focalisent soit sur le module photovoltaïque, soit sur le système clés en main tandis que les données économiques se concentrent sur le prix ou sur les coûts de production, comme présentées dans le graphe ci-dessous³⁰.

Coût et prix des modules et systèmes PV en €/W



30 - Reviewed PV Roadmap Toward 2030 - PV2030+, Nedo, 2009.
 L'énergie solaire aux Etats-Unis - Rapport de mission, Ambassade de France à Washington, Mission pour la Science et la Technologie, 2009.
 Utility Solar Assessment (USA) Study Reaching Ten Percent Solar by 2025, Clean Edge, Inc, C o-op America Foundation, 2009.
 Solar PV roadmap targets, IEA, 2009.
 Solar Generation IV - 2007 Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020, Greenpeace EPIA 2007.
 Strategic Research Agenda For Photovoltaic Solar Energy Technology, EU PV Technology Platform, 2007.
 Implementation Plan for the Strategic Research Agenda of the European Photovoltaic Technology Platform, ETP PV, 2009.
 Working for the climate renewable energy & the green job [r]evolution, Greenpeace Erec, 2008.

Conserver les compétences technologiques de base

Il est peu prudent de parier sur 60 GW installés en France en 2050 sans avoir une connaissance fine de la technologie, ne serait-ce que pour acheter des technologies de production non maîtrisées sur notre territoire. Pour cela, il faut soutenir les filières de production. Ce soutien peut prendre plusieurs formes :

- le développement d'une filière française basée sur la spécificité de notre marché et sur notre potentiel de recherche,
- l'implantation d'usines en France (exemple : First Solar),
- l'intégration verticale par le rachat de fournisseurs de technologies (exemple : EDF EN, Saint-Gobain),
- la francisation de procédés développés à l'étranger,
- l'aide au développement de procédés lancés par des structures de droit français,
- l'aide au développement de machines, de composants et de matériaux critiques intervenant dans la fabrication des produits.

Comprendre les nouveaux modèles d'affaires

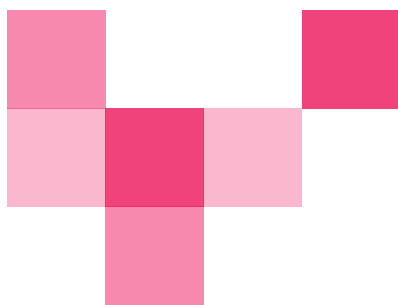
La pénétration de l'électricité photovoltaïque dans les réseaux nécessitera de mener en parallèle :

- des développements technologiques pour permettre aux réseaux d'accueillir l'électricité décentralisée intermittente,
- des développements réglementaires qui définissent mieux les coûts de fonctionnement des réseaux et la facturation de ces coûts aux acteurs de marché (producteurs d'électricité, vendeur d'électricité, consommateurs),
- des ruptures technologiques et des ruptures de marché avec de nouveaux modèles d'affaires intégrant le stockage de l'électricité et la gestion de la demande.

Cela nécessite d'expérimenter, à grande échelle, la gestion d'un système électrique avec un fort taux de pénétration de l'énergie renouvelable intermittente, impliquant un échantillon représentatif de consommateurs utilisant toutes les options nouvelles. C'est une opportunité intéressante pour les réseaux insulaires dont la France dispose. Les résultats obtenus peuvent servir ensuite à accélérer un déploiement dans le réseau continental.

Réduire l'impact environnemental

Les barrières pour les centrales au sol restent principalement la maîtrise des impacts sur l'environnement : le ministère de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement travaille, en collaboration avec l'ADEME, à l'élaboration d'un guide méthodologique pour les porteurs de projet. Quant aux systèmes de production décentralisée, leur analyse du cycle de vie est assez bien maîtrisée sauf pour le recyclage des installations en fin de vie, point à améliorer.



Intégrer les technologies photovoltaïques dans les composants des bâtiments

Les **obstacles technologiques** auxquels il faut faire face sont :

- le poids des systèmes, notamment pour équiper les bâtiments existants,
- la facilité de maintenance,
- la durée de vie des systèmes, qui doit être cohérente avec celle des bâtiments.

Deux **évolutions majeures** sont mises en œuvre dans les **métiers du bâtiment** pour permettre le développement du photovoltaïque intégré :

- en amont, le rapprochement entre architectes et ingénieurs pour une bonne conception et une bonne intégration du photovoltaïque dans le bâti, qui passera essentiellement par la formation,
- en aval, le rapprochement entre électriciens et couvreurs/façadiers pour assurer une bonne installation ; cette combinaison de corps de métier n'est pas naturelle.

Par ailleurs, pour améliorer les performances concernant la durée de vie des installations, il faut **développer un ensemble de services à long terme et de garanties** tels que des contrats de **maintenance** (par exemple pour le remplacement de l'onduleur), contrats encore peu répandus, et des offres de **recyclage**, qui n'existent pas encore. Le déploiement de systèmes de contrôle à distance est, par exemple, un outil essentiel pour identifier une panne sans attendre le relevé de compteur (les solutions existent aujourd'hui, mais ne sont pas déployées). En parallèle, des efforts de développement complémentaires sont nécessaires pour :

- développer des techniques de mesure de la fiabilité des composants photovoltaïques en conditions réelles ; ce qui permettra de développer des contrats de garanties de performances,
- accélérer le rythme de sortie des avis techniques sur les systèmes photovoltaïques afin de ne pas ralentir la diffusion des innovations.

Globalement, la qualité des installations doit être garantie par des systèmes ad hoc, des labels et des normes, de façon à contraindre les industriels à mettre sur le marché des produits de plus en plus fiables et de plus en plus performants. La mise en place d'un système européen de labels de performances est souhaitable pour que les choix d'investissement soient faits sur la base de critères de qualité objectifs.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

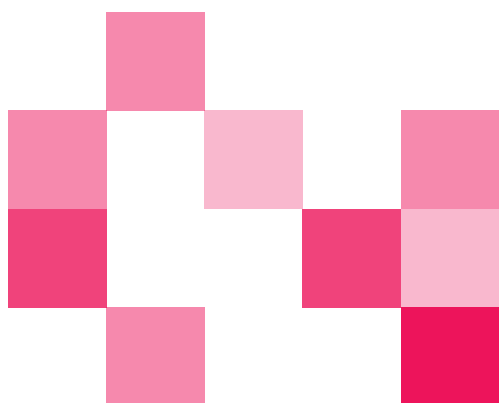
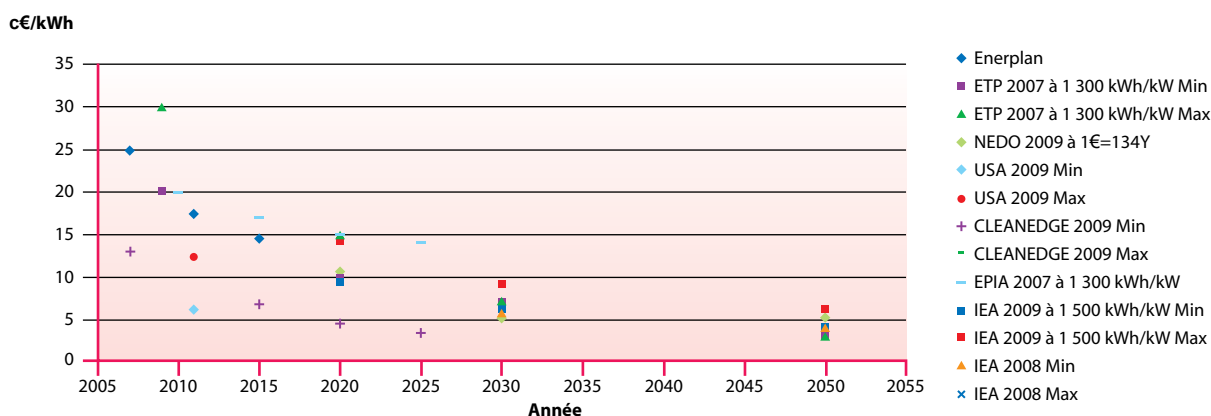
Répondre à une demande soutenue sans perdre en qualité

Les acteurs industriels vivent globalement un surcroît d'activité :

- les politiques de promotion des technologies facilitent les décisions d'investissement (crédits d'impôts, prêts bonifiés, tarifs d'achat garantis),
- la pénurie de main d'œuvre technique conduit à une tension sur les salaires et, parfois, à l'entrée en lice d'acteurs peu professionnels.

Ces tensions risquent de conduire à la réduction des moyens internes consacrés à la recherche et au développement. De même, les installateurs deviennent polyvalents et doivent donc se former aux nouvelles technologies pour répondre aux engagements demandés par leurs clients ou prospects.

Coût de production de l'électricité PV pour 1 300 - 1 500 kWh/kWp



Faire évoluer la réglementation

La baisse continue des coûts de production de l'électricité photovoltaïque, soulignée dans le graphe ci-dessous (en centimes d'euros par kWh jusqu'à 2050³¹), nécessite d'anticiper avant 2020 l'évolution des tarifs d'achats garantis.

31 - Synthèse de l'étude : Panorama du photovoltaïque en France et prospective 2020 », Enerplan, 2008.
Strategic Research Agenda For Photovoltaics, Solar Energy Technology, EU PV Technology Platform, 2007.
Reviewed PV Roadmap Toward 2030 - PV2030+, Nedo, 2009.
L'énergie solaire aux Etats-Unis - Rapport de mission, Ambassade de France à Washington, Mission pour la Science et la Technologie, 2009.
Utility Solar Assessment (USA) Study Reaching Ten Percent Solar by 2025, Clean Edge, Inc, C o-op America Foundation, 2009.
Solar PV roadmap targets, IEA, 2009.
Energy technology perspectives, IEA, 2008.
Solar Generation IV - 2007 Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020, Greenpeace EPIA 2007.

