

Energie électrique : génération photovoltaïque

Hélène HORSIN MOLINARO - Bernard MULTON

Culture Sciences
de l'Ingénieur

Edité le
20/01/2020

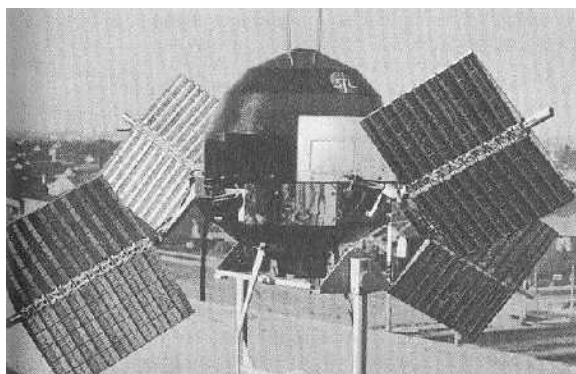
école _____
normale _____
supérieure _____
paris – saclay _____

Bernard Multon est Professeur des Universités au département de Mécatronique de l'ENS Rennes [1] et chercheur dans le groupe SETE du pôle CSEE du laboratoire SATIE [2].

Cette ressource pédagogique est principalement basée sur le module d'enseignement dispensé par Bernard Multon au département Mécatronique de l'ENS Rennes « Energétique électrique » [3] dispensé en 2017-2018 en Master 2 Ingénierie des Systèmes Complexes parcours Enseignement.

Il y a 180 ans, en 1839, Edmond Becquerel¹ présentait l'effet photovoltaïque à l'Académie des Sciences. La première cellule photovoltaïque au sélénium est créée en 1877, les premières cellules au silicium datent de 1954, elles présentent alors un rendement de 4,5% puis 6% quelques mois plus tard. 1955 voit la première commercialisation d'une cellule PV de 14 mW à 25 dollars (soit 1800 US\$/W !). L'industrie spatiale en plein essor explore de nouvelles solutions pour alimenter les satellites. En 1958, les premiers satellites équipés de panneaux solaires sont envoyés dans l'espace, les cellules PV ont fonctionné huit ans. Les années 1960 voient la montée des rendements et des puissances, au Japon une maison est équipée, en toiture, de 242 W en 1963. Lors des deux décennies 1970-1980, les cellules PV équipent surtout des sites isolés (installations avec batteries, parfois hybrides avec des groupes électrogènes). Les premiers programmes de grande ampleur de production PV raccordée au réseau datent de la dernière décennie du 20^e siècle, ce sont eux qui vont enclencher une incroyable croissance du développement de cette technologie de production d'électricité qui pourrait devenir la plus importante au cours du 21^e siècle.

Les applications sont diverses des satellites à l'électrification des sites isolés (surtout dans les pays en développement), et aux installations de pompage de l'eau. De façon marginale, quelques véhicules sont propulsés à l'énergie photovoltaïque (bateaux, avions, voitures). La production au « fil du soleil » (par analogie avec la production au fil de l'eau des centrales hydroélectriques) est une filière en très forte croissance depuis les années 1990 grâce à des politiques volontaristes qui ont largement subventionné surtout le tarif à l'achat du kWh photovoltaïque et parfois l'investissement.



(a)



(b)

Figure 1 : (a) Satellite Explorer 6, lancé en 1959, (b) Satellite Jason 1, lancé en 2001 (vue d'artiste), source NASA

¹ Alexandre Edmond Becquerel (1820-1891), physicien français

Cette ressource pédagogique présente la génération photovoltaïque, depuis les caractéristiques du rayonnement solaire jusqu'aux systèmes électriques. Les technologies sont présentées, les aspects économiques abordés, ainsi que des éléments de dimensionnement incluant l'optimisation de l'inclinaison et de l'azimut. Enfin, un point est fait sur les systèmes en sites isolés, les systèmes hybrides et l'utilisation de l'énergie photovoltaïque dans les transports.

