



GROUPEMENT FRANÇAIS

SOLER

DES PROFESSIONNELS DU
SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

ANTICIPER LE DÉVELOPPEMENT DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE COMPÉTITIF





SOMMAIRE

<i>Introduction</i>	4
<i>Synthèse</i>	5
<i>Photovoltaïque : en route vers la compétitivité</i>	6
<i>2013-2020 : L'atteinte de la compétitivité photovoltaïque</i>	8
<i>Projection des coûts d'installation photovoltaïque</i>	9
<i>Le potentiel de baisse du coût du module</i>	9
<i>Le potentiel de diminution du coût des autres postes</i>	11
<i>Le potentiel de diminution du coût des installations photovoltaïques</i>	12
<i>La projection des coûts de production d'un kwh photovoltaïque</i>	13
<i>Dans le monde</i>	13
<i>En France</i>	14
<i>L'impact de la compétitivité prix sur les marchés du photovoltaïque</i>	17
<i>L'impact du développement des bâtiments et îlots à énergie positive sur le marché du photovoltaïque</i>	19
<i>L'autoconsommation : définition</i>	20
<i>L'autoconsommation à différentes échelles</i>	22
<i>L'autoconsommation à l'échelle d'un bâtiment</i>	22
<i>L'autoconsommation à l'échelle d'un quartier ou d'une commune</i>	23
<i>Quel cadre pour l'autoconsommation ?</i>	26
<i>La fourniture d'électricité à d'autres consommateurs</i>	26
<i>Le mécanisme de prime au kwh consommé</i>	27
<i>Le système de « Net Metering »</i>	28
<i>La refonte globale du cadre de la production et de l'achat/vente d'énergie</i>	28
<i>Bibliographie</i>	31

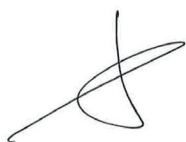
INTRODUCTION

Le solaire photovoltaïque a connu, au cours des décennies passées, une baisse constante des coûts de fabrication de ses composants. Les mécanismes de soutien au marché mis en place par divers Etats, les gains de productivité résultant des programmes de R&D et du développement industriel ont été les moteurs de ce succès.

La tendance à la baisse rapide des coûts de production actuels, comme celle, à la hausse, du prix final de l'électricité centralisée livrée chez le client, laissent entrevoir à un horizon de quelques années (avant 2020), le moment où le photovoltaïque sera devenu, vu de l'utilisateur final et sans tenir compte de la question de la répartition de la prise en charge des coûts de réseau, l'une des sources d'énergie les moins chères dans nombre de situations.

De nombreux scénarii ont été élaborés par les instituts de recherche et les organisations professionnelles. Ainsi, l'EPIA, l'association européenne du photovoltaïque, prévoit que le parc photovoltaïque mondial produira 14 % de la consommation mondiale d'électricité en 2030. De son côté, l'Agence Internationale de l'Energie, dans son scénario haut, prévoit que 5 % de l'électricité mondiale pourrait être générée par le photovoltaïque en 2030 et 11 % en 2050. Même si les projections diffèrent sensiblement à long terme, ces deux scénarii mettent en évidence un fort développement du marché mondial du photovoltaïque dans les années à venir.

La filière solaire photovoltaïque française est capable de répondre aux objectifs français de villes et bâtiments durable et de prendre une part significative du marché mondial en développement. Pour cela, il est impératif de s'appuyer sur un marché national dynamique et de mettre en place un cadre favorable à ce développement qui valorise pleinement tous les avantages du photovoltaïque.



Jean-Louis BAL
*Président du Syndicat des
énergies renouvelables*



Arnaud MINE
Président de SOLER



SYNTHÈSE

Le solaire photovoltaïque est aujourd'hui la technologie de production d'électricité qui connaît le plus fort développement dans le monde. Le coût de production de l'électricité photovoltaïque poursuit une courbe d'apprentissage particulièrement rapide : il est aujourd'hui sans commune mesure avec ce qu'il était il y a encore quelques années, au point de se situer désormais à un niveau proche du prix de l'électricité distribuée.

La notion de compétitivité du photovoltaïque face aux autres types de production s'apprécie différemment suivant le type d'installations photovoltaïques auquel on fait référence : installations sur bâtiment ou au sol localisées à proximité immédiate des lieux de consommation (compétitivité « consommateur », avec les segments résidentiel et professionnel) ; installations au sol de très grande taille (compétitivité « marché de gros ») ; et, enfin, installations raccordées à des réseaux non-interconnectés comme les îles (cas des DOM) ou les réseaux diesel (compétitivité « insularité »).

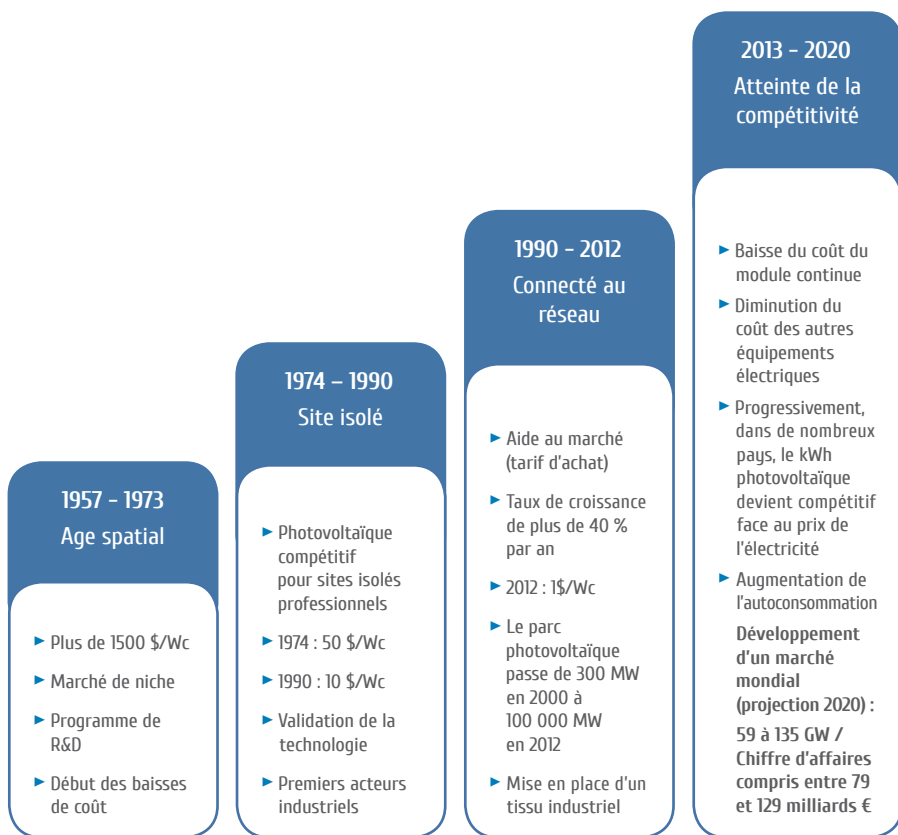
Deux paramètres conditionnent fortement l'atteinte de la compétitivité du solaire photovoltaïque : l'évolution du prix de revient du kilowattheure solaire, et celle du prix de l'électricité auquel on le compare. En intégrant l'ensemble des potentiels de baisse sur chacun des postes d'investissement d'une installation photovoltaïque, le SER estime que la compétitivité du solaire photovoltaïque sera atteinte entre 2013 et 2020 selon les segments de marché mentionnés ci-dessus.

Avant même la généralisation des bâtiments à énergie positive, de plus en plus de projets photovoltaïques reposant sur l'autoconsommation de la production électrique vont donc trouver leur propre équilibre économique. Néanmoins, en l'état actuel de la réglementation, l'installation de ces unités de production se développera en priorité sur des bâtiments présentant des courbes de charge particulièrement adaptées à la production photovoltaïque. Il est donc essentiel que le cadre juridique, technique, économique et organisationnel de la production et de l'achat/vente d'énergie évolue afin de tirer parti de la décentralisation de la production énergétique et de sa proximité avec les lieux de consommation. Poussée par une réglementation rénovée, l'autoconsommation pourra alors se déployer à l'échelle d'îlots urbains ou ruraux, et la gestion intelligente de l'équilibre entre la production et la consommation, éventuellement associée à du stockage, permettront de rendre rapidement l'énergie solaire photovoltaïque compétitive et attractive.

Jusqu'à ce que ce nouveau cadre soit effectif, il importe que l'autoconsommation soit encouragée par les pouvoirs publics par des mécanismes de soutien adaptés, comme une prime au kilowattheure autoconsommé, ou un dispositif de « net metering »¹. Afin de conserver toute la visibilité nécessaire aux acteurs économiques, il est essentiel que la mise en place de ces nouveaux outils se fasse de manière articulée et transparente en regard de l'actuel mécanisme de la vente de la totalité de l'électricité à l'acheteur obligé, sans générer de discontinuité dans l'encadrement économique de la filière.

¹ Mécanisme dans lequel un producteur/consommateur reçoit un crédit pour chaque kWh qu'il produit en sus de sa consommation propre et qu'il injecte sur le réseau. Si la consommation est supérieure à la production injectée au terme d'une période donnée, le consommateur paie les kWh supplémentaires consommés. Dans le cas contraire, les crédits dus pour les kWh injectés sont reportés à la période suivante.