Incitations fiscales et économiques

En 2006, le gouvernement a porté le crédit d'impôt pour les particuliers de 40 à 50 % du coût total de l'équipement de leur habitation principale, main-d'œuvre non comprise. Ce crédit d'impôt a ensuite été réduit de 50 à 25% en 2010. Les nouveaux tarifs applicables depuis 2010 impriment toutefois une inflexion concernant l'« intégration simplifiée au bâti », lorsque les modules solaires photovoltaïques n'assurent pas l'étanchéité du toit :

- le tarif de 58 c€/kWh est maintenu pour les installations de puissance inférieure à 3 kW avec **intégration au bâti** pour les bâtiments d'habitation. Il est de 51 c€/kWh pour les installations de puissance supérieure à 3 kW. Pour les bâtiments d'enseignement ou de santé, le tarif est fixé à 51 c€/kWh. Pour les autres bâtiments, le tarif est fixé à 44 c€/kWh. Ces tarifs sont réservés aux bâtiments existants de plus de deux ans, sauf pour l'individuel (à l'exception des bâtiments d'habitation pour lesquels des contraintes techniques et architecturales existent dans le neuf comme dans l'existant),
- le nouveau tarif « **intégration simplifiée au bâti** » est fixé à 37 c€/kWh et est réservé aux installations d'une puissance supérieure à 3 kW jusqu'à fin 2010 (bâtiments agricoles, industriels, commerciaux), l'Etat souhaitant privilégier, pour les maisons individuelles, des solutions totalement intégrées au bâti,
- Les **installations au sol** de moins de 250 kW pourront toujours bénéficier du tarif de 27,6 c€/kWh (35,2 c€/kWh dans les DROM et en Corse). Pour les installations d'une puissance supérieure, le tarif variera désormais entre 27,6 c€/kWh et 33,1 c€/kWh en métropole, selon le gisement solaire. Ces installations doivent faire l'objet d'une demande de permis de construire, d'une étude d'impact et d'une enquête publique.

Vers 2015, on s'attend à ce que l'option d'autoconsommation soit favorisée et devienne la plus intéressante. Cela impose néanmoins une meilleure gestion de la demande, un stockage de l'électricité et une électronique performante pour gérer à tout moment le mélange réseau/production locale.

Enfin, ces tarifs ne reflètent pas les contraintes du réseau pour absorber l'électricité photovoltaïque au moment même de sa production. Plusieurs études en Europe s'intéressent à l'optimisation d'achat selon les heures de pointe. Masquer la volatilité intrinsèque de la production d'électricité renouvelable nécessitera, d'une part, une adaptation des mécanismes de gestion de la demande, au niveau individuel ou agrégé, et, d'autre part, du stockage et/ou de l'agrégation de la production.

Réglementation technique

Normes et certification

La partie électrique des installations photovoltaïques est soumise de longue date à des normes internationales (normes IEC et NF), assimilées par les industriels et les installateurs. Par contre, **l'interface avec la partie bâtiment pose encore un grand nombre de questions**, notamment en ce qui concerne la garantie décennale, les avis techniques (documents d'information sur les produits, procédés et équipements nouveaux) et la réglementation des établissements recevant du public. Cette question est prioritaire. Les industriels doivent s'en saisir s'ils veulent éviter de se trouver dans une impasse à court terme. Le contexte normatif est codifié dans le bâtiment, les outils sont disponibles pour les aider à innover et certifier leurs produits.

Raccordement au réseau

Après plusieurs années de concertation entre ERDF et les représentants des producteurs, les normes et les procédures d'accès au réseau applicables aux onduleurs inférieurs à 36 kVA (Kilovoltampère ou puissance électrique apparente, correspond à la puissance maximale à la sortie de l'onduleur) peuvent être considérées comme acceptables dans le contexte législatif et réglementaire français, même si elles sont encore très lourdes en comparaison des meilleures pratiques européennes. **Rien n'est encore réglé en revanche pour les installations comprises entre 36 et 250 kVA**, la question étant de savoir si ce sont les normes de la haute tension qui s'appliquent ou s'il est possible d'étendre celles des installations de moins de 36 kVA. Un groupe de concertation, nommé SéQuélec, relancé depuis 2004, s'est saisi de la question.

Responsabilité civile vis-à-vis du réseau électrique

A l'initiative d'Hespul, association spécialisée dans le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, la concertation avec les compagnies d'assurance mutualistes, le Syndicat des énergies renouvelables et l'organisation de consommateurs CLCV a abouti à **l'inclusion sans frais** de ce risque considéré comme négligeable **dans les contrats responsabilité civile** classiques. Cette avancée devrait être logiquement étendue aux compagnies d'assurance privées.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Recyclage

Il n'y a pas aujourd'hui d'obligation de recyclage pour les modules photovoltaïques. L'industrie européenne s'est engagée sur une démarche de reprise volontaire en créant l'association PV Cycle, avec la mise en place progressive de centres de collecte à partir de 2010, puis de centres de retraitement. Il faudra une dizaine d'années pour que ce marché émerge. D'ici là, une **éco taxe** peut être **envisagée pour financer la R&D** dans le domaine, encore assez confidentielle. Concernant la filière des modules CdTe, pour des raisons spécifiques, First Solar a annoncé une prise en charge directe du recyclage de ses modules.

Code de l'urbanisme

Il est nécessaire de garantir les revenus liés au photovoltaïque dans le temps, et ce, quoi qu'il arrive en termes de nouvelles constructions avoisinantes, qui pourraient réduire le gisement solaire local. Des aménagements du code de l'urbanisme doivent être réalisés afin de garantir un « **droit au soleil** » permettant de sécuriser les investissements en photovoltaïque sur les bâtiments.

Eduquer et former

Le système des formations (formation initiale ou continue) n'a pas adapté ses contenus et peine à recruter et former les personnels capables d'assurer la progression des compétences, en particulier des acteurs de chantier. Or selon le groupe de travail sur la mobilisation des professionnels du bâtiment, présidé par Christian Parent, la mise en œuvre des recommandations du Grenelle de l'environnement suppose le recrutement de 15 000 personnes par an pour les entreprises du bâtiment et de 5 000 personnes pour les services autour de la construction (dont au moins 1 500 thermiciens)³². L'enjeu est de renforcer l'attractivité du secteur, de redimensionner le corps enseignant et les structures d'accueil (centres de formation d'apprentis et sections BTP des lycées techniques et professionnels), mais aussi de corriger le taux de déperdition, supérieur à 50 %, à l'issue de la formation initiale.

> 8. Les besoins de démonstration et d'expérimentation

L'objectif ultime de chaque démonstrateur de recherche ou de chaque expérimentation sera de **contribuer à minimiser le coût des produits ou systèmes installés** et de **valoriser au mieux l'énergie produite**.

Le groupe d'experts a défini des critères de qualification qui visent à lever tout ou parties des barrières décrites ci-dessus. Ils vont du développement et de la production de composants et systèmes innovants jusqu'à l'expérimentation de modèles d'affaires permettant, à terme, de supprimer la dépendance des systèmes photovoltaïques aux tarifs d'achat garantis. Une attention particulière a été portée à leur intégration dans des systèmes (réseaux électriques intelligents, enveloppes des bâtiments, etc...). Un des critères prend en compte la question de l'intégration aux bâtis.

Les **démonstrateurs de recherche doivent remplir un ou plusieurs de ces 6 critères** :

1er critère : développer et valider des dispositifs photovoltaïques innovants

Le démonstrateur **contribue à l'émergence de briques technologiques critiques**, propices à l'expansion du concept d'électricité d'origine photovoltaïque : on citera notamment l'ensemble des matériaux intervenant dans la chaîne de valeur (matériaux actifs comme le silicium de qualité solaire ou inactifs comme les gaz utilisés pour la couche mince de nitrure anti-reflet et passivante), matériaux photosensibles ou non, cellules, modules, composants intégrables dans le processus constructif (bâtiment neuf ou en rénovation). Les développements proposés pourront concerner le concept, la validation de ses performances ou les modes de fabrication en série, y compris les fabrications intégrées (matériaux-cellules-modules). Ces composants (ou bouquets de composants) contribueront à accroître la valeur de l'énergie fournie en **augmentant les performances** (rendements et/ou garanties de fourniture) et/ou **en diminuant les coûts de possession** des technologies ou des systèmes complets.

32 - Conseil général des Ponts et chaussées, rapport N° 005747-01, mars 2008 « Suites du Grenelle de l'environnement : mobilisation des professionnels du bâtiment ».

2e critère : expérimenter et valider des procédés systèmes ou des équipements innovants de fabrication de matériaux, plaquettes, cellules ou modules

Le démonstrateur expérimente, en condition d'usages réels, **des éléments, des machines ou des lignes complètes de fabrication** de matériaux (plaquettes, cellules, modules, produits de construction ou sous-systèmes mettant en œuvre des matériaux, procédés et logiques de contrôle de fonctionnement optimal). Une fois validés et industrialisés, ces systèmes, procédés ou équipements permettront de réduire le coût de fabrication d'une manière suffisamment reproductible pour être intégrés sur des sites industriels de fabrication dès 2015. Le démonstrateur devra également prendre en compte les questions de disponibilité des matières premières et de recyclage des composants, modules, produits de construction et systèmes photovoltaïques.

3e critère : expérimenter et valider des systèmes innovants de production d'électricité photovoltaïque

Le démonstrateur expérimente, en condition d'usages réels, **des assemblages de modules** qui, une fois validés et industrialisés, permettent d'injecter l'électricité produite sur le réseau électrique dans des conditions où toute la valeur de l'énergie peut être exprimée (pas seulement du point de vue énergétique, mais aussi en termes de maîtrise de l'offre et de la demande). Sont aussi éligibles les systèmes favorisant l'autoconsommation et/ou une consommation directe avec un stockage (les travaux sur le stockage sont traités dans autre une feuille de route) et une connexion au réseau réduite au minimum. Les centrales d'expérimentation ou de démonstration pourront utiliser des modules classiques ou des composants intégrés à des bâtiments. Une attention particulière sera portée aux coûts de possession (€/kWh) calculés sur la durée de vie totale estimée.