1 – Caractéristiques du rayonnement solaire

La terre intercepte une partie du rayonnement solaire, part infime à échelle du système solaire mais gigantesque à l'échelle terrestre, soit une énergie annuelle primaire de $1,6 \cdot 10^9 \text{ TWh}_p^2$. 45% sont reçus au sol, soit $720 \cdot 10^6 \text{ TWh}_p$, puis renvoyés vers l'espace essentiellement sous forme de rayonnement infrarouge, ce qui correspond à environ 5 000 fois la consommation annuelle d'énergie primaire de l'humanité [4].

Une grande part de la puissance rayonnée par unité de surface peut être directement convertie en chaleur, on parle alors de technologies solaires thermiques, telles que les chauffe-eaux solaires. Une plus faible part (8 à 40% avec les technologies actuellement disponibles) peut être transformée directement en électricité grâce à la conversion photovoltaïque.

Le rayonnement ou irradiance solaire (puissance instantanée rayonnée en W/m^2) sur terre comprend plusieurs composantes : directe, diffuse, réfléchi.

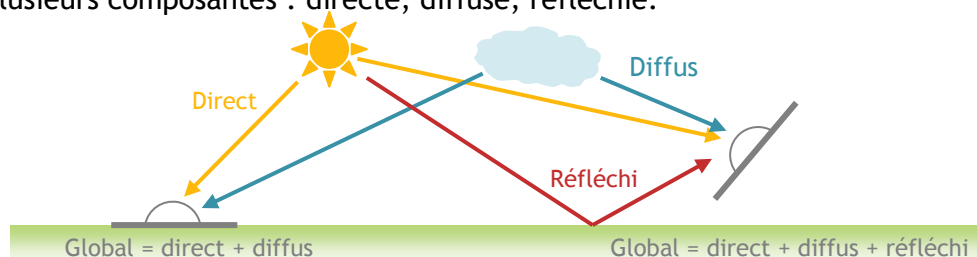


Figure 2 : Les composantes de l'irradiance solaire sur terre, d'après INES Education

Notons qu'en cas de concentration optique du rayonnement, seule la composante directe contribue à la conversion d'énergie, ce qui réduit la ressource disponible pour les technologies associées (installations de production électrique thermodynamique à concentration). En fonction du temps (tant à l'échelle des saisons que de la journée), l'azimut et l'inclinaison varient. Ainsi la composante directe étant dominante (en moyenne), l'énergie collectée est maximale si le capteur est orienté perpendiculairement au rayonnement. L'albédo caractérise la réflectivité du sol et de l'environnement : 0 (réflexion nulle) à 1 (miroir parfait) et permet d'évaluer les composantes diffuse et réfléchi.