PHOTOVOLTAÏQUE : EN ROUTE VERS LA COMPÉTITIVITÉ



Depuis sa création en 1957, l'industrie photovoltaïque a connu trois phases de développement, chacune soutenue par des marchés différents.

Dans les années 1960, la course à la conquête spatiale offre un premier débouché à l'industrie photovoltaïque. Lors de la conception des premiers satellites, l'industrie spatiale cherche une source d'énergie ne nécessitant pas de combustible et permettant de produire de l'électricité sur de longues périodes. Les cellules photovoltaïques offrent une réponse idéale malgré leur prix élevé (1500 \$/Wc). L'industrie spatiale lance donc d'importants programmes de recherche qui permettent de valider l'utilisation du photovoltaïque et d'enclencher les premières baisses des coûts.

Au début des années 1970, les coûts de production du photovoltaïque sont considérablement réduits pour atteindre 50 \$/Wc. Le photovoltaïque apparaît alors comme une solution pour l'approvisionnement énergétique des sites situés loin du réseau électrique. Les années soixante-dix voient donc l'ouverture d'un deuxième marché, celui des sites professionnels hors-réseau (plateformes pétrolières, balises, antennes-relais, etc.) suivis rapidement de l'électrification des premiers bâtiments non raccordés au réseau.

Au début des années 1990, le Japon, suivi très rapidement par l'Allemagne, lance un programme ambitieux de « toitures solaires » : dans un premier temps sous la forme d'une aide à l'investissement, puis sous la forme d'un tarif d'achat. Les marchés de ces deux pays vont, pendant quelques années, soutenir le développement de la filière. Puis, au début des années 2000, les tarifs d'achat ayant démontré leur efficacité pour développer la demande photovoltaïque, de nombreux pays, dont la France, enclenchent une dynamique de marché en mettant en place un tarif d'achat.

Ces politiques de soutien à la filière ont fait décoller le marché photovoltaïque mondial permettant à la capacité photovoltaïque installée de passer de moins de 300 MW en 2000 à près de 100 000 MW en 2012 avec une diminution du coût des modules qui est passé sous le seuil de 1 \$/Wc.

Dans les années à venir, la baisse de coût de cette technologie devrait se poursuivre tendanciellement en raison, d'une part, d'une croissance mondiale rapide liée à la multiplication des plans de développements nationaux de cette forme d'énergie (Chine, Inde, Afrique du Sud, Arabie Saoudite...), et, d'autre part, de gains de productivité significatifs dans la fabrication des équipements photovoltaïques. Ainsi, à brève échéance le photovoltaïque sera devenu l'une des sources d'énergie les plus compétitives dans bien des situations, ce qui permettra sa diffusion à très large échelle.

Dans les années à venir, le photovoltaïque va donc être amené à jouer un rôle important :

- ▶ En Europe, par sa contribution aux objectifs d'optimisation de la consommation énergétique des bâtiments et des villes ;
- ▶ Dans le reste du monde, où il est une solution adaptée pour répondre à la hausse de la consommation électrique sans émettre de gaz à effet de serre, ni de pollution (air, eau), au plus proche des besoins.



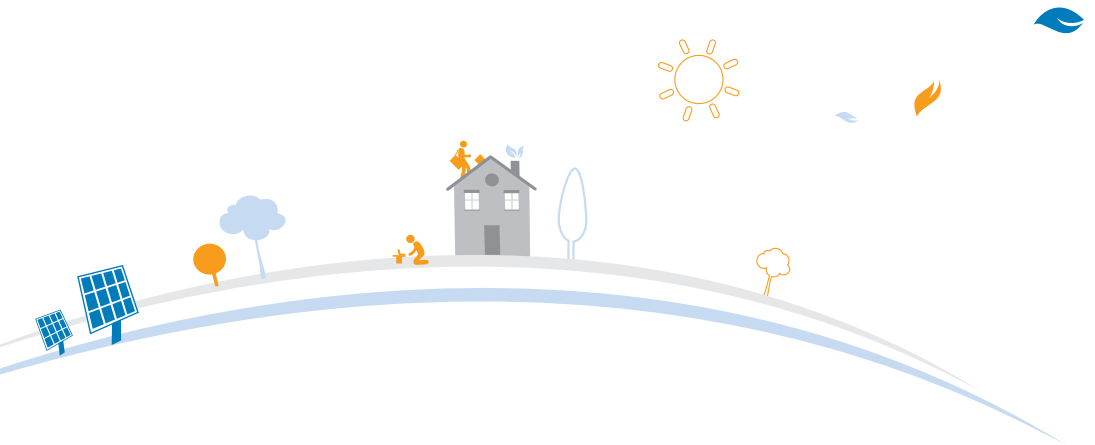
2013-2020 : L' ATTEINTE DE LA COMPÉTITIVÉ PHOTOVOLTAÏQUE

La notion de compétitivité du photovoltaïque face aux autres technologies de génération électrique dépend du type d'installation auquel il est fait référence :

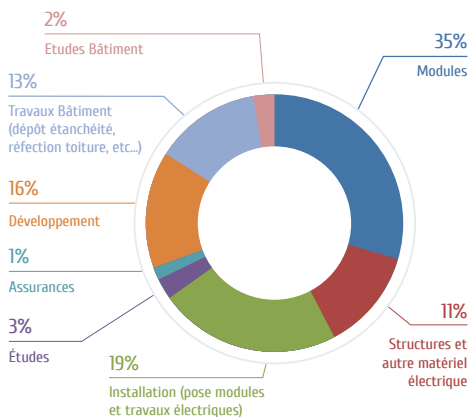
- 1.** Pour les installations photovoltaïques sur bâtiment ou au sol dont la production électrique peut être consommée localement (bâtiments, îlots urbains, collectivités locales...), la compétitivité prix vue du client final sera atteinte lorsque le coût de l'électricité photovoltaïque sera inférieur ou égal au prix de vente de l'électricité conventionnelle délivrée par le réseau. Dans le cas des bâtiments soumis à la réglementation thermique, cette compétitivité doit également être évaluée par rapport aux autres solutions techniques permettant d'atteindre les objectifs de consommation d'énergie associés.
- 2.** Pour les parcs au sol de très grande taille, la compétitivité « marché » sera atteinte lorsque l'électricité solaire sera inférieure ou égale au prix de gros (marché) de l'électricité.
- 3.** Dans le cas des installations photovoltaïques raccordées à des réseaux non interconnectés (îles telles que celles des DOM-POM français, réseaux diesel, etc.) la compétitivité « insularité » sera atteinte lorsque le coût de l'électricité solaire sera inférieur ou égal au prix de production d'un générateur fossile (diesel, charbon, etc.)

Plusieurs paramètres contribuent à rendre les installations photovoltaïques compétitives :

- ▶ la baisse du coût de production du kWh photovoltaïque ;
- ▶ une hausse du prix de l'électricité auquel on compare le coût du kWh photovoltaïque ;
- ▶ dans le cas de l'autosommation, la synchronisation de la consommation et de la production.



PROJECTION DES COÛTS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE



Contrairement à une installation de production d'électricité à partir de source fossile, dont le coût du kWh produit dépend en grande partie du coût du combustible, le coût du kWh photovoltaïque est essentiellement induit par le coût d'investissement initial et par la localisation géographique de l'installation.

La figure 1 présente la décomposition du prix d'un Wc installé sur un bâtiment.

Figure 1 : Répartition de la valeur ajoutée de l'investissement initial d'une installation photovoltaïque sur bâtiment en intégration simplifiée au bâti (2 €/Wc)

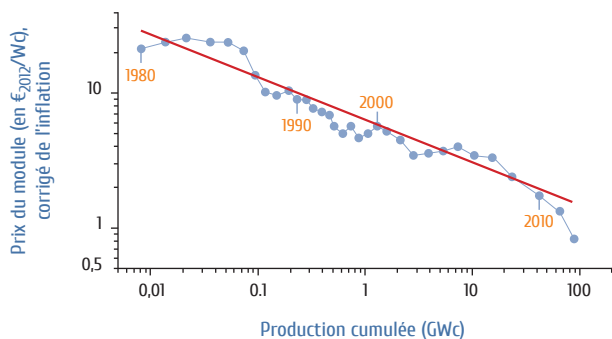
(source : SER, décembre 2012)

Détaillons les potentiels de baisse de ces différents postes.

Le potentiel de baisse du coût du module

Comme indiqué ci-dessus, le prix du module a connu une baisse régulière depuis l'apparition de cette technologie, passant de près de 50 \$/Wc dans les années 1970 à moins de 1 \$/Wc aujourd'hui.

Afin de pouvoir modéliser convenablement cette diminution des coûts futurs, il nous faut introduire la notion de courbe d'apprentissage : celle-ci établit un lien entre le coût d'une technologie et ses volumes installés ou produits. L'analyse de la courbe d'apprentissage d'une technologie peut nous fournir une projection de son coût dans le futur. Pour l'industrie photovoltaïque, l'analyse de la courbe d'apprentissage depuis vingt ans montre une diminution de 20 % environ du coût du Wc à chaque doublement de la capacité mondiale de production de modules.