4e critère : expérimenter et valider des modules photovoltaïques et leurs procédés de fabrication ainsi que des systèmes de montage innovants facilitant leur intégration aux bâtiments comme produits de construction

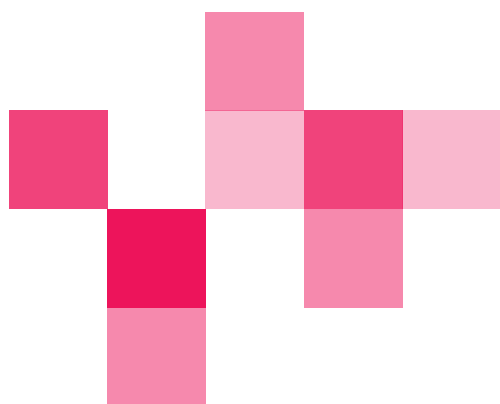
Le démonstrateur expérimente, en condition d'usages réels, **des modules ou systèmes photovoltaïques intégrés aux bâtiments** qui seront considérés comme produits de construction à part entière (comme par exemple des tuiles ou des façades solaires). Une fois validés et industrialisés, ces dispositifs ou systèmes permettront de réduire le coût au watt ou au m² de façon suffisamment significative pour être fabriqués en série et intégrés au bâtiment dès 2015. Ils devront également pouvoir être intégrés aux procédés de fabrication, notamment afin de prendre en compte les questions de disponibilité des matières premières et de recyclage des composants, modules, produits de construction et systèmes photovoltaïques.

5e critère : expérimenter et valider une démarche complète de management de la performance sur la durée de vie des cellules, modules ou systèmes photovoltaïques

Le démonstrateur intègre **des systèmes de mesure** du comportement de cellules, modules, produits de construction ou systèmes pour comprendre le fonctionnement en conditions réelles d'exploitation et ainsi maximiser la production d'électricité et la durée de vie avec des marges d'incertitude sur les performances compatibles avec la rentabilité prévue dans les plans d'affaires (business plan). Des modèles de prédiction de durée de vie peuvent en être déduits ainsi que des stratégies de tests de certification de nouveaux produits, qui prennent en compte les contraintes critiques conditionnant les performances des équipements sur leur durée de vie, dans des conditions réelles d'exploitation. On pourra alors en déduire une unité de mesure de la performance tout au long de la vie³³ qui dépasse les critères actuels.

6e critère : expérimenter de nouveaux modèles d'affaires pour maximiser la valeur de l'électricité produite au sein du système électrique

Le démonstrateur intègre **l'expérimentation de nouveaux modèles d'affaires** qui maximisent la valeur de l'électricité produite au-delà d'une valorisation purement énergétique telle que connue à ce jour, et ceci grâce à de l'électronique de puissance à l'interface des modules ou systèmes photovoltaïques et du réseau électrique. Ces démonstrations, obligatoirement de grande échelle, peuvent nécessiter des dérogations aux règles de marché en vigueur de façon à faire des bilans technico-économiques complets incluant les acteurs du transport et de la distribution d'électricité. In fine, l'objectif est d'expérimenter des modèles d'affaires qui permettraient, au-delà de 2015, de réduire notablement la dépendance de la filière aux tarifs d'achat.



33 - Voir par exemple le concept d'Euro-Wirkungsgrad étudié en Allemagne.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Dans tous les cas, on prendra en compte la **reproductibilité des options testées** dans des contextes de systèmes électriques ou industriels similaires, notamment au regard des enjeux à l'export. La taille choisie pour les démonstrateurs devra être ajustée pour que les options technologiques, organisationnelles et économiques proposées puissent constituer de réelles preuves de faisabilité et de pertinence au regard de l'engagement d'un développement industriel et commercial ultérieur. Ces démonstrateurs pourront afficher des **puissances de quelques kilowatts à plusieurs dizaines de mégawatts** pour les lignes de fabrication, en tenant compte de la technologie (ou des technologies) dont ils veulent montrer la pertinence industrielle et commerciale.

Au-delà de l'adéquation entre les projets de démonstrateurs et les critères décrits ci-dessus, une attention particulière devra être accordée aux **bilans environnementaux** (notamment la réduction globale des temps de retour énergétique³⁴ et des émissions de gaz à effet de serre) et **économiques**. La disponibilité et la stabilité des matières et produits utilisés ainsi que leur toxicité (au cours des étapes de fabrication des cellules comme en fin de vie des modules) devront être évaluées.

Les références, en termes de pertinence économique à l'horizon 2020, à appliquer suivant le type de démonstrateurs sont les suivantes :

- des coûts de modules photovoltaïques « sortie d'usine » inférieurs à 0,5 €/W,
- des coûts système en toiture résidentielle installé chez le client inférieurs à 2 €/W,
- des coûts système au sol installé inférieurs à 1,5 €/W,
- une fourniture de courant électrique au client final respectant les contraintes de sécurité et de continuité d'alimentation, et dont le coût est inférieur à 150 €/MWh en zone moyennement ensoleillée.

Enfin, les démonstrations devront proposer un **plan de communication des résultats** qui associe les organismes de formation (initiale et continue), ceci afin d'accélérer le transfert de connaissances vers les acteurs de terrain à tous les niveaux.

> 9. Gouvernance de la feuille de route

Les experts qui ont contribué à la construction de cette feuille de route reconnaissent la nécessité d'une approche globale des marchés et des technologies photovoltaïques. Chaque acteur s'est construit un scénario de croissance avec une conviction partagée sur trois points :

- l'urgence d'agir pour gagner des parts de marché en France,
- le besoin d'agir collectivement dans le secteur du bâtiment pour construire un écosystème de fournisseurs de systèmes et d'équipementiers capables de répondre globalement à une demande qui devra progressivement s'affranchir des tarifs d'achat d'électricité garantis,
- la nécessité de disposer de démonstrateurs qui crédibilisent une offre capable de contribuer aux cibles 2020, avec une valeur ajoutée en Europe.

La coordination de cette feuille de route nécessite, au moins sur la période 2010-2020, de constituer un **comité de pilotage ad hoc, dont le secrétariat sera assuré par l'ADEME**, avec des bilans semestriels sur le degré d'avancement des sept cibles choisies. Ce comité regroupera les représentants du groupe d'experts actuel, les associations professionnelles et les opérateurs de R&D. Le pilotage tel qu'illustré ci-dessous permettra de vérifier l'adéquation entre les Appels à manifestation d'intérêt et l'évolution de la compétition mondiale.

Il reste à définir les pilotes pour chacune des cibles et des sous-groupes technologiques, auxquels se joindront les différentes associations professionnelles, pour valider les progrès faits tous les six mois.

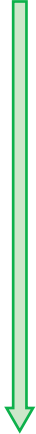
L'ADEME, l'ANR et OSEO doivent mettre en place une coordination permanente avec l'objectif commun de garantir aux partenaires publics et privés un soutien continu de leurs projets de recherche, parallèlement aux démonstrateurs. Cette coordination se matérialisera par :

- une **définition conjointe des actions de valorisation** de la recherche, afin de garantir une bonne circulation des connaissances entre recherche en amont, recherche en aval et démonstrateurs de recherche (et vice versa),
- un **échange permanent sur le contenu technique et scientifique** des futurs appels à projet et autres Appels à manifestation d'intérêt en préparation,
- la **réorientation de projets** qui, par exemple, seraient évalués comme moyens en termes d'excellence scientifique, mais auraient un intérêt certain du point de vue du soutien au développement industriel d'une technologie (et vice versa).

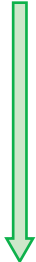
³⁴ - Le temps de retour énergétique correspond au ratio entre l'énergie totale consommée au cours de la fabrication d'un équipement, de son transport, de son installation, de son recyclage et l'énergie produite annuellement.