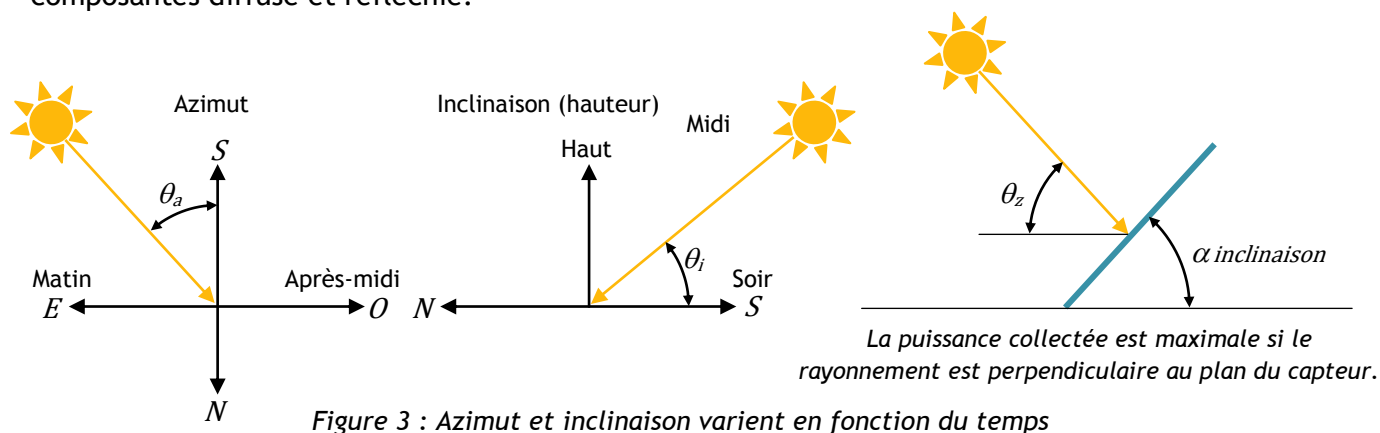


Figure 3 : Azimut et inclinaison varient en fonction du temps

² TWh : térawatt-heure ou 10^9 kWh , indice p pour préciser énergie primaire

Lorsque les capteurs conservent une inclinaison fixe, l'angle d'inclinaison choisi a une forte influence sur la production d'énergie, notamment sur le cumul annuel. La figure 4 montre la variation annuelle de la production d'énergie normalisée en fonction de l'angle fixe d'inclinaison lorsque l'azimut est plein sud dans l'hémisphère nord ou plein nord dans l'hémisphère sud.

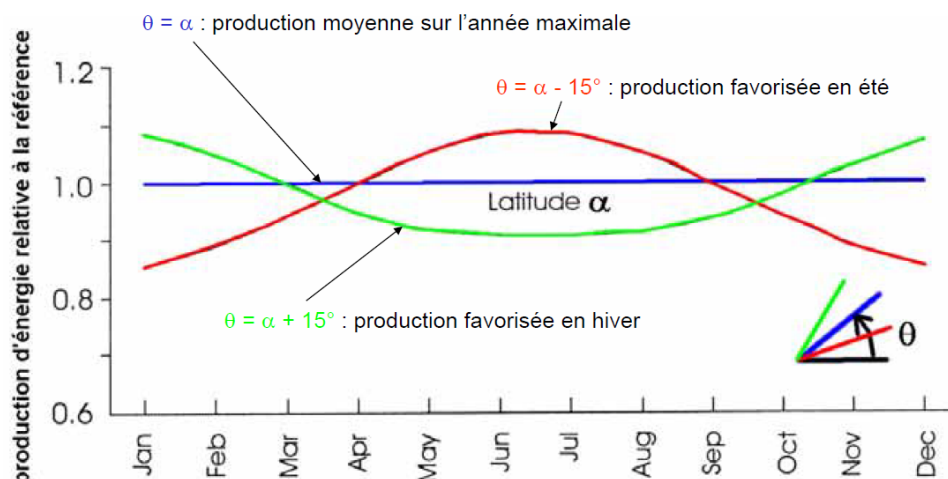


Figure 4 : Influence de l'inclinaison, annuellement fixe, du capteur sur la production d'énergie, source [5]

2 – Évaluation de la productivité photovoltaïque annuelle

L'énergie incidente (irradiation) annuelle (en kWh_p/m²) est généralement spécifiée sur un plan horizontal. Pour déterminer l'énergie annuelle reçue dans le plan d'un capteur et considérer l'effet de son inclinaison et de son azimut (supposés fixes), on peut exploiter des abaques spécifiant le facteur de transposition (FT) qui est le rapport de l'irradiation sur un plan incliné, normalisée par rapport à celle de référence sur un plan horizontal. On peut ainsi quantifier l'effet de l'inclinaison et de l'orientation des capteurs.