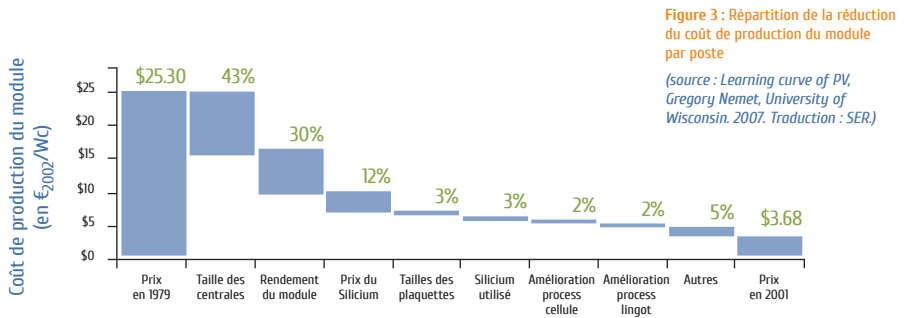


A chaque doublement de la production, le coût des modules photovoltaïques diminue de 19,6 %

Figure 2 : Courbe d'apprentissage des modules photovoltaïques entre 1980 et 2012

(source : Fraunhofer ISE)

Cette baisse spectaculaire s'explique par les nombreuses innovations qu'a connu le secteur du photovoltaïque et les gains de productivité réalisés grâce au changement d'échelle du marché. Elle n'est pas sans similitude avec les courbes des autres industries des semi-conducteurs. La figure ci-dessous fournit une estimation des gains réalisés en fonction de différents postes entre 1980 et 2001.



De nombreuses pistes d'améliorations technologiques sont d'ores et déjà identifiées pour les années à venir. Elles devraient permettre une poursuite de la baisse du coût de production des modules : augmentation du rendement de conversion, diminution de la quantité de matière utilisée, innovation dans les techniques de montage du module, etc...².

Technologies au Silicium cristallin	2010-2015	2015-2020	2020-2030/2050
Rendements cibles en % (modules commerciaux)	Monocristallin : 21 % Polycristallin : 17 %	Monocristallin : 23 % Polycristallin : 19 %	Monocristallin : 25 % Polycristallin : 21 %
Critères de fabrication	Consommation de Si < 5 g/W (grammes par watt)	Consommation de Si < 3 g/W (grammes par watt)	Consommation de Si < 2 g/W (grammes par watt)
Domaines de R&D	- Nouveau matériau en Silicium et process de fabrication - Contacts cellules, émetteurs et passivation	- Amélioration des structures - Amélioration de la productivité et des coûts de fabrication	- Alternatives technologiques aux plaquettes - Nouvelles structures, avec des concepts novateurs

Figure 4 : Objectif technologique de la R&D pour la filière cristalline

(source : Solar photovoltaic energy (AIE - Agence Internationale de l'Energie). Traduction : SER)

Les potentiels de diminution du coût des autres postes

La part relative des autres composants et de l'installation dans le coût total du système photovoltaïque va augmenter mécaniquement avec la baisse du coût du module. Il est nécessaire de se pencher également sur ces coûts afin d'analyser leur potentiel en termes de baisse.

L'onduleur

Historiquement, le coût de l'onduleur a également connu une baisse continue, même si elle a été moins importante que celle du coût du module. Le maintien d'un niveau élevé d'investissement en R&D et une optimisation des process industriels devraient permettre la poursuite de la baisse des coûts. L'intégration des onduleurs dans les modules et l'augmentation de leur durée de vie (aux alentours de 10 ans actuellement) participeront par exemple à cette baisse.

Selon les segments de marché, les diminutions de coût de l'onduleur pourraient aller de 35 à 50 %. Pour sa part, l'IRENA estime que l'ensemble des innovations associées à ce poste devrait permettre de diviser par deux le coût de l'onduleur à l'horizon 2020³.

L'installation

Les coûts d'installation peuvent être réduits par l'augmentation du marché du photovoltaïque et par la multiplication des acteurs (effet de concurrence). L'automatisation des procédures d'installation et un haut niveau de standardisation et de pièces près-assemblées devraient également permettre de connaître une diminution du coût d'installation de l'ordre de 30 %⁴.

Les coûts de développement

Le projet européen PV Legal a analysé en profondeur les barrières non économiques au développement du photovoltaïque dans de nombreux Etats membres de l'Union Européenne. Il a ainsi été possible de chiffrer l'impact des procédures administratives dans le coût d'installation d'un système photovoltaïque. En France, ces coûts de développement (et notamment les démarches d'accès au réseau) sont particulièrement élevés du fait des procédures en vigueur et peuvent atteindre dans certain cas plus de 22 % du coût global d'un projet. **Ce poste, non négligeable dans le coût total d'un système photovoltaïque peut être fortement diminué notamment en France par une simplification des démarches administratives et d'accès au réseau**⁵.

² Pour plus d'information, se reporter aux document suivants : *Technological road map : solar photovoltaic energy* (IAE) et *International Technology Roadmap for Photovoltaics* (ITRPV).

³ IRENA : *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Photovoltaic* (juin 2012).

⁴ *Achieving low-cost solar pv industry workshop recommendations for near-term balance of system cost reductions* (bony 2010).

⁵ Pour plus d'information, se reporter au site www.pvlegal.com

Le potentiel de diminution du coût des installations photovoltaïques

En intégrant l'ensemble de ces données, il est possible d'effectuer une estimation des coûts futurs des systèmes photovoltaïques. La figure ci-dessous est une projection des coûts totaux d'installation d'un système photovoltaïque pour différents segments de marché.

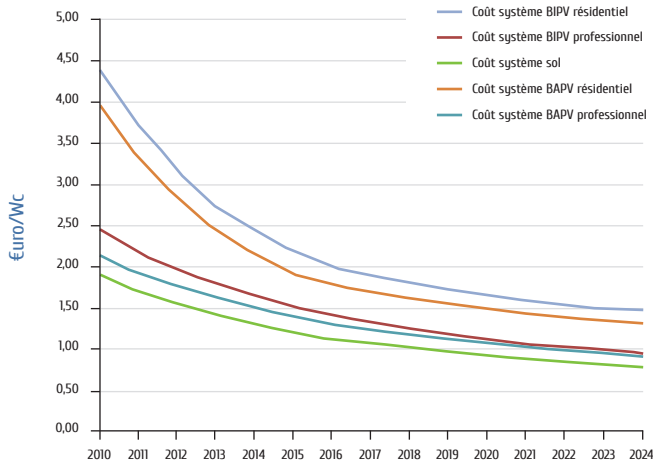


Figure 5 : Estimation du coût d'investissement (Capex, en €/Wc) d'un système photovoltaïque (matériel et installation) dans différentes configurations : en intégré au bâti (BIPV – Building-integrated photovoltaics), en surimposé (BAPV – Building-applied photovoltaics), et au sol

(Source : SER, 2013)

LA PROJECTION DES COÛTS DE PRODUCTION D'UN KWH PHOTOVOLTAÏQUE

A partir de ces projections du coût d'installation des systèmes photovoltaïques, il est possible de calculer le coût moyen actualisé de l'électricité solaire⁶. Celui-ci est obtenu à partir des éléments suivants :

- ▶ Les coûts d'investissement (couramment désignés par le terme « Capex » pour « Capital Expenditure ») et de fonctionnement (les « Opex », pour « Operating Expenditure ») du système photovoltaïque ;
- ▶ Le rendement du système sur la durée de vie du matériel ;
- ▶ L'ensoleillement du lieu et le productible annuel associé ;
- ▶ Le coût de la dette et la rentabilité attendue des fonds propres (coût moyen pondéré du capital).

Dans le monde

Le graphique ci-dessous illustre l'atteinte de la compétitivité « consommateur » dans différentes parties du monde. Les courbes représentent le coût moyen actualisé d'un kWh photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement pour les années 2010, 2011 et 2012. Les points représentent le prix de l'électricité dans divers pays.

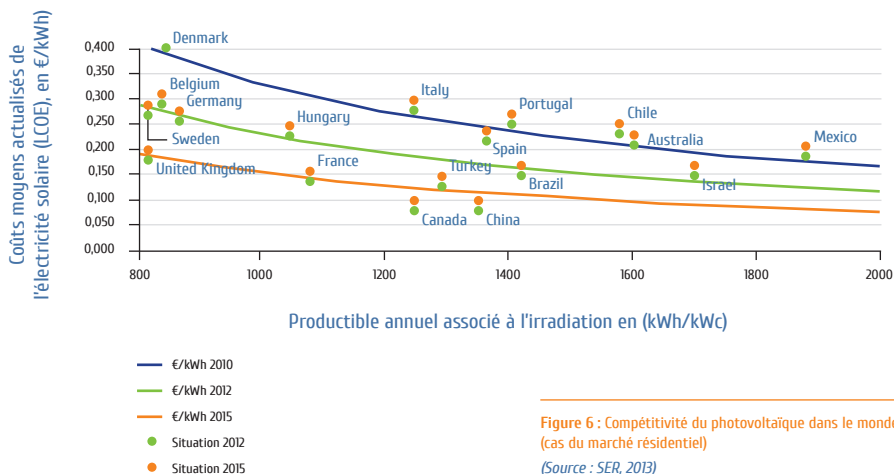


Figure 6 : Compétitivité du photovoltaïque dans le monde (cas du marché résidentiel)
(Source : SER, 2013)

⁶ Le coût moyen actualisé de l'électricité, ou LCOE pour Levelised Costs of Electricity, se définit, à l'échelle internationale, comme le prix moyen que des consommateurs auraient à payer pour rembourser les investisseurs de l'ensemble de leurs coûts d'investissements et de leurs coûts opérationnels, en leur assurant une rémunération égale à leur coût moyen pondéré du capital. C'est donc le prix minimum auquel l'électricité doit être vendue pour permettre l'équilibre financier de l'investissement avant marge.