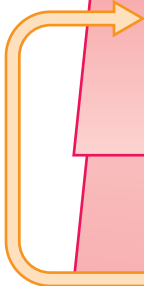
Novembre 2009



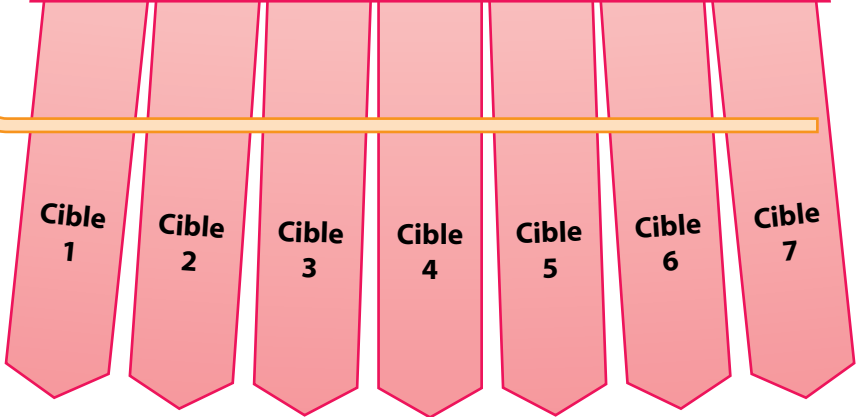
Juin 2010



Janvier 2011



Bilan
d'avancement
tous les 6 mois



2015

7 cibles 2015

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

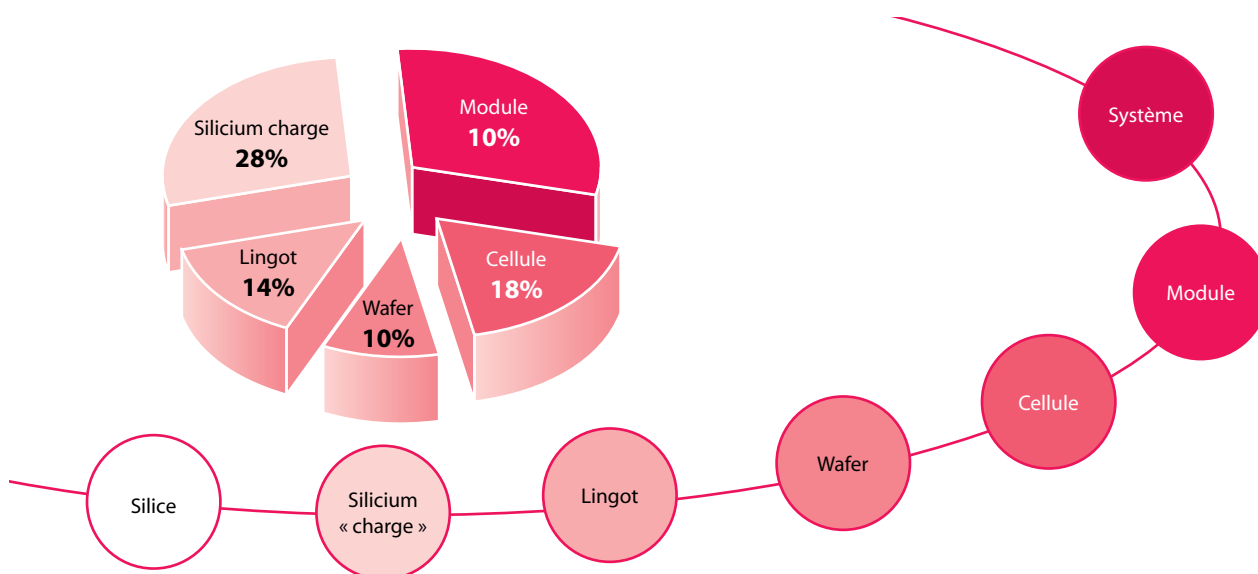
> 10. Annexe 1 : les technologies de cellules disponibles, la mise en œuvre sous forme de modules et le raccordement au réseau électrique

Disponibles depuis plus de trois décennies, les technologies photovoltaïques actuelles et futures se répartissent en plusieurs filières :

- la filière silicium cristallin, la plus ancienne,
- la filière couche mince,
- la filière organique, encore en développement,
- la filière dite à concentration (CPV).

La filière silicium cristallin

Chaîne de valeur de la filière silicium cristallin (source : Ines)



La **métallurgie du silicium** englobe plusieurs étapes : la production de silicium à partir de silice, sa purification, enfin l'élaboration de lingots dans lesquels seront ensuite découpées les plaquettes (ou wafers en anglais) à partir desquelles sont conçues les cellules photovoltaïques. **Le silicium de qualité solaire** doit être pur à plus de 99,9999 % (ou 6N) : moins il y a d'impuretés dans le matériau, meilleur sera le rendement de la cellule photovoltaïque. Il y a deux grandes voies technologiques pour obtenir ce degré de pureté à **partir du silicium de qualité métallurgique** (Metallurgic Grade Silicon ou MG-Si), pur à environ 99 % (ou 2N) : la **voie chimique** sur laquelle sont fondées toutes les unités de production industrielle en opération et la **voie métallurgique directe**, encore au stade d'unité pilote.

La voie **chimique** (ou procédé Siemens) est dérivée de la filière électronique. Dans cette voie, le MG-Si est transformé en trichlorosilane (Si-H-Cl₃), purifié grâce à une série de distillations fractionnées puis soumis à un craquage sous arc électrique, ce qui permet d'obtenir du silicium de qualité électronique (Electronic Grade Silicon ou EG-Si) d'une extrême pureté (au moins 9N). Cette charge de silicium (matériau introduit dans le réacteur de croissance), prioritairement destiné à la croissance des monocristaux (FZ et Cz) utilisés en électronique et optoélectronique, permet aussi de fabriquer des cellules solaires à haut rendement de conversion (encadré Rendement de conversion). Ce sont en fait les déchets et les rebuts de ce procédé de croissance cristalline, et si besoin la charge EG-Si elle-même, qui servent à la cristallisation des **lingots multicristallins** (mc-Si). **Plus de 57 % des cellules au silicium cristallin** sont élaborées à partir des plaquettes découpées dans ces lingots.

La voie **métallurgique directe** est une alternative crédible en termes de **coût, d'énergie** consommée et surtout de **capacité de production**. De fait, si la croissance actuelle des installations photovoltaïques se poursuit, de nouvelles tensions sur le marché du silicium sont prévisibles dès 2012 [rappelons que ces dernières années (2005-2008), la croissance rapide de l'industrie photovoltaïque et l'absence de source de silicium dédiée a conduit à une pénurie de silicium purifié et à une flambée des prix]. La voie métallurgique directe fait intervenir des étapes successives de purification pour réduire les concentrations excessives d'impuretés (atomes métalliques, bore, phosphore, oxygène et carbone). Des mélanges entre silicium de qualité métallurgique et électronique sont également envisageables. En France, une étape de purification supplémentaire par torche à plasma est testée dans une unité pilote sur le site de l'Ines, pour réduire les concentrations en bore et, à un degré moindre, en phosphore (projet Photosil soutenu par l'ADEME). La charge ainsi obtenue (Upgraded Metallurgical Grade Silicium ou UMG-Si) sert à la cristallisation de lingots multicristallins par croissance unidirectionnelle, une étape supplémentaire de purification par ségrégation³⁵.

Le silicium cristallin (monocristallin, multicristallin ou ruban)

Filière historique de référence, elle représente 84 % du marché actuel et a enregistré une baisse quasi régulière de ses coûts de production : 5 % par an sur plus de trente ans. Les cellules sont élaborées à partir de lingots monocristallins ou multicristallins, c'est-à-dire constitués de cristaux irréguliers dont les dimensions sont de l'ordre du centimètre. Des plaquettes d'environ 0,2 mm d'épaisseur sont obtenues par sciage des lingots. Elles sont ensuite transformées en cellules. Avant d'assembler les cellules en modules, une couche anti-reflet est déposée sur la face avant. Les cellules sont alors interconnectées en série pour obtenir une tension adéquate et en parallèle pour obtenir la puissance désirée. Un vitrage constitue la face avant du module qui est encapsulé de façon étanche.

Les diverses variétés de silicium cristallin utilisables pour les cellules solaires se différencient par leurs concentrations en impuretés métalliques, en éléments légers et en défauts cristallographiques étendus (joints de grains et dislocations). Le tableau ci-dessous classe ces variétés par ordre de qualité. Les concentrations en impuretés (symbolisées par [...]) sont évaluées en ppma ou en ppba³⁶.

Variétés de cristaux ³⁷	[tous métaux] (ppba)	[O _i] (ppma)	[Cs] (ppma)	Défauts cristallographiques étendus	Durée de vie des porteurs minoritaires	Rendement cellules (%)
FZ	≤ 0.1	≤ 0.2	≤ 0.1		~ 1 à 10 ms	20 - 24
Cz	≤ 1	≤ 40	≤ 1	≤ 102 cm ⁻² dislocations, fautes.	~ 0.2 à 0.5 ms	18 - 20
SOG-mc-Si	≤ 10	≤ 10	5 à 10	Joints de grains, dislocations	~ 10 à 100 μs	15 - 18
Rubans	≤ 10	≤ 10	10 à 15	Joints de grains, dislocations	~ 10 à 50 μs	12 - 15
UMG-SOG-Si	≤ 20	≤ 10	≤ 10	Joints de grains, dislocations	~ 5 à 20 μs	12 - 16

35 - Phénomène naturel lors de la solidification d'un matériau, qui conduit les impuretés à rejoindre la phase liquide. La dernière fraction solidifiée est ainsi très riche en impuretés. En l'éliminant, on obtient un lingot très pur.

36 - Dans le silicium, 1 ppma (partie par million atomique) = 5 x 10¹⁶ cm⁻³, 1 ppba (partie par milliard atomique) = 5 x 10¹³ cm⁻³ sachant qu'il y a 5 x 10²² atomes par cm³ dans c-Si.

37 - FZ = fusion de zone ; Cz = Czochralski ; SOG-mc-Si = silicium multicristallin issu de rejets Cz ou FZ ; rubans (encadré) Des rubans de silicium, ci-dessous) ; UMG-mc-Si ou UMG-SOG-Si = silicium multicristallin de qualité solaire issu de silicium métallurgique purifié.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Plusieurs niveaux de qualité sont envisageables selon la pureté du silicium et sa densité en défauts cristallographiques. Le dopage (encadré La cellule photovoltaïque) n'est pas pris en compte ici : il peut varier de 1014 cm⁻³ à 1019 cm⁻³. De nombreux cas intermédiaires sont possibles comme du FZ multicristallin de meilleure qualité électrique que du monocristal Cz. Les applications photovoltaïques se situent comme suit :

- FZ : cellules très performantes mais en quantité limitée,
- Cz : cellules à haut rendement, en quantité assez limitée,
- SoG-mc-Si : cellules à rendement moyen, en quantité limitée,
- UMG-SoG-Si : cellules à rendement moyen, en quantité non limitée.

Du point de vue du coût des plaquettes, à dimensions identiques, le FZ est le plus coûteux, suivi du Cz, du SoG-mc-Si et enfin du UMG-SoG-Si.

Cette filière peut encore progresser grâce à la mise en œuvre de cinq pistes complémentaires :

1. Une diminution régulière des quantités de silicium consommées par watt produit, en diminuant l'épaisseur des cellules grâce à des **plaquettes plus fines** : les épaisseurs de cellules sont passées progressivement de 500 microns (µm ou millionième de mètre) à 160-200 µm actuellement. Les diminuer jusqu'à 100 µm ne pose pas de problème en veillant à utiliser des machines qui limitent la casse lors des opérations de manutention ; au-delà, des précautions de confinement optique doivent être prises (traitement face avant, réflecteur face arrière). Au lieu de 8 à 9 g/W aujourd'hui, on vise 5 à 7 g/W par améliorations incrémentales, et à long terme 2 à 3 g/W en élaborant directement un « produit plat » équivalent des plaquettes, à partir de silicium liquide ou solide. Total et GDF Suez, ainsi que leur filiale commune de production de cellules solaires, Photovoltech, collaborent avec Imec, pour développer des cellules au silicium cristallin d'épaisseur réduite et d'efficacité accrue.