La figure 5 montre l'exemple de la ville de Lyon assez représentative de la France Métropolitaine en zone urbaine :

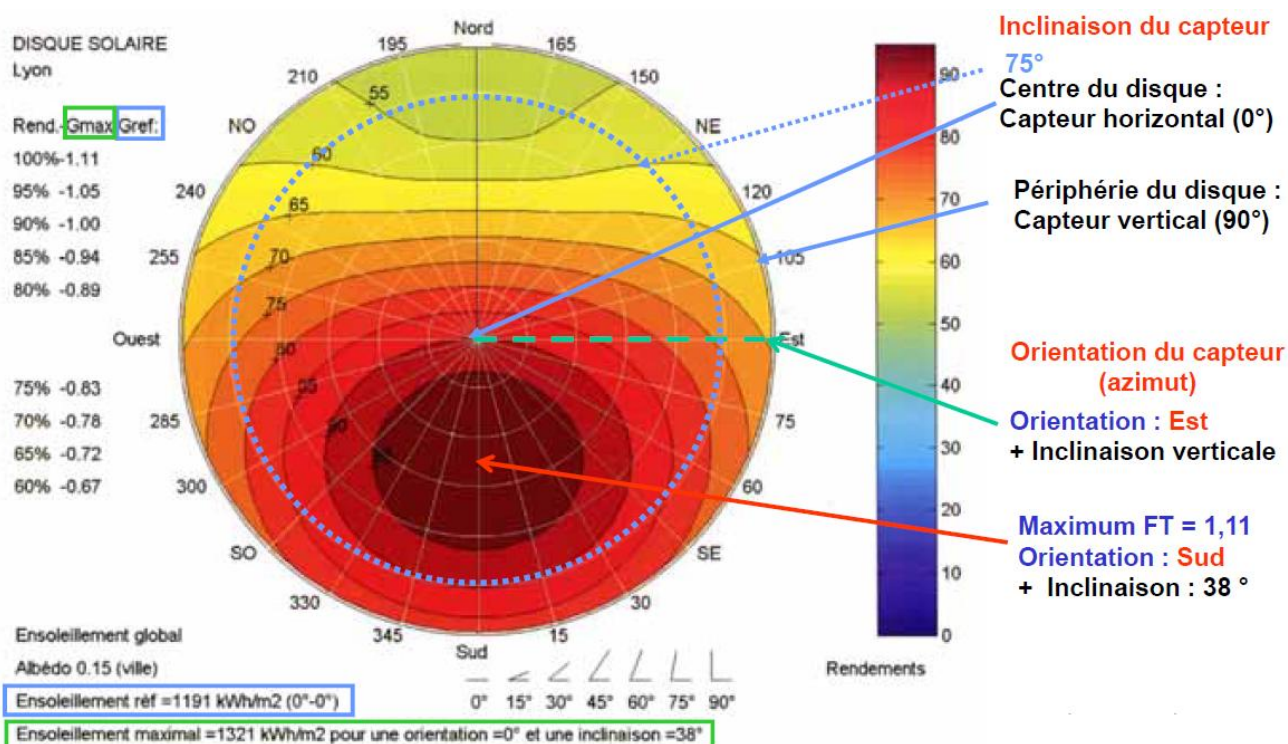


Figure 5 : Abaque pour le calcul du facteur de transposition (FT), exemple de Lyon, source ADEME-GENEC Guide photovoltaïque 2004

E_{pv} est l'irradiation solaire annuelle totale (dans le plan des panneaux), elle s'exprime en kWh_p/m^2 . Vu les spécifications, avec une irradiance de référence I_{pv} de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$, tout se passe comme si on recevait cette puissance rayonnée pendant un temps ($E_{pv} [\text{kWh}/\text{m}^2] / I_{pv} [1 \text{ kW}/\text{m}^2]$) que nous appelons : nombre d'heures équivalent pleine puissance, N_{hepp} . Prenons l'exemple d'un site recevant $1\,400 \text{ kWh}_p/\text{m}^2$ dans le plan des capteurs (donc après application du facteur de transposition), en supposant un rendement de conversion constant, tout se passe comme si le capteur avait reçu $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ durant $N_{hepp} = 1\,400$ heures/an. Ainsi une capacité de production photovoltaïque de 1 W_{pk}^3 aurait donc une productivité théorique annuelle de $1\,400 \text{ Wh}_e$ (électriques) en négligeant toutes les pertes de productible.