On note que, dans de nombreux pays, la technologie photovoltaïque est dès maintenant compétitive avec l'électricité produite de manière traditionnelle et acheminée au client final : on assiste à un développement de ce marché où des contrats de vente de l'électricité photovoltaïque se concluent sans l'aide de système de soutien. C'est le cas notamment de la Californie, du Chili, de l'Afrique du sud, et, en Europe, de l'Italie et de l'Espagne.

En France

L'évaluation du prix de vente de l'électricité

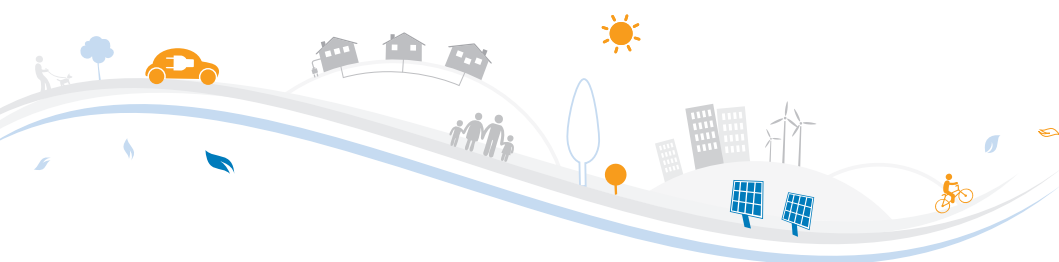
En France, le prix de l'électricité varie fortement suivant le type de contrat de fourniture (tarif réglementé ou non, puissance souscrite, etc.). Afin de modéliser le prix de vente futur de l'électricité, nous avons pris en compte d'une part deux types de consommateurs (un ménage et une entreprise) et d'autre part le prix de gros de l'électricité. Le tableau ci-dessous montre leur niveau en 2012.

Tarif domestique	Tarif entreprise petit consommateur	Tarif entreprise grand consommateur	Prix de gros ⁷
12 c€/kWh	12 c€/kWh	9,0 c€/kWh	6,4 ct€/kWh

Figure 7 : Prix de vente de l'électricité en 2012

(Sources : tarif domestique, tarif entreprise petit consommateur (tarif bleu option base) et tarif entreprise grand consommateur (entreprise dont la consommation est supérieure à 500 MWh et strictement inférieure à 2000 MWh par an) : base de données Pégase. Prix de gros : CRE)

L'évolution de ces tarifs et du prix de gros sont un élément important. Nous avons pris en compte une augmentation de 5 % par an des tarifs de l'électricité (qui conduisent à une augmentation cumulée de l'ordre de 47 % à l'horizon 2020 conforme aux estimations d'un récent rapport parlementaire⁸). Notons également que, pour les professionnels, la loi dispose, qu'à partir de 2016, les tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » devront disparaître et que ces consommateurs devront conclure des contrats au prix de marché⁹.



L'atteinte de la compétitivité vue du client final : installations résidentielles

A partir de 2015 dans le sud de la France (et 2017 dans le nord), la majorité des installations photovoltaïques installées sur des maisons individuelles seront à même de produire une électricité à un coût inférieur ou égal au tarif de l'électricité acheminée par le réseau électrique.

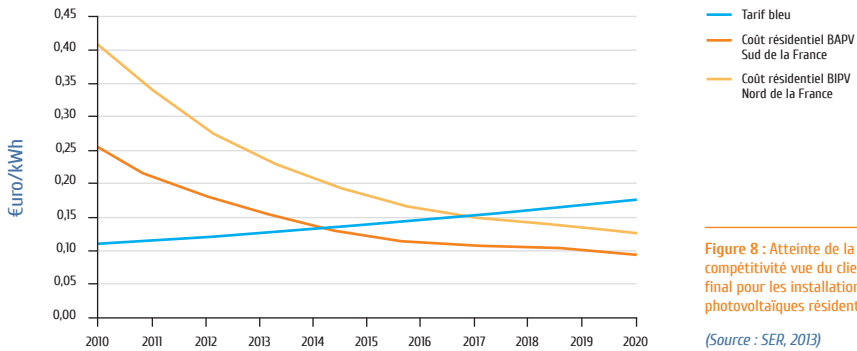


Figure 8 : Atteinte de la compétitivité vue du client final pour les installations photovoltaïques résidentielles

(Source : SER, 2013)

L'atteinte de la compétitivité vue du client final : installations professionnelles

Dès aujourd'hui, dans le sud de la France, certains professionnels peuvent installer des systèmes photovoltaïques à même de produire une électricité dont le coût de production est égal ou inférieur au tarif de l'électricité acheminé par le réseau électrique.

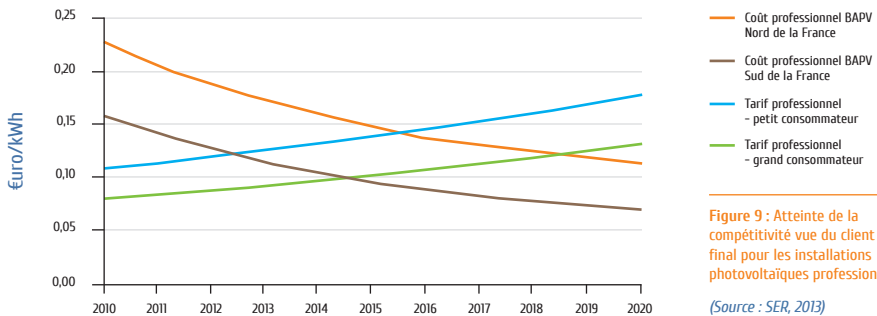


Figure 9 : Atteinte de la compétitivité vue du client final pour les installations photovoltaïques professionnelles

(Source : SER, 2013)

Sur le seul plan du prix, l'ensemble des consommateurs professionnels devrait avoir intérêt à recourir à des installations de production d'électricité photovoltaïque en 2018.

⁷ Basé sur les prix spot horaires du marché de gros, pondérés par les profils de production horo-saisonniers du photovoltaïque (celui-ci permettant de produire uniquement le jour, lorsque les prix spot sont les plus élevés sur le marché de gros).

⁸ Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques, juillet 2012.

⁹ Art. L 337-9 du code de l'énergie.

L'atteinte de la compétitivité : les centrales au sol

Dès 2016 dans le sud de la France, des centrales photovoltaïques seront en mesure de produire une électricité dont le coût de production sera inférieur ou égal au prix de gros de l'électricité. Par ailleurs, dès aujourd'hui, des centrales photovoltaïques installées à proximité des lieux de consommations sont à même de produire une électricité compétitive avec l'électricité acheminée au client final.

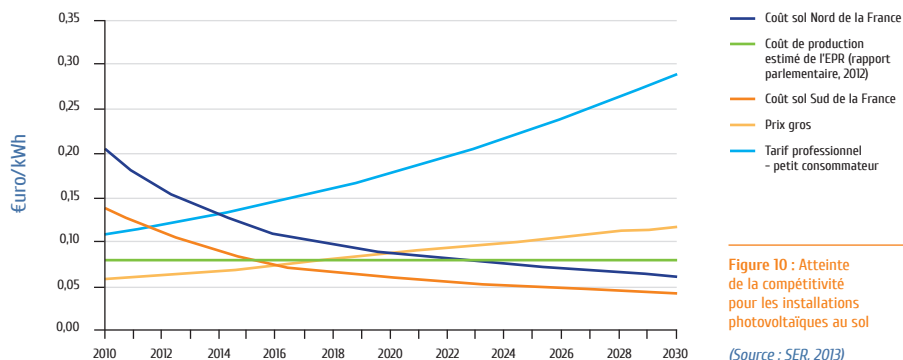


Figure 10 : Atteinte de la compétitivité pour les installations photovoltaïques au sol

(Source : SER, 2013)

Ce travail d'analyse des coûts de production du solaire photovoltaïque et de projection de ces coûts dans le futur nous permet donc de voir que **dès cette année dans certains cas, et au plus tard dans deux ans dans la moitié sud de la France, des installations photovoltaïques seront en mesure de produire une électricité au coût de production inférieur ou égal au tarif de l'électricité acheminée par le réseau électrique.**

L'atteinte de la compétitivité : le cas des zones non interconnectées françaises (zni)

Le prix de revient moyen complet et prévisionnel de production dans les ZNI hors-Corse (essentiellement les DOM), atteindrait d'ores et déjà 253 €/MWh en 2013¹⁰. Bien que les coûts de construction de générateurs photovoltaïques dans les DOM soient environ 25 % plus élevés qu'en métropole (générateurs plus petits, frais d'approche, taxes régionales, etc.), le photovoltaïque sans stockage y est d'ores et déjà compétitif au regard des coûts supportés par la collectivité (via le mécanisme de péréquation tarifaire).