2. L'accès à une ressource très abondante : rappelons qu'il faut environ 10 000 tonnes de silicium cristallisé et purifié pour installer 1 GW. De nombreux projets industriels se sont attelés à la production de silicium de qualité solaire pour éviter une nouvelle pénurie de silicium purifié. Parmi eux, le **procédé Photosil** peut permettre de **fabriquer en abondance des lingots de silicium de qualité solaire** et ramener son coût à 15-20 €/kg, soit une division par deux par rapport à la voie chimique, en partant de silicium métallurgique à 2 €/kg. Grâce aux résultats acquis (rendement de la cellule proche de 15 à 16 %, bilan énergétique total 5 à 10 fois inférieur à la voie chimique, temps de purification du minerai de silicium divisés par deux), une unité pilote de deuxième génération est en cours de conception.

3. Le maintien de rendements de conversion élevés grâce à des techniques de piégeage des impuretés résiduelles et de neutralisation des défauts cristallographiques : extraction (par effet getter), passivation (par hydrogénéation), compensation. Ces opérations sont le plus souvent incluses dans les procédés de fabrication des cellules et n'engendrent aucun surcoût.

4. L'excellente maîtrise de la physique et de la chimie du silicium dans l'utilisation des procédés technologiques issus du savoir-faire en microélectronique : texturation et oxydation de surface, gravures, insertion de nanoparticules, croissance de nanofils, etc.....

5. De nombreuses possibilités d'améliorations : entre autres, le **procédé HIT³⁸** mis au point par Sanyo, qui, pour un coût sans doute équivalent au procédé standard de fabrication de cellules photovoltaïques, présente l'avantage d'un rendement de conversion cellule dépassant 20 %.

Les cellules HIT se composent d'une fine plaque de silicium monocristallin dont les deux faces sont recouvertes de couches de silicium amorphe ultrafines. Cela exige toutefois du silicium monocristallin d'excellente qualité comme le FZ. Diverses variantes sont étudiées, comme celle sur laquelle travaille, en France, **PV Alliance** et le CEA-Ines dans le cadre du projet **Solar Nano Crystal**. Ces cellules très performantes sont surtout utilisées lorsque l'emplacement des modules est exigu. Autre piste, étudiée en France : celle de la société **Solarforce** qui développe une production de **rubans de silicium** (encadré ci-dessous). Des cellules à 13 % de rendement sont déjà proposées.

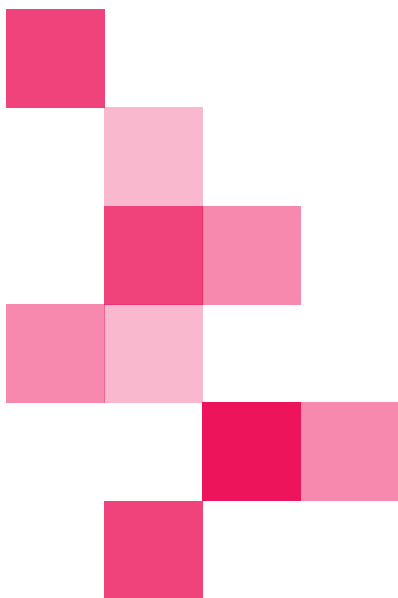
Des rubans de silicium

Alternative à la production de lingots, la production de rubans a comme avantage d'éviter les pertes de matière cristallisée et purifiée (évaluées à environ 40 %) lors du sciage des lingots en plaquettes. Une des méthodes de fabrication consiste à faire passer un ruban de carbone dans un bain de silicium en fusion. Le ruban de carbone se charge de silicium sur les deux faces.

Autres améliorations de la filière silicium

Pour améliorer les rendements des cellules, d'autres améliorations sont envisageables, notamment au niveau de l'architecture des cellules, et plus particulièrement des contacts (encadré La cellule photovoltaïque). Ainsi, au lieu de contacts en face avant, qui induisent un ombrage, des cellules à contacts en face arrière IBC (Interdigitated Back Contact) ou RCC (Rear Contact Cell) sont développées : les contacts sont réalisés à l'aide de deux grilles métalliques interdigitées – entremêlées, qui recueillent les charges électriques positives et négatives – et leur géométrie peut être optimisée. Il existe principalement trois types de cellules à contacts arrière interdigités : les MWT (Metallization Wrap Through), les EWT (Emitter Wrap Through) et les cellules à jonction arrière (back jonction). Ces dernières sont principalement utilisées pour des approches couche mince et haut rendement. Quant aux structures MWT et EWT, elles conservent un émetteur en face avant, mais tout ou partie des contacts est placé en face arrière. La structure EWT a la même apparence que les cellules à jonction arrière, mais elle fonctionne avec du silicium multicristallin de plus faible qualité électronique.

L'utilisation de silicium de type n représente également une option prometteuse par rapport au matériau de type p, en raison, entre autres, de la plus grande mobilité des porteurs de charge majoritaires et de la plus faible sensibilité de ce matériau à la plupart des impuretés métalliques.



Les technologies couches minces

Il faut distinguer les couches minces à base de **silicium**, celles à base de **chalcogénures** (inorganiques) et enfin les **couches minces organiques**. Le **silicium**, utilisé en couche mince dès les années 1980 et jusqu'au début des années 1990, a été exclu à cause d'un rendement insuffisant. Il a réapparu de façon inattendue avec la filière du **silicium amorphe hydrogéné** (a-Si:H) et plus récemment, sous forme de **silicium polycristallin** dans le procédé développé par la société allemande **CSG**. Les deux autres technologies, à peine plus récentes que la technologie au silicium cristallin, sont apparues aussi dans les années 1980-1990. **Toutes les couches minces** partagent les **mêmes avantages** par rapport à la filière au silicium cristallin. Le processus de production nécessite :

- **moins d'étapes intermédiaires**, comme la fabrication du silicium métal, le sciage, la fabrication d'une cellule solaire et son assemblage,
- **moins de matériaux** (y compris le silicium purifié pour les filières couches minces silicium),
- **moins d'énergie**.

Par contre, ces technologies imposent souvent des **investissements plus lourds** à capacité de production équivalente, car elles intègrent la totalité de la chaîne de fabrication matériau-cellule-module. De même, les **coûts hors modules** (surface, transport, structures, câblage) sont relativement **plus importants** pour un système complet de puissance équivalente. La **disponibilité des matières premières** pour certaines filières (CdTe, CIS) peut aussi, à terme, être un frein à leur développement.

Le marché actuel des couches minces autour de ces trois filières (a-Si, CdTe, CIS) représente environ 16 % de la production mondiale. Elles ont retrouvé une certaine dynamique de croissance depuis 2006, après plusieurs années d'érosion qui avaient vu leur part de marché passer de 10 % en 2000 à 6 % en 2004, cela malgré la croissance globale très forte de la production photovoltaïque. Cette progression est très largement due au décollage de la filière CdTe qui représentait 6 % en 2008 contre 5,1 % pour le silicium amorphe et 1 % pour le CIS. Les perspectives de croissance des filières couches minces devraient se poursuivre avec 30 % des capacités de production prévues en 2012 (contre 20 % en 2008), d'après A. Jaeger Waldau³⁹.

39 - Jaeger-Waldau A., PV Status Report 2009 : Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics, August 2009, EC JRC.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Le silicium amorphe et ses dérivés (microcristallin, polymorphe)

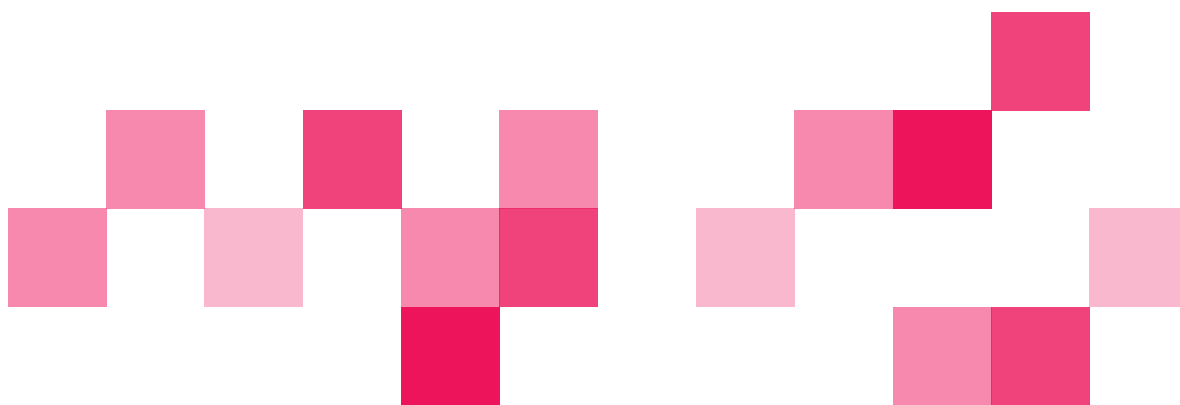
Grâce à la présence d'hydrogène (quelques pourcents atomiques), le silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H) se révèle être un semi-conducteur pourvu d'excellentes propriétés optiques mais de médiocres propriétés électroniques. Après un démarrage prometteur, la filière a connu un coup d'arrêt dans les années 1990, car les cellules perdaient de leur efficacité au cours de leur première année de fonctionnement et n'atteignaient pas les rendements espérés. Le développement de la filière des écrans plats a permis des progrès significatifs dans la maîtrise de ces procédés et le développement d'équipements de dépôt de couches minces. Des recherches récentes ont abouti à des **matériaux dérivés du silicium amorphe** comprenant une fraction microcristalline ou nanocristalline (technologie **micromorphe** et silicium **polymorphe**), et à des dispositifs multicouches (**cellules tandem**) permettant d'accroître le rendement des modules. De plus l'expérience a permis de montrer la stabilisation des rendements après la première année de fonctionnement. La filière s'est redéployée, en particulier au Japon. Les trois premiers producteurs (Sharp, Kaneka et Fuji) annoncent des projets allant jusqu'à 1 GW pour Sharp. Uni-Solar commercialise un produit original, constitué de cellules très élaborées (triple jonction), et réalisé par un procédé continu sur un substrat inox en rouleau. Divers intégrateurs le placent en sandwich entre des feuilles polymères pour réaliser des membranes pour toiture, comme la membrane Evalon Solar produite par 3T France.