Pour prendre en compte (empiriquement) les « pertes » de productible, on multiplie par le « performance ratio » (noté PR). Dans l'exemple précédent avec $PR = 0,75$, et on obtiendrait une production électrique annuelle de $1\,050 \text{ Wh}_e$ pour 1 W_{pk} de capacité. Le PR peut varier selon la ventilation des modules, la température ambiante (la puissance crête ou nominale d'un module photovoltaïque est définie à une température propre de 25°C), les salissures, les ombrages parasites, le rendement du convertisseur, etc. Sur un même site, la productivité annuelle est légèrement variable selon la météo, par exemple à l'échelle de la France métropolitaine, en 2012 elle représentait, en moyenne, $1\,210 \text{ kWh}_e/\text{kW}_p^4$ et en 2013, $1\,140 \text{ kWh}_e/\text{kW}_p$.

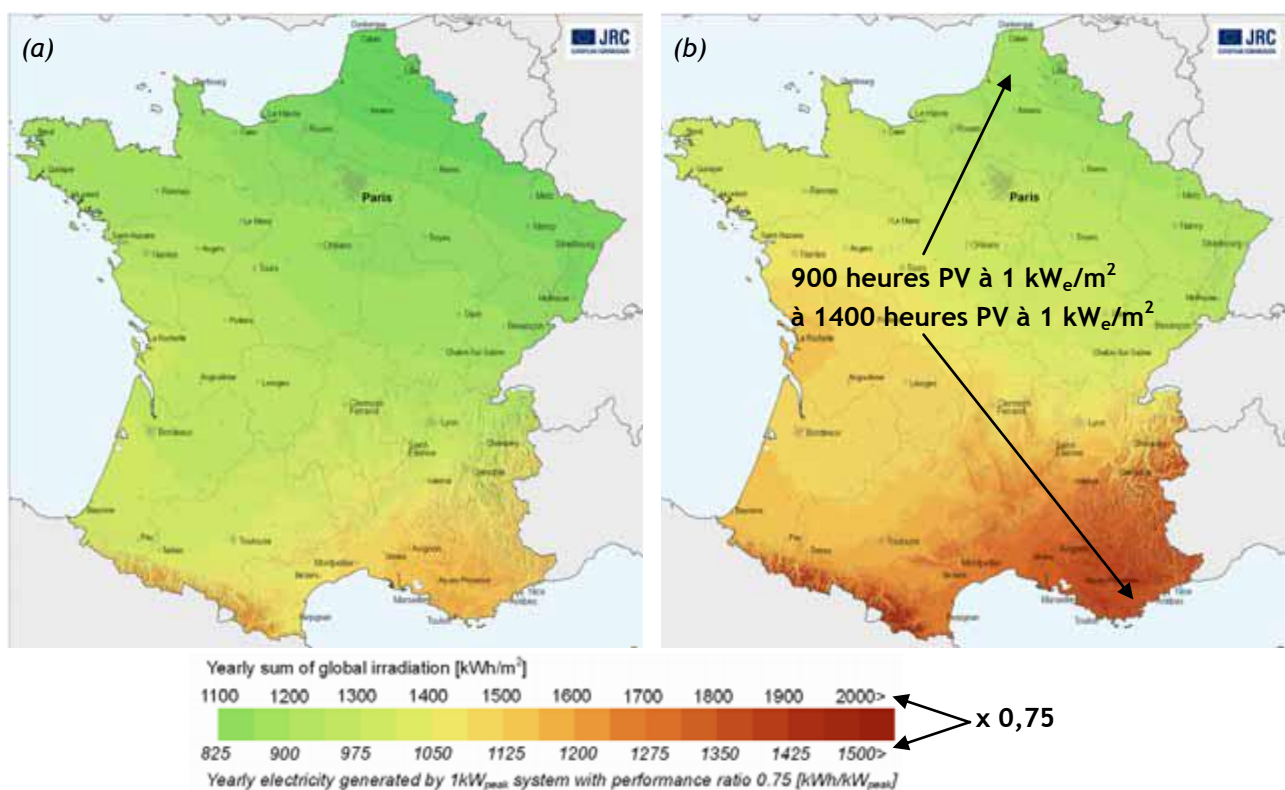


Figure 6 : Irradiation solaire globale et productivité photovoltaïque annuelle en France métropolitaine, (a) dans le plan horizontal, (b) dans un plan incliné « optimal », Source [6]