Néanmoins, compte tenu de la présence sur les réseaux insulaires d'une puissance photovoltaïque pouvant représenter jusqu'à 30 % de la puissance de pointe (pour 5 % de l'énergie fournie), l'instabilité potentielle soulignée par les gestionnaires de réseau impose, qu'à l'avenir, le développement du photovoltaïque dans les zones non-interconnectées passe par le stockage, avec une forte dimension d'autoconsommation et de maîtrise de l'énergie.

L'IMPACT DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX SUR LES MARCHÉS DU PHOTOVOLTAÏQUE

1. L'électricité photovoltaïque est, dès aujourd'hui, compétitive avec les systèmes de production usuels dans de nombreux pays du monde. Conscients de cette réalité économique, de nombreux pays se sont assignés des objectifs ambitieux de développement du photovoltaïque.

Inde	Chili	Californie	Afrique du Sud	Arabie Saoudite
Objectif 2020 20 000 MW	Objectif 2020 20% de l'électricité d'origine renouvelable	Objectif 2020 33% de l'électricité d'origine renouvelable	Objectif 2020 8 000 MW	Objectif 2032 16 000 MW

Figure 11 : Objectifs de développement du solaire photovoltaïque dans plusieurs Etats du monde

(Source : plans nationaux de développement des énergies renouvelables des Etats concernés)

Ces perspectives ouvrent un marché mondial de plusieurs dizaines de milliers de mégawatts, dans lequel les acteurs français peuvent prendre des parts de marché s'ils démontrent une expertise sur leur propre marché national.

2. Entre 2013 et 2020, progressivement, la grande majorité des bâtiments en France deviendront aptes à produire une électricité dont le coût de production sera égal ou inférieur au tarif de l'électricité acheminée par le réseau électrique. Par ailleurs, dès 2013, certaines centrales au sol pourraient fournir une électricité compétitive à des quartiers ou des villes. **L'atteinte de la compétitivité va entraîner l'apparition d'un nouveau mode de consommation/production de l'électricité : celui de l'autoconsommation de l'électricité.**

Cette évolution devrait entraîner une modification substantielle de la structure du système électrique. En effet, une des hypothèses sous-jacentes du système actuel est que l'électricité est produite de manière centralisée, puis acheminée, au travers du réseau jusqu'au consommateur, souvent sur de grandes distances. **Dans le nouveau modèle qui commence à apparaître, des lieux de production et de consommation sont proches et répartis sur tout le territoire national. Ce modèle coexistera avec le modèle centralisé dans le cadre d'une complémentarité de fait car le réseau actuel gardera une très grande utilité et devra même s'étendre pour permettre le raccordement de nouvelles sources de production et profiter du foisonnement européen des moyens de production (interconnexion).**

¹⁰ Synthèse des données issue de la délibération CRE du 9 octobre 2012 pour le calcul CSPE 2013, disponible en ligne à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-et-contribution-unitaire-2013>

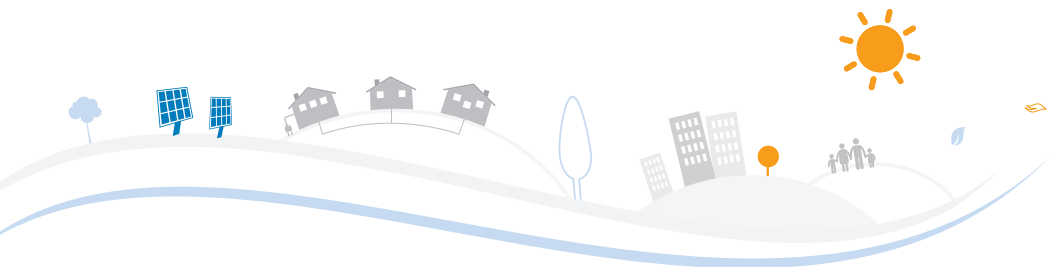
Par ailleurs, la mise en œuvre de nouvelles réglementations thermiques (RT 2012, future RT 2020) et, plus largement, des nouvelles normes liées au développement durable dans le domaine du bâtiment devraient favoriser le développement du photovoltaïque dans le secteur de la construction neuve, voire dans celui de la rénovation profonde des bâtiments existants. L'autoconsommation photovoltaïque y joue un rôle analogue à la maîtrise de la demande d'énergie pour ce qui concerne la pression exercée sur la production centralisée et le transport d'électricité. A ce titre, avec la disparition à terme de la CSPE induite par l'atteinte de la compétitivité prix, la totalité des dispositifs banalisés de soutien à la performance énergétique des bâtiments devrait être progressivement mobilisée en faveur du photovoltaïque. C'est le cas notamment des certificats d'économie d'énergie. Dans un autre domaine, une éventuelle obligation de désamiantage des toitures offrirait une opportunité supplémentaire d'accélérer la pénétration du photovoltaïque dans les bâtiments existants. En bref, certaines dynamiques développées dans le domaine du bâtiment et de l'urbanisme contribueront positivement au développement de la filière.

Autoconsommation, bâtiments et îlots à énergie positive

Le bâtiment et la ville durable représentent en France un enjeu considérable. En effet, le secteur du bâtiment y représente 46 % de la consommation totale d'énergie et il produit près de 25 % des émissions de gaz à effet de serre. La consommation des bâtiments a fortement augmenté au cours des 30 dernières années, notamment en raison d'un développement important des usages électriques (chauffage, cuisson, ordinateurs, télécoms, etc..).

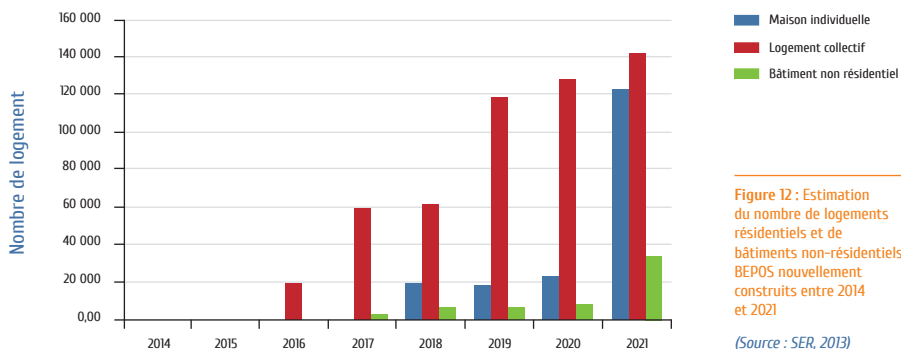
Les toitures des bâtiments constituent une surface disponible pour le photovoltaïque. Leur potentiel en termes de production d'énergie est considérable : équipé de modules photovoltaïques, 30 % du parc immobilier français permettrait de produire plus de 15 % de la consommation électrique française et de répondre en partie à l'augmentation de la consommation électrique des bâtiments.

La France s'est donc fixé des objectifs ambitieux pour ce secteur : avec, d'une part, l'objectif « facteur 4 » inclus dans la loi POPE (Loi de Programmation fixant les orientations de la Politique Énergétique de la France) de 2005, qui vise à diviser par quatre les émissions françaises de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport à leur niveau de 1990 et, d'autre part l'objectif « bâtiment à énergie positive », issu de la loi Grenelle, qui vise à ce que toutes les constructions neuves à compter de 2020 présentent une consommation d'énergie primaire fossile ou nucléaire inférieure à la quantité d'énergie renouvelable produite dans ces constructions.



L'IMPACT DU DÉVELOPPEMENT DES BÂTIMENTS ET ÎLOTS À ÉNERGIE POSITIVE SUR LE MARCHÉ DU PHOTOVOLTAÏQUE

De la même manière que le label BBC (« Bâtiment à basse consommation »)¹¹ a été le vecteur de l'apprentissage de la réglementation thermique 2012, on peut estimer que le récent label BEPOS¹² (« Bâtiment à énergie positive ») sera le lieu de l'apprentissage de la réglementation thermique 2020 qui généralisera le bâtiment à énergie positive. Ainsi, il est possible d'estimer le nombre de bâtiments BEPOS qui seront construits entre 2013 et 2020, en prenant exemple sur le développement du BBC.



Ce marché futur des bâtiments BEPOS devrait permettre de créer un parc photovoltaïque de plus de 2 000 MW sur la période 2016-2021 et générer un investissement cumulé de l'ordre de 3 milliards d'euros.