Les **avantages de cette filière** sont des coûts de production réduits (par watt ou par m²) grâce aux techniques de production standard des écrans plats, aux performances de modules peu sensibles à l'orientation, à une esthétique (modules unis brun foncé) qui facilite l'intégration paysagère, et à une innocuité permettant la dissémination et l'usage sur toutes les surfaces, puisque les matériaux employés permettent un traitement en fin de vie dans les filières ordinaires de recyclage de matériaux de construction.

Les **rendements des modules** grimpent rapidement pour atteindre aujourd'hui 9 à 10 % en production industrielle. Cette technologie étant relativement récente, la marge d'innovation, aussi bien sur les matériaux que sur les dispositifs, doit permettre des gains rapides de rendement.

Le **coût de l'électricité produite** est enfin **réduit** du fait de la production d'électricité de ces modules, en kWh/W et pour un ensoleillement donné, qui est supérieure à celle des modules cristallins, grâce aux caractéristiques du matériau.

En France, **Solsia**, jeune société de production de modules photovoltaïques d'une dimension d'environ 1,4 m², pour équiper des toits ou construire des centrales solaires, utilise la technologie des couches minces à base de silicium amorphe et micromorphe.



Les couches de silicium polycristallin

Le dépôt de couches semi-minces (2-10 μm) de silicium cristallisé sur un substrat bon marché (verre, métal, etc...) constitue une autre voie pour économiser le matériau en évitant la phase de sciage. Récemment, le fabricant allemand CSG Solar a proposé la production de couches de 2 μm environ en recristallisant un dépôt de silicium amorphe sur verre avec un four à lampe (Crystalline Silicon on Glass). L'objectif de mise en production industrielle de modules est de 105 W pour 1,3 m², soit environ 9 % de rendement de conversion. D'autres voies de cristallisation (lasers, lampes, etc...) sont en cours de développement.

La filière CdTe

Une cellule de tellure de cadmium (CdTe) est constituée d'une couche mince d'oxyde d'étain transparente et conductrice sur un substrat de verre. Ensuite, on dépose une couche de sulfure de cadmium (CdS) dopée n, puis une couche de tellure de cadmium (CdTe) dopée p.

L'édifice est ensuite complété par le dépôt d'une couche de contact. L'épaisseur totale du dispositif est de quelques microns. Le rendement maximum atteint en laboratoire est de 16,5 %, pour des modules commerciaux dont le rendement est actuellement de 10-11 %. Cette filière, lancée par Matsushita avec une technologie de sérigraphie, s'est développée avec BP Solar sur la base d'un procédé électrochimique, jusqu'aux années 2000. C'est un fabricant américain, **First Solar**, fondé en 1999, qui en est désormais le **leader mondial**. La société PrimeStar Solar est aussi active dans cette technologie. First Solar annonçait une capacité de production de 1,2 GW fin 2009 et un chiffre d'affaires de 1,2 milliard de dollars. L'entreprise, qui produit beaucoup en Malaisie, aurait réussi à abaisser le coût de fabrication à moins de 1 dollar le watt en début d'année 2009. La technologie utilisée est le transport en phase vapeur à courte distance, permettant des vitesses de croissance des couches pouvant aller jusqu'à plusieurs microns par minute. Aujourd'hui plusieurs sociétés se sont engagées dans la technologie CdTe (dont Calixo pour Q-Cells, Abound Solar). First Solar s'est aussi engagé à reprendre les modules en fin de vie, pour pouvoir recycler les matériaux et répondre aux préoccupations de pénurie. Toutefois, la durée de vie des cellules, l'innocuité pour l'environnement et la stabilité des performances dans le temps restent des interrogations communément soulevées, ce qui freine pour l'instant le développement de cette technologie pour les maisons individuelles. La rareté du tellure est également un inconvénient.

La filière CIS/CIGS

La **filière CIS** est basée sur un empilement de plusieurs couches d'alliages de cuivre, d'indium et de sélénium sur du verre, ou de plus en plus sur des supports métalliques et flexibles, le tout ne dépassant pas quelques microns d'épaisseur. En ajoutant des atomes de gallium à la structure, des **cellules CIGS** sont obtenues (dont la formule générale est : $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{Se,S})_2$). Elles ont de bien meilleures propriétés optiques. Selon le producteur, le composé utilisé peut être CuInS_2 , CuInSe_2 , $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$, $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$ ou CuGaSe_2 .

L'empilement standard est verre/molybdène/CIS/CdS(ZnS)/ZnO, où la couche de CIS est la couche qui absorbe la lumière. Cette filière a été initiée dans les années 1970 et a connue une longue phase de recherche et de pré-industrialisation qui a abouti à l'obtention de rendement de cellule record (20 %), le plus élevé de la filière couche mince, au même niveau que les rendements record obtenus avec le silicium multicristallin. Sur le plan des modules de grande surface, les rendements se situent dans une fourchette de 11 à 13 %. La particularité de la filière est de reposer sur de nombreuses méthodes de préparation, mettant en œuvre soit des technologies sous vide (pulvérisation cathodique, évaporation) conduisant aux meilleurs rendements, soit des technologies atmosphériques (sérigraphie, électrolyse), dont les rendements sont plus faibles mais réputées à plus bas coût. Les leaders dans la première catégorie sont Würth Solar, Solar Frontier (ex Showa Shell), Sulfurcell, Avancis (Saint-Gobain) et SoloPower. Dans la deuxième, on assiste à la montée en puissance d'entreprises américaines (Nanosolar pour la sérigraphie et SoloPower pour l'électrolyse).

Le composé CIGS(Se) [de formule cuivre-indium (gallium)-sélénium (soufre)] sort quant à lui d'une longue phase de pré-industrialisation. Un procédé de fabrication par électrodéposition est développé en France (procédé Cisel de la société française **Nexcis**) dans le cadre d'une collaboration EDF-ENSCP/CNRS. La société américaine **Nanosolar** développe un procédé par impression sérigraphique d'un composé contenant le CIS sous forme de nanograins. La société **Saint-Gobain** a également choisi cette filière et a démarré sa première usine de 20 MW en Allemagne (usine d'Avancis, joint venture entre Saint-Gobain et Shell). La faible disponibilité de l'indium pourrait néanmoins limiter l'expansion de cette filière à très grande échelle.

Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

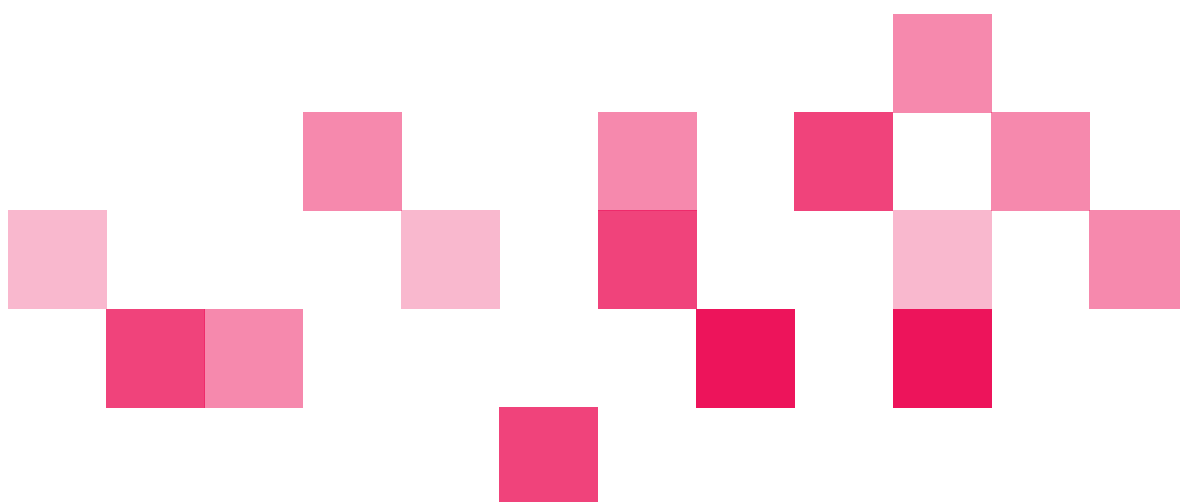
La filière CIS représente aujourd'hui environ 1 % de la production photovoltaïque. On peut la comparer à la situation de la filière CdTe, il y a cinq ans. Compte tenu du positionnement actuel des acteurs industriels et des projets annoncés, par exemple celui d'unités de production de 1 GW, ainsi que des propositions d'usines clés en main, on peut supposer que cette filière montera fortement en puissance dans les prochaines années.

L'acceptabilité environnementale de la filière CIS ne pose pas de problème, ce qui permet son utilisation tant au niveau des centrales au sol, qu'intégré en toiture. Ses rendements élevés lui permettront de rivaliser avec la filière silicium multicristallin, en termes de rapport puissance/espace. En effet, compte tenu des rendements cellules (20 % actuellement) qui peuvent encore être améliorés (jusqu'à 25 %), les rendements des modules devraient atteindre 16 % dans quelques années au lieu des 11 à 13 % actuels. Une autre voie de développement de la filière CIS est celle sur substrats souples et légers, permettant d'attaquer le marché des grandes toitures et de se positionner de façon compétitive vis-à-vis de la filière silicium amorphe développée par Uni-Solar. De nombreux acteurs se positionnent sur ce créneau.

Si les caractéristiques fondamentales de la filière CIS sont très favorables (matériaux, procédés, dispositifs, rendements), les enjeux résident dans le passage à très grande échelle de cette filière, du fait de la rareté de l'indium, et de son utilisation importante dans le domaine des écrans plats. Les études montrent que d'ici à 2020, la filière pourra se développer jusqu'à des niveaux de 20 GW/an (V. Fhtenakis, 2008), compte tenu des progrès dans les rendements et du taux d'utilisation de l'indium.