Avant d'aller plus loin dans la compréhension des systèmes photovoltaïques, nous tenons à relativiser l'importance du critère de rendement des modules photovoltaïques. Pour cela, comparons, pour une puissance installée de 1 kW_{pk} , deux technologies. La première a un rendement de 9% (silicium amorphe par exemple) et la seconde 18% (silicium polycristallin). Sous une irradiance nominale de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$, il faut une superficie totale de modules de 11 m^2 pour la première technologie ($1 \text{ m}^2/9\%$) et de $5,5 \text{ m}^2$ pour la seconde ($1 \text{ m}^2/18\%$). Le rendement des

³ Watt peak ou, en français, watt crête noté W_c , on parle aussi de puissance nominale

⁴ kWh_e : kilowatt-heure électrique (noté souvent, dans la suite, kWh sans indice)

modules agit surtout sur la surface nécessaire, grandeur finalement rarement critique. Les coûts complets d'installation des deux technologies sont estimés respectivement à 1,5 €/W_{pk} et 2 €/W_{pk}. Avec une productivité annuelle de 1000 h, 1 kW_{pk} produira 20 000 kWh sur 20 ans, le prix de revient simplifié du kWh serait de 7,5 c€/kWh pour la première technologie (1 500 €/20 000 kWh) et de 10 c€/kWh pour la seconde (2 000 €/20 000 kWh). Ce raisonnement peut d'ailleurs être étendu à l'énergie grise et l'on peut montrer que la technologie au plus faible rendement est celle qui rembourse le plus rapidement sa dette énergétique (voir chapitre 5.3).

3 – Croissance de la filière photovoltaïque

Fin 2018, environ 505 GW de capacité de production d'électricité photovoltaïque, connectée au réseau, étaient en service dans le monde (figure 7) et ont produit, environ, 2,2% de la production mondiale d'électricité [9]. Fin 2018, la France totalisait 8,5 GW de capacité de production pour une production d'environ 10,2 TWh [34]. À titre de comparaison l'Allemagne, totalisait 45 GW pour une production de 46 TWh [35]. Quant à La Chine, premier producteur mondial d'énergie photovoltaïque, elle disposait d'environ 175 GW installés fin 2018 pour une production de 177 TWh [36].

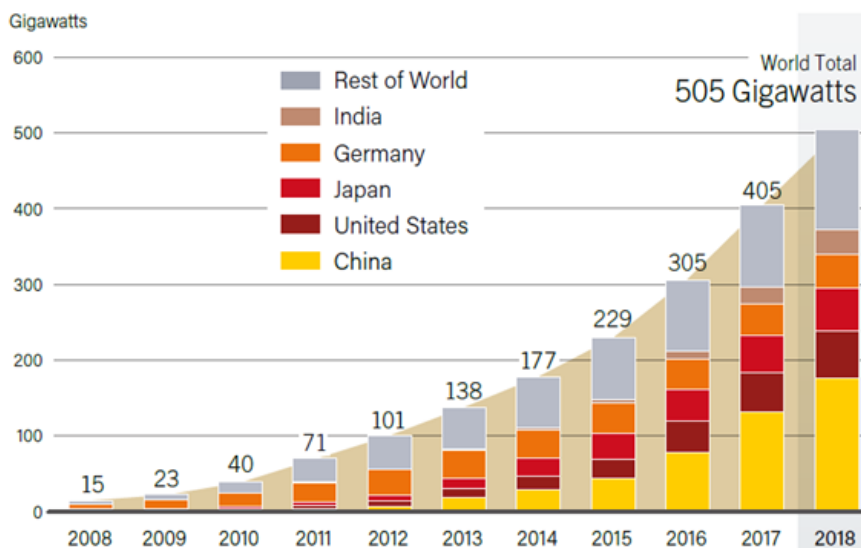


Figure 7 : Croissance de la filière photovoltaïque mondiale de 2008 à 2018, source [7]