Sur cette même période, comme décrit plus haut, le coût de production de l'électricité photovoltaïque sera devenu compétitif avec l'électricité de réseaux acheminée. Ce parc de près de 2 000 MW d'installations photovoltaïques sera donc probablement installé dans un contexte très différent du régime tarifaire actuel. Si un cadre réglementaire pertinent est mis en place, la majorité des bâtiments associés disposeront d'un dispositif de synchronisation de leur production et de leur consommation électrique.

¹¹ Un bâtiment à basse consommation est un bâtiment dont la consommation n'excède pas 50 kWh d'énergie primaire par m² et par an.

¹² Un bâtiment à énergie positive est un bâtiment produisant plus d'énergie qu'il n'en consomme.

L'AUTOCONSOMMATION : DÉFINITION

Par autoconsommation photovoltaïque, on entend la possibilité donnée à tout type de consommateur/producteur d'électricité de connecter une installation photovoltaïque, dimensionnée selon ses besoins, soit uniquement à son installation électrique, soit dans un mode de partage entre son installation électrique et le réseau local selon les fluctuations de la production et de la consommation *in situ*.

L'objectif de l'installation photovoltaïque est donc plus de répondre, soit à sa propre consommation, soit à la consommation d'un ou plusieurs sites déterminés dans son voisinage, que de produire et vendre en totalité pour le réseau. L'électricité excédentaire continue d'être injectée sur le réseau local, cette production pouvant être valorisée de plusieurs manières.

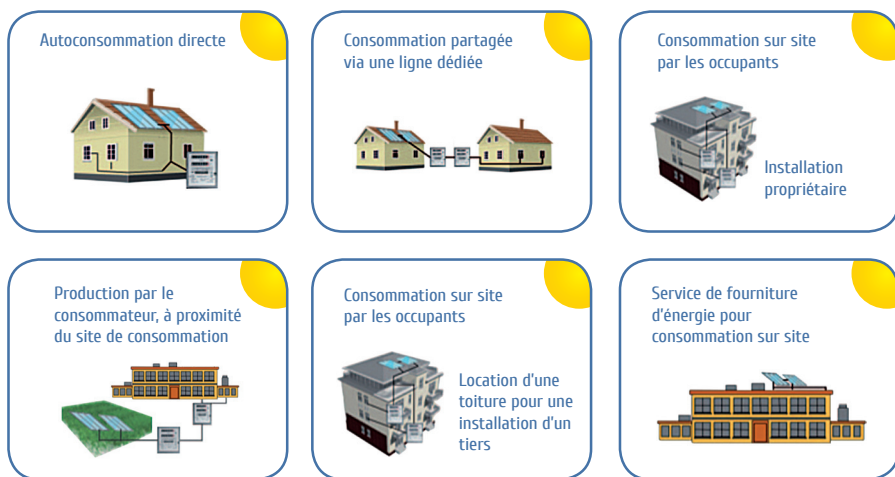


Figure 13 : Autoconsommation dans divers contextes
(Source : AT Kearney. Traduction : SER.)

Cette définition inclut tout type de consommateur et tout type de segment de marché du photovoltaïque. Elle inclut également tout type de raccordement de l'installation, de la connexion au réseau public à l'installation directement connectée à un réseau privé, en passant par les installations de production raccordées au consommateur par une ligne dédiée.

Notons qu'une installation photovoltaïque qui répond à cette définition ne doit pas nécessairement être la propriété du consommateur, elle peut appartenir à un autre acteur lié de manière contractuelle au consommateur. Tout type de producteur/consommateur peut s'inscrire dans ce cadre, du résidentiel à l'industriel en passant par le tertiaire. Tout type d'application photovoltaïque peut également être concernée, des installations intégrées aux bâtiments jusqu'aux centrales au sol en passant par les installations en surimposition. **L'élément central de la définition est le lien fort entre le dimensionnement du système photovoltaïque et ses plages journalières de production avec le besoin électrique du ou des consommateurs.**

La logique de l'autoconsommation n'est pas la recherche de l'autonomie mais plutôt celle de s'inscrire dans l'infrastructure locale du réseau associant production photovoltaïque, gestion intelligente de la demande et stockage. Cette orientation met donc en avant une multitude de situations d'autoconsommation à laquelle est associée une multitude de modèles d'affaires possibles.

La Contribution au Service Public de l'Electricité : un mode de calcul inadapté au photovoltaïque décentralisé et proche des lieux de consommation

La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), acquittée par les consommateurs d'électricité, est destinée à compenser les surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non-interconnectées (péréquation tarifaire, essentiellement pour l'outre-mer), aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien des énergies renouvelables, et des coûts liés aux dispositions sociales (tarif de première nécessité notamment). En ce qui concerne les filières renouvelables sous obligation d'achat, le mode de calcul des charges de services public repose sur la différence entre leur prix d'achat par les fournisseurs historiques d'électricité (EDF, les entreprises locales de distribution et Electricité de Mayotte) et le prix de gros du marché de l'électricité. Il fait donc abstraction des coûts de transport et de distribution de l'électricité jusqu'au client final. Or, dans un certain nombre de cas, l'électricité photovoltaïque peut être consommée localement par des consommateurs de manière directe ou à proximité immédiate du lieu de production, et ne nécessite donc pas d'être acheminée sur de longues distances. Il importe, par conséquent, de faire évoluer le modèle de calcul de la CSPE actuellement en vigueur pour prendre en considération les spécificités de ces applications.



L'AUTOCONSOMMATION À DIFFÉRENTES ÉCHELLES

La technologie photovoltaïque est l'une des seules qui soit en mesure de produire de l'électricité au plus près du consommateur. Cela est vrai au niveau du bâtiment mais également du quartier, de la commune, voire de la communauté de communes.

La notion « d'énergie positive » fait aujourd'hui référence à un bâtiment qui produit en moyenne plus d'énergie qu'il n'en consomme. Initialement pensés à l'échelle d'un bâtiment, les objectifs d'optimisation de la consommation du parc bâti et de mobilisation des ressources renouvelables locales qui sous-tendent désormais la réglementation thermique, etc., ouvrent la possibilité d'élargir l'échelle spatiale de ce concept au-delà du bâtiment : à l'échelle de l'îlot, du quartier, voire de la ville ou du périmètre de la concession.

Le passage à une plus grande échelle, suppose une gestion des équipements de production et de consommation d'énergie. L'analyse des consommations, la « répétabilité », ainsi que la supervision des installations de productions/consommations constituent ainsi le centre névralgique du système. Si cela passe par un prestataire de services, la question de son *business model* devient incontournable. Cette mutualisation doit aussi prendre en compte les usages et les besoins selon l'occupation des bâtiments : les horaires et les besoins différents selon la destination du bâtiment (école, logements, bureaux). Autant de possibilités de dégager des marges de manœuvre pour lisser les pointes de consommation énergétique et mieux dimensionner les équipements.

L'autoconsommation à l'échelle d'un bâtiment

Exemple d'une installation photovoltaïque installée sur une maison

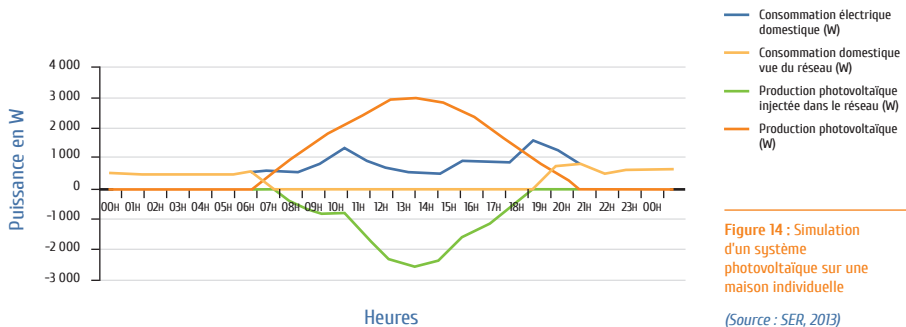


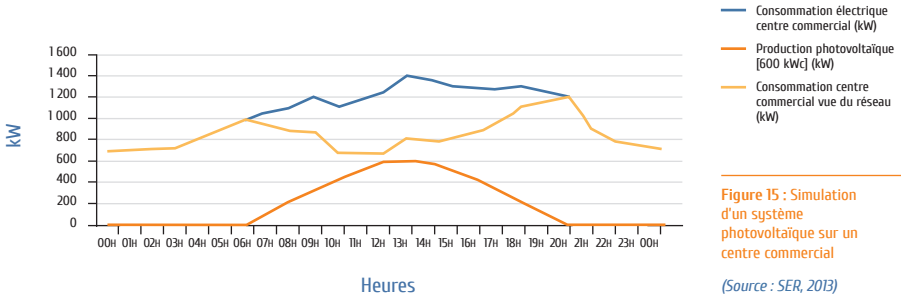
Figure 14 : Simulation d'un système photovoltaïque sur une maison individuelle

(Source : SER, 2013)

De nombreuses études ont été réalisées afin de déterminer la quantité d'électricité autoconsommée : sans système de gestion de la consommation ou de stockage, cette part varie entre 20 et 40 % de la consommation de la maison. La mise en place d'un système de gestion de la consommation (transfert des usages de la pointe du soir vers l'après-midi) et/ou la mise en place d'un système de stockage peuvent permettre une augmentation significative de la part d'énergie autoconsommée.