Cette question doit aussi être replacée dans le cadre de la dynamique même de la filière et de ses évolutions, en particulier en termes de recherche et développement. En effet, on peut déboucher sur de nouveaux chalcogénures (soufre, sélénium) ne contenant pratiquement plus ou pas du tout d'indium, et basés uniquement sur des éléments abondants. Un candidat potentiel est le CZTS (alliage de cuivre, zinc, étain, soufre) qui atteint un rendement cellule record de 9,6 %. En Février 2010, IBM a annoncé des résultats intéressants sur cette filière concurrente de CIGS⁴⁰.

Au delà de ces aspects, l'approche multijonction (différentes couches de matériaux semi-conducteurs qui permettent de convertir différentes parties du spectre solaire et ainsi d'obtenir de meilleurs rendements de conversion) pour les hauts rendements, très avancée dans le cas du silicium en couche mince, n'en est qu'à ses balbutiements pour le CIS : on peut prévoir qu'elle se développera fortement dans les prochaines années. L'université de Nantes et l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), créé par EDF, le CNRS et l'École nationale supérieure de chimie de Paris, sont actuellement très engagés sur les technologies CIS/CIGS et diverses questions concernant les couches minces.



La filière organique

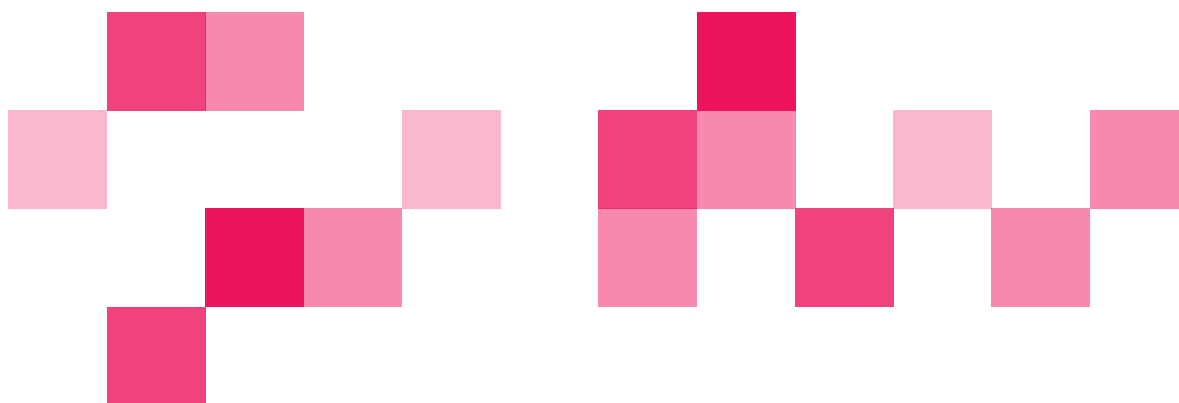
Les semi-conducteurs organiques sont connus depuis longtemps et des cellules solaires utilisant des polymères conjugués ou des colorants, phtalocyanine ou pérylène par exemple, ont été développées en laboratoire depuis plusieurs décennies, avec des rendements inférieurs à 1 %.

Deux grandes innovations ont profondément modifié la vision de ces matériaux et relancé une recherche très dynamique : les cellules à colorants ou **cellules de Graetzel** et plus récemment les **cellules à réseaux interpénétrés** (ou bulk heterojunctions). Ces nouvelles filières de photovoltaïque organique montent progressivement en puissance, elles font l'objet de nombreuses recherches, mais restent encore hors champ sur le plan industriel.

Les **cellules de Graetzel** atteignent des rendements record d'environ 11 % et font l'objet de nombreux efforts de transferts industriels. Les verrous à lever sont la durabilité, du fait de la présence d'un électrolyte liquide, ce qui limite pour l'instant cette technologie plutôt à des applications de niche. Il semble néanmoins qu'il serait possible de remplacer à terme l'électrolyte liquide par un électrolyte solide. En France, quelques acteurs étudient cette technologie dans le cadre du **programme ANR** (Agence nationale de la recherche) **Progelec**, une filière à surveiller.

Concernant la filière des **réseaux interpénétrés**, les performances n'ont atteint que 5 à 7 % de rendement sur des cellules de laboratoire, mais ont contribué à la compréhension des mécanismes de conversion du rayonnement solaire dans les matériaux organiques et laissent espérer des progrès substantiels. De nombreux laboratoires travaillent sur cette filière en France (dans le cadre du **réseau Nanorgasol**). **L'Ines** travaille sur la stabilité des cellules organiques et la fabrication de prototypes.

Autre perspective séduisante récente, des **photo-batteries** : des cellules qui stockent l'énergie lorsqu'elles ne débitent pas de courant. Une approche, évidente dans son principe, consiste à associer une cellule et une batterie lithium-polymère sur un même substrat. L'industriel **Konarka** annonce des produits de faible puissance dans un avenir très proche. D'autres approches pourraient conduire à un matériau réalisant les mêmes fonctions de façon intrinsèque.



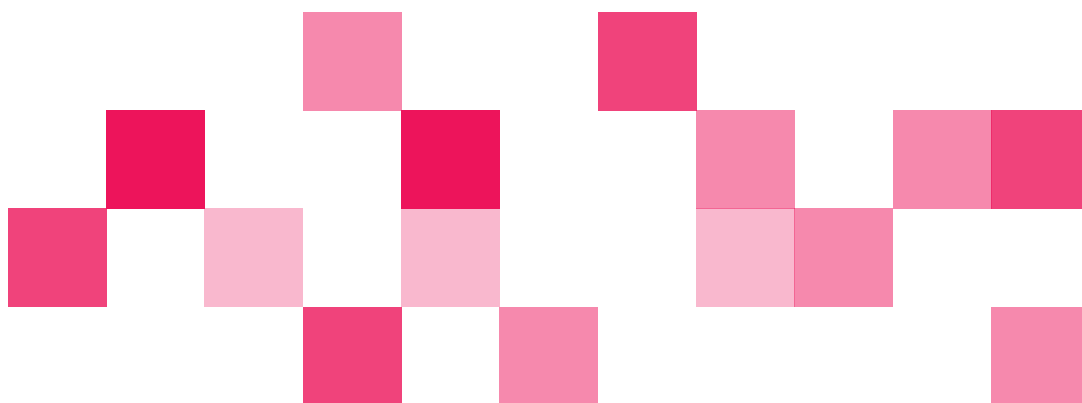
Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque concentré

Dans un module solaire photovoltaïque, le composant le plus cher reste et restera la cellule photovoltaïque. En intercalant un dispositif concentrateur entre le soleil et la cellule (un système de miroirs paraboliques ou de lentilles de Fresnel), on peut utiliser une surface de cellule plus petite, et ainsi utiliser des cellules, par exemple à base d'arséniure de gallium, atteignant des rendements très supérieurs, oscillant typiquement entre 30 et 40 % avec l'espoir de dépasser 50 %. Dans ces **modules solaires photovoltaïques à concentration**, le rapport de concentration peut dépasser 1 000, le record étant détenu par la société Sunrgi avec une valeur de 1 600.

Un tel panneau photovoltaïque (encadré Le système photovoltaïque) ne fonctionne correctement qu'avec un dispositif de « pointage », de façon à rester en permanence perpendiculaire aux rayons du soleil et augmenter ainsi de 50 % la production d'électricité sur une journée : ce type de dispositif a l'inconvénient d'accroître la complexité et la maintenance du panneau, le destinant à des centrales au sol. Il faut de plus évacuer le flux de chaleur excessif, préjudiciable au rendement des cellules et surtout à leur durée de vie. Enfin, ces modules plus complexes sont plus fragiles, plus délicats à transporter et à monter.

Plusieurs sociétés fabriquent ce type de modules : Sol3G en Espagne, Solaria, Pyron Solar et Sunrgi en Californie, Solar Systems en Australie (qui construit actuellement une centrale photovoltaïque de 154 MW) ou Concentrix Solar en Allemagne. Cette dernière fabrique des modules dans lesquels les lentilles de Fresnel guident la lumière amplifiée 385 fois sur de minuscules cellules multiples, permettant d'atteindre un rendement système de plus de 27 % en courant alternatif. Les coûts peuvent ainsi être réduits de 10 à 20 %, en fonction de l'emplacement de l'installation. L'entreprise possède une ligne de production industrielle d'une capacité annuelle de 25 MW, opérationnelle depuis septembre 2008 et facilement extensible à 100 MW. Autre acteur de cette filière, **Concentrix Solar**, qui vient d'être repris par le groupe français Soitec, premier fabricant mondial de tranches de silicium sur isolant, dans le but d'accélérer la réduction des coûts des systèmes solaires. A partir de cette expertise de production solaire concentrée, **Soitec** pourrait détenir jusqu'à 9 % de la totalité du marché photovoltaïque. Une autre industriel français spécialisé dans ces systèmes photovoltaïques à concentration, **Heliotrop**, jeune société, vise le développement et l'industrialisation de modules photovoltaïques à très haute concentration (facteurs de concentration de l'ordre de 1 000) grâce notamment à une amélioration du dispositif optique.



La mise en forme sous forme de modules

Le module photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules reliées électriquement entre elles (en série puis en parallèle) et encapsulées grâce à différents types de matériaux. La finalité de cette opération est triple :

- obtenir une tension suffisante grâce à la connexion en série de nombreuses cellules,
- protéger les cellules et leurs contacts métalliques contre les conditions ambiantes (l'humidité surtout),
- protéger mécaniquement les cellules, qui sont très fragiles.

Connexion des cellules dans la filière silicium

Les cellules d'un même module ont sensiblement les mêmes caractéristiques électriques. La tension et le courant obtenus dépendent du nombre de cellules et de l'architecture de connexion. Le procédé standard d'interconnexion des cellules est à l'origine d'un taux de casse des cellules significatif (3 %) et d'une baisse de performance due à l'accroissement de la résistance série et parallèle sous le contact soudé.