Pour augmenter cette part, le système photovoltaïque devra préférentiellement être dimensionné en fonction des besoins de la maison et une analyse des consommations devra être pratiquée afin de synchroniser au maximum les consommations de la maison, les éventuels besoins de stockage et la production photovoltaïque.

Exemple d'une installation photovoltaïque installée sur un centre commercial

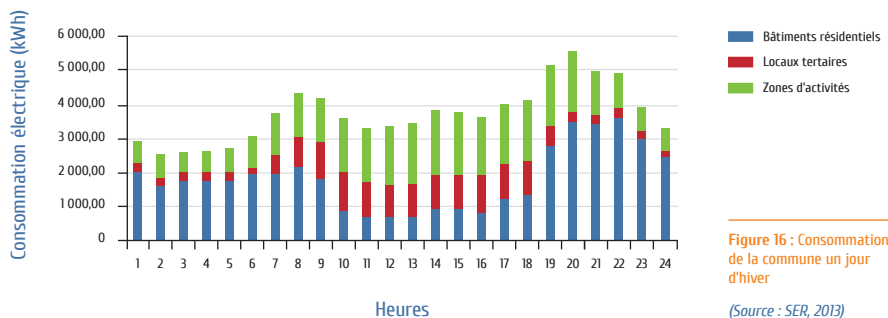


Dans certain cas, la courbe de consommation du bâtiment est « naturellement » synchrone avec la production photovoltaïque. Dans ce cas, un dimensionnement adéquat permet d'autoconsommer la quasi-intégralité de l'électricité produite, sans même prévoir de transferts de consommation ou de dispositifs de stockage. Vu du réseau, l'installation photovoltaïque conduit à une diminution de l'électricité soutirée.

L'autoconsommation à l'échelle d'un quartier ou d'une commune

Afin d'analyser l'impact de système photovoltaïque sur la consommation d'une commune, nous avons simulé la courbe de consommation électrique d'une commune de 7 000 habitants située dans le sud de la France. Cette commune est composée de 3 483 foyers. Elle comporte également 309 locaux tertiaires (bureaux, écoles, administrations, ...), 138 locaux commerciaux et une zone d'activité composée de 7 enseignes commerciales et 6 entreprises industrielles.

Les deux graphiques ci-dessous présentent la consommation horaire de l'ensemble de la commune (hors éclairage public) : le premier, un jour d'hiver, le deuxième, un jour d'été.



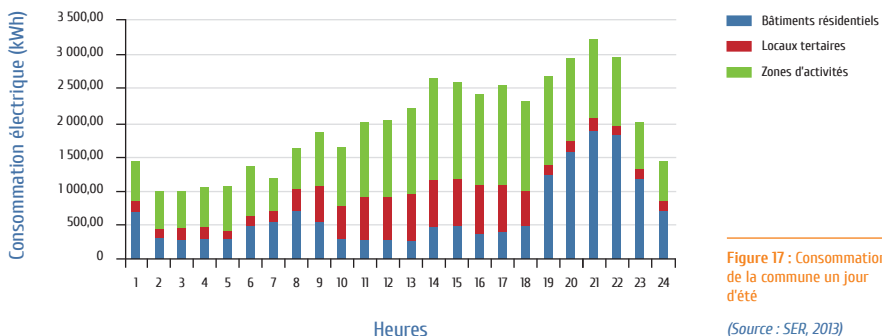


Figure 17 : Consommation de la commune un jour d'été

(Source : SER, 2013)

Lorsqu'on analyse la structure de la consommation électrique à l'échelle d'un quartier ou d'une commune, il convient de prendre en compte le foisonnement des consommations individuelles. Dans le cadre de l'implantation de systèmes photovoltaïques sur des bâtiments, si le bâtiment porteur du système n'a pas besoin d'électricité à l'instant où le système produit, il y a une forte probabilité qu'un bâtiment voisin aura, lui, besoin d'électricité à ce moment précis. On peut alors parler d'autoconsommation au périmètre d'une commune.

Dans le cas que nous avons simulé, il peut être envisagé d'installer près de 2 500 kW de systèmes photovoltaïques dans la commune sans que l'électricité produite ait besoin d'être évacuée en dehors de cette commune.

Les 2 graphiques suivants reprennent la consommation hiver/été de la commune et lui superposent la production d'un ensemble de systèmes photovoltaïques d'une puissance cumulée de 2 500 kWc.

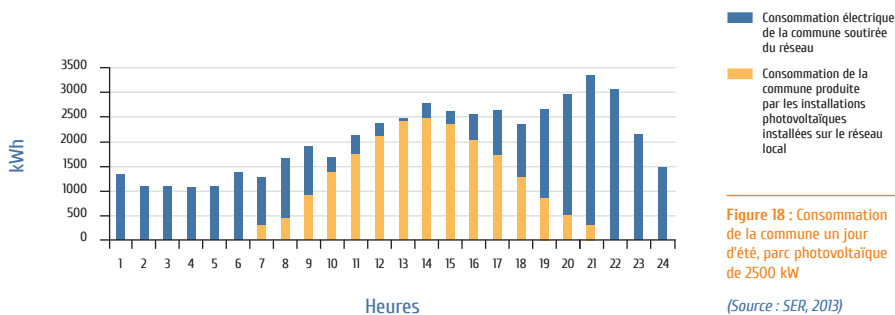
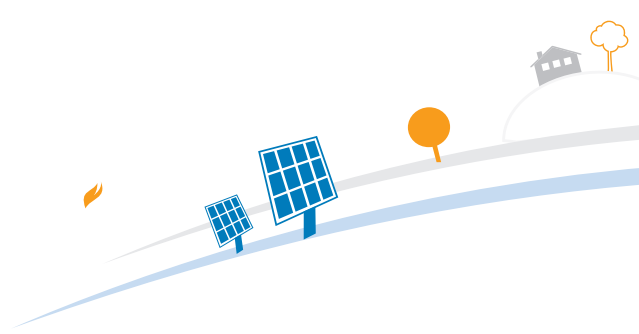
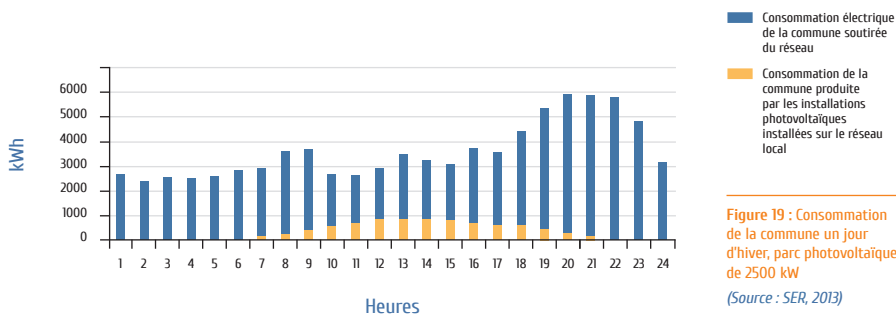


Figure 18 : Consommation de la commune un jour d'été, parc photovoltaïque de 2500 kW

(Source : SER, 2013)





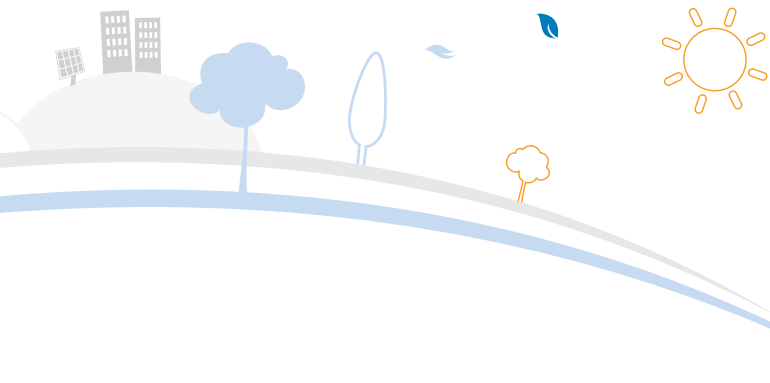
Ces 2 500 kWc peuvent être atteints par l'installation d'une centrale au sol, de 10 centrales de 100 kWc associées à des systèmes de 3 kWc sur 37 % des maisons individuelles, ou encore par l'installation de systèmes de 3 kWc sur 63 % des maisons individuelles.

A l'échelle de la commune, le photovoltaïque apparaît comme un mécanisme de réduction de la puissance appelée sur le réseau électrique durant la journée. Couplé à des systèmes de gestion de la charge, il peut répondre à des demandes d'usage transférées de la pointe de consommation du soir vers l'après-midi.

Par ailleurs, la mise en place de systèmes de stockage (au sein des bâtiments ou d'une flotte de voitures électriques ou centralisé pour l'ensemble de la ville) permettrait d'accroître la capacité photovoltaïque installée et de couvrir la pointe du soir.

Au travers de cet exemple, on constate immédiatement l'intérêt d'associer plusieurs types d'utilisateurs qui sont mieux à même de gérer les fluctuations de consommation de chacun.

De même, l'utilisation de plusieurs moyens de production complémentaires est tout à fait pertinent : citons par exemple l'éolien ou l'hydraulique qui, dans les régions propices, offrent un bon complément temporel à la production photovoltaïque ; la cogénération, qui permet de donner de la souplesse en générant plus ou moins d'électricité aux moments opportuns ; les centrales à biogaz utilisant les déchets ménagers ou agricoles, elles aussi pilotables.



QUEL CADRE POUR L'AUTOCONSOMMATION ?

La fourniture d'électricité à d'autres consommateurs

Comme nous l'avons vu, afin d'optimiser l'utilisation locale de l'électricité, la mutualisation entre consommateurs peut être une option. Pour ce faire, il pourrait être envisageable que le consommateur/producteur cherche d'autres consommateurs pour leur vendre l'électricité excédentaire qu'il produit. Il deviendrait alors, en sus de consommateur et producteur, fournisseur pour certains de ses voisins.

Le statut actuel de fournisseur d'électricité a été construit pour répondre à la problématique d'acteurs qui fournissent l'intégralité de la consommation électrique d'un consommateur. Le fournisseur est donc tenu à une série de contraintes techniques relatives à ce postulat de départ. **Or, la vente d'électricité photovoltaïque à des consommateurs situés sur le réseau local s'apparente plus à des consommations évitées** : pour le réseau électrique, le consommateur acheteur d'électricité photovoltaïque produite localement connaît une diminution de sa consommation électrique.

Afin de faciliter le déploiement d'un parc photovoltaïque en autoconsommation (et donc hors tarif d'achat), il semble donc important de **définir juridiquement le statut et les droits de ce nouvel acteur du monde de l'électricité : le consommateur/producteur/fournisseur**.

En Belgique, la région Wallonie a ainsi créé un statut particulier simplifié pour les fournisseurs disposant d'une capacité de production petite et/ou ne fournissant qu'un nombre limité de clients.

L'émergence de ce type d'acteurs doit donc être anticipée et accompagnée par les pouvoirs publics, d'une part, en mettant en place des mécanismes de soutien temporaires à l'autoconsommation, et, d'autre part, en aménageant le cadre juridique, technique, économique et organisationnel qui doit lui correspondre.

Deux mécanismes de soutien temporaires à l'autoconsommation ont d'ores et déjà été mis en œuvre dans certains pays européens afin d'assurer une transition vers la prochaine phase de développement du photovoltaïque :

1. le mécanisme de prime au kWh autoconsommé
2. le mécanisme de « net metering » (compensation des flux entrants et sortants d'une période donnée sur l'autre).



Par ailleurs, pour la collectivité, mettre en place une réglementation qui pousse à une plus grande synchronisation de la consommation et de la production a l'avantage de réduire les besoins électriques lors des pointes de consommation.

Trois options s'offrent alors aux pouvoirs publics :

- ▶ favoriser la mise en place d'une gestion des charges de consommation pour les décaler vers les heures de production du photovoltaïque (gestion intelligente de la consommation)
- ▶ favoriser la mise en place de systèmes de stockage local (individuel ou collectif) pour transférer une partie de la production solaire vers la pointe du soir
- ▶ autoriser la mutualisation de plusieurs consommateurs ayant des courbes de charges « compatibles » avec la production photovoltaïque

Le mécanisme de prime au kWh consommé

Dans ce système, chaque kWh produit et immédiatement consommé par le producteur/consommateur lui donne droit à un bonus. Les kWh non consommés et injectés dans le réseau sont, quant à eux, rémunérés par un tarif spécifique. Avec l'atteinte progressive de la compétitivité et sans révision des dispositifs existants, la prime et le tarif spécifique pourront être amenés à diminuer, et la prime, à disparaître.

Certains Etats (la Californie, par exemple) autorisent la mutualisation de la consommation d'électricité photovoltaïque afin de synchroniser pleinement la production et la consommation. Dans ce cas, les différents consommateurs doivent être situés dans une même zone géographique. Le producteur et/ou les consommateurs s'acquittent alors d'un droit forfaitaire d'accès aux réseaux pour l'acheminement de l'électricité photovoltaïque du producteur aux voisins consommateurs.

D'autres Etats (par exemple le Mexique) autorisent la vente du surplus directement par le producteur à des consommateurs situés sur la même zone (un droit forfaitaire d'accès aux réseaux est alors également payé au gestionnaire du réseau de distribution).



Le système de « Net Metering »

Dans ce système, on considère que le producteur/consommateur reçoit un crédit pour chaque kWh qu'il produit en sus de sa consommation propre et qu'il injecte sur le réseau. A chaque fin de période de facturation, il est fait un bilan de la production et de la consommation du site : si la consommation est supérieure à la production injectée, le consommateur paie les kWh supplémentaires consommés. Dans le cas contraire, les crédits dus pour les kWh injectés sont reportés à la période suivante.

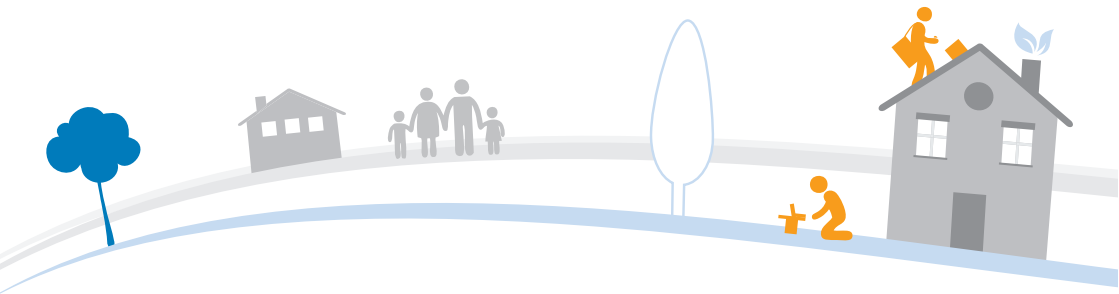
Le kWh injecté est donc valorisé à hauteur du kWh acheté au réseau, en tenant compte de la période de soutirage et de la période d'injection. Dans certains pays, il est possible de transférer le crédit non consommé à un autre site raccordé à la même boucle locale et ayant un contrat avec le même fournisseur d'électricité (dans certains cas, une charge pour l'utilisation du réseau de distribution peut être déduite des crédits)

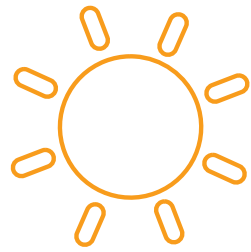
La refonte globale du cadre de la production et de l'achat/vente d'énergie

En l'état actuel de la réglementation, le solaire photovoltaïque « autoconsommé » se développera en priorité sur des bâtiments présentant des courbes de charge particulièrement adaptées à cette forme de production d'électricité.

Il est donc essentiel que le cadre juridique, technique, économique et organisationnel de la production et de l'achat/vente d'énergie évolue afin de tirer parti de la décentralisation de la production énergétique et de sa proximité avec les lieux de consommation. Poussée par une réglementation rénovée, l'autoconsommation pourra alors se déployer à l'échelle d'îlots urbains ou ruraux, et la gestion intelligente de l'équilibre entre la production et la consommation, éventuellement associée à du stockage, permettront de rendre rapidement l'énergie solaire photovoltaïque compétitive et attractive.

Le SER publiera, dans les mois à venir, un ensemble d'outils opérationnels visant à bâtir ce nouveau cadre, fondamental pour le développement de la filière photovoltaïque dans les années à venir.





BIBLIOGRAPHIE

- ▶ Technological road map : solar photovoltaic energy, IAE.
- ▶ International technology roadmap for photovoltaic, ITRPV.
- ▶ Renewable energy technologies: cost analysis series - photovoltaic, IRENA / juin 2012.
- ▶ Achieving low-cost solar PV industry workshop recommendations for near-term balance of system cost reductions, BONY 2010
- ▶ Modeling of PV and electricity prices in the Australian commercial sector, the Australian PV association
- ▶ Re-considering the economics of photovoltaic power, BNEF
- ▶ Achieving low-cost solar pv: industry workshop recommendations for near-term balance of system cost reductions, ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE
- ▶ PV parity : www.pvparity.eu
- ▶ PV legal : www.pvlegal.eu
- ▶ Connecting the sun, EPIA
- ▶ Enabling the European consumer to generate power for self-consumption , SUNEDIS
- ▶ Quelles sont les perspectives technologiques en solaire Photovoltaïque, INES 2011.
- ▶ Thèse : « Un système avancé de gestion d'énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation ». DUY-LONG HA, 2007
- ▶ SunShot Vision Study, US DEPARTMENT OF ENERGY 2012.
- ▶ Grid-parity analysis for EU and us regions and market segments - dynamics of grid-parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and PV progress ratio, CH. BREYER, A. GERLACH, J. MUELLER, H. BEHACKER, A. MILNER



GROUPEMENT FRANÇAIS

SOLER

DES PROFESSIONNELS DU
SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Syndicat des énergies renouvelables

13-15 rue de la Baume 75008 Paris

www.enr.fr

Tél : 01 48 78 05 60

Fax : 01 48 78 09 07

Mail : contact@enr.fr