Encapsulation des cellules

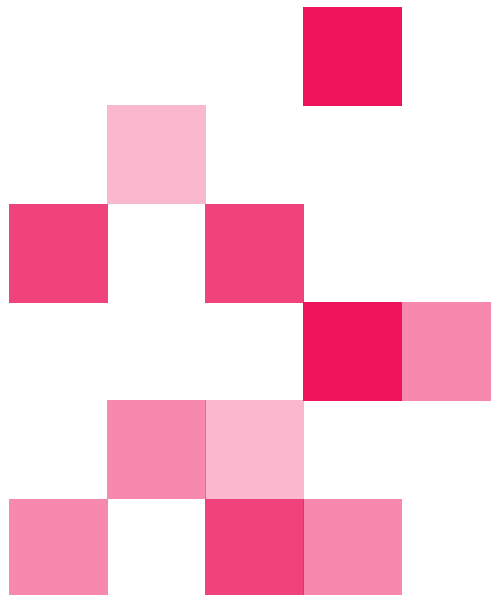
Les technologies actuelles de modules en silicium mono, multicristallin, ou ruban comprennent :

- la protection en face avant, assurée par du verre (durabilité et performance éprouvées),
- les cellules en silicium monocristallin ou multicristallin (durabilité et performance prouvées sur 25 ans : les systèmes installés à la fin des années 1970 ont conservé en général plus de 80 % des performances initiales),
- le système d'encapsulation, sur base de copolymère éthylène-acétate de vinyle réticulé, utilisé dans plus de 90 % des cas (durabilité et performance éprouvées),
- la protection en face arrière, assurée par des films principalement à base de multicouches polymère fluoré/polyester/polymère fluoré ou EVA (éthylène, vinyle, acétate),
- un cadre en aluminium qui assure la rigidité mécanique.

La face avant doit non seulement être transparente, mais aussi résister aux chocs (grêle notamment). Le verre présente de multiples avantages (absorption de 95 % des UV, bonne résistance à l'abrasion, résistance à la grêle, facilité d'élimination des salissures par l'eau de pluie) et des inconvénients (poids, qui peut compliquer la pose en toiture, et fragilité).

Le système d'encapsulation utilise très largement les films à base d'EVA, élaborés par extrusion monocouche, avec une épaisseur classiquement comprise entre 300 et 500 microns. Mais les films ont une durée de stockage limitée à six mois, généralement à l'abri de la lumière et de l'humidité. Arkema est un producteur important d'EVA et de peroxydes organiques sur le marché du photovoltaïque.

La protection en face arrière des modules a pour principale fonction de lutter contre l'humidité. Elle est actuellement assurée majoritairement par des films à base de PVF3 (polyvinyle fluoré) et polyester ou de PVF, polyester et EVA. Arkema est un des principaux producteurs de PVDF (polyfluorure de vinylidène) pour le marché du photovoltaïque.



Feuille de route sur l'électricité photovoltaïque

Le raccordement au réseau

La Balance of System (ou BOS, encadré Le système photovoltaïque) constitue l'ensemble des prestations et des technologies qui permettent de raccorder un module photovoltaïque au système électrique :

- local quand il s'agit d'une maison ou d'un site isolé,
- global quand il s'agit d'une intégration au système électrique.

Ces coûts comprennent :

- les coûts de conception,
- les frais de développement du projet (dont les démarches administratives),
- les frais de financement et d'assurances,
- les équipements mécaniques pour supporter les modules,
- les câbles électriques (courants continus et alternatifs)
- les équipements électroniques (onduleurs),
- les coûts d'installation et de mise en service.

Ces postes, longtemps négligés du fait de la part prépondérante des modules, seront de plus en plus importants dans le prix à payer par le propriétaire. En 2008, on les situait à 2 €/W pour une centrale au sol et 5 €/W pour une centrale en toiture. La limite minimum se situerait autour de 0,8 €/W.

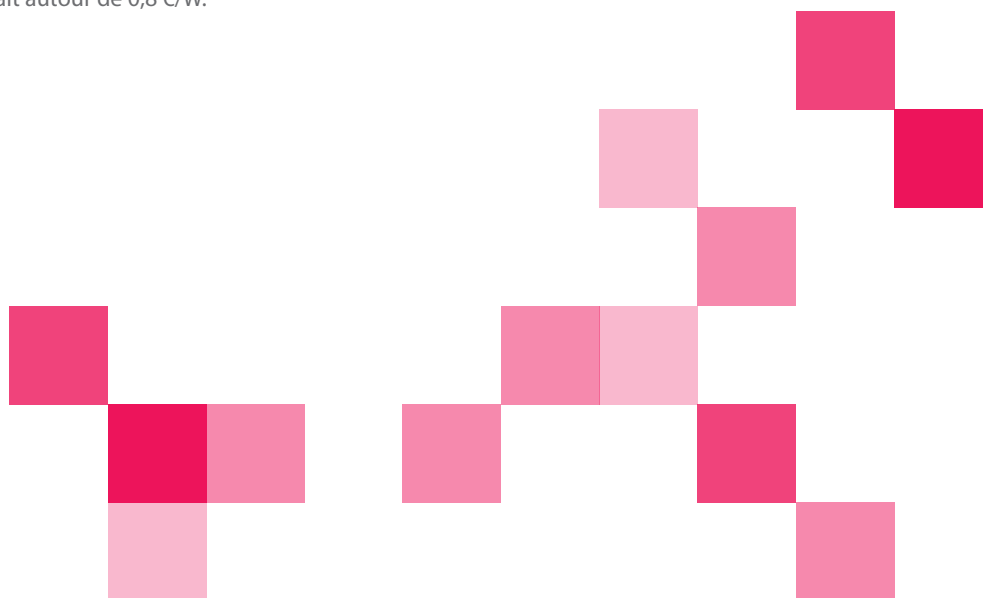
> 11. Annexe 2 : interactions entre production photovoltaïque et réseau électrique

Rappel

Les réseaux de transport et de distribution ne sont pas organisés de manière similaire en Europe :

- les réseaux de transport sont bâtis soit sur un seul niveau de haute tension (380 kV ou 275 kV comme au Royaume-Uni), soit sur deux niveaux (380 kV et 220 kV comme en Allemagne),
- les réseaux de distribution, dont la tension d'alimentation est plus basse que celle des réseaux de transport, sont alors constitués soit de deux niveaux, soit de trois niveaux.

Il faut donc être très prudent avant de déduire des conclusions d'une démonstration « réseau » faite dans un Etat membre de l'Union qu'elles peuvent être applicables et répliquables dans d'autres Etats membres⁴¹.



41 - Voir en particulier Grid integration of PV systems: could the electric network become the bottleneck?, Clémentine Coujard, Athanase Vafeas, Serge Galant, DISTRES Final conference, Chypre, décembre 2009.

Intégration vue de l'opérateur de transport

Les fermes photovoltaïques connectées au réseau de transport

L'enjeu est de fournir des services au système électrique, comme les centrales classiques le font déjà aujourd'hui, avec trois lignes d'applications possibles :

- **Le contrôle de la puissance réactive** en utilisant des algorithmes de contrôle de tension qui existent chez les opérateurs de transport,
- **La modulation de la puissance active** tout en fournissant un contrôle de fréquence, avec des enjeux économiques et de sécurité,
- **La prise en compte de la réponse dynamique d'une ou plusieurs fermes agrégées**, pour répondre aux critères d'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity ou Réseau européen des gestionnaires de transport de l'électricité), association qui réunit les réseaux de transport d'électricité de 34 pays d'Europe.

Par ailleurs, les opérateurs d'agrégation peuvent combiner la production photovoltaïque et la consommation contrôlable de façon à fournir de l'énergie tout en réduisant les coûts de déséquilibre locaux.

Les modules photovoltaïques connectés au réseau de distribution

Les éventuels défauts sur le réseau de transport conduisent à des variations de tension sur le réseau de distribution. Les équipements doivent pouvoir rester connectés malgré ces variations de tension, afin d'éviter des pertes successives de générateurs.

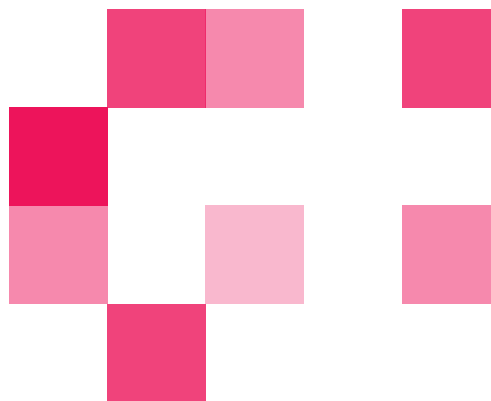
Par ailleurs, de nouveaux systèmes d'effacement vont voir le jour, ce qui amènera des grappes de générateurs photovoltaïques à s'isoler au sein d'un réseau de distribution, afin de continuer à alimenter la demande tout en attendant la reconnexion automatique. Les systèmes électriques européens ont été conçus pour prévenir cet îlotage. Ces applications pourront être progressivement autorisées, mais nécessiteront vraisemblablement l'utilisation de stockage d'électricité.

Intégration vue des opérateurs de distribution

L'arrivée de compteurs électriques intelligents va progressivement changer la vision de développement des réseaux de distribution pour permettre de plus en plus l'accueil de production décentralisée intermittente (dont le photovoltaïque), tout en contrôlant mieux les flux d'énergie échangés.

Le premier souci des opérateurs de distribution restera le réglage de tension, réglage qui, dans le futur, sera facilité soit par du contrôle actif, soit par de nouvelles règles de conception des réseaux : on peut envisager, en particulier, des règles de gestion qui donnent aux distributeurs un rôle d'équilibrage local des flux d'énergie échangés à l'intérieur d'une même cellule élémentaire.

Le deuxième défi pour les distributeurs sera de revoir les tarifs d'utilisation de leur réseau, tarifs qui, grâce au comptage intelligent, devront mieux refléter les coûts d'utilisation réelle.



L'ADEME en bref

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) est un établissement public sous la triple tutelle du ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche et du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. Elle participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

www.ademe.fr