La figure 8 (données issues de [9]) montre la croissance moyenne de la production d'électricité des différentes sources sur la décennie 2008-2018, pour la filière photovoltaïque, il apparaît que la moyenne était de 48 %/an. Ainsi, la production solaire photovoltaïque arrive désormais en 3^{ème} position des sources renouvelables avec 2,2% de la production mondiale en 2018, derrière l'hydraulique (15,8%) et l'éolien (4,9%) et devant la biomasse (2%). Cette croissance fulgurante, qui devrait se poursuivre⁵, s'est accompagnée d'un effondrement des coûts des installations photovoltaïques, qui entraîne une baisse tout aussi vertigineuse des coûts de production du kWh. Dans beaucoup de régions du monde, l'énergie photovoltaïque est déjà devenue moins chère que celle distribuée sur les réseaux, que ce soit au niveau des consommateurs basse-tension (installation en toiture par exemple) ou sur les réseaux de transport (grandes installations au sol).

⁵ Dans le Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022, on envisage une capacité totale de production cumulée en service de près de 1300 GW fin 2022

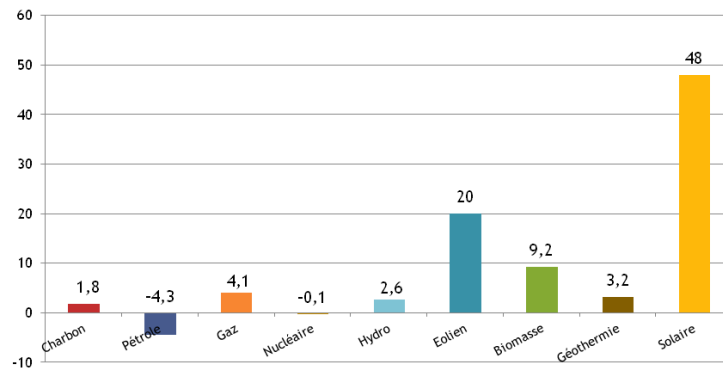


Figure 8 : Évolution (en %/an) de l'origine production d'électricité, la moyenne sur la décennie 2008-2018, à partir de données de l'AIE [9]

4 – Technologie, évolution des performances

4.1 - Principe

Le principe de fonctionnement de la production photovoltaïque repose sur l'association de cellules photovoltaïques constituées d'une jonction PN dans laquelle la lumière va exciter des paires électron-trou (figure 9). Il existe différentes technologies, que ce soit en termes de matériaux (le silicium reste toutefois largement dominant) que d'architectures de la jonction PN. Par exemple une zone *n* peu épaisse et transparente et une zone *p* absorbante formant une barrière de potentiel à l'interface.

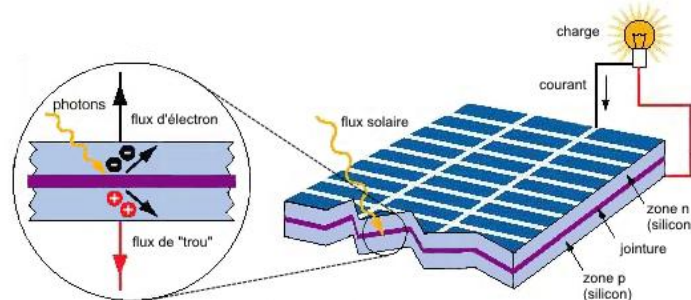


Figure 9 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Les cellules sont donc des diodes PV élémentaires de grande surface, de l'ordre de 100 cm² et de quelques watts de puissance de crête. Les modules sont des assemblages de cellules connectées généralement en série, par exemple 32, 36, 72, 216... cellules de quelques watts. La taille des modules courants n'a cessé d'augmenter, aujourd'hui les plus grands atteignent environ 2 m² pour une puissance de crête d'environ 400 W.

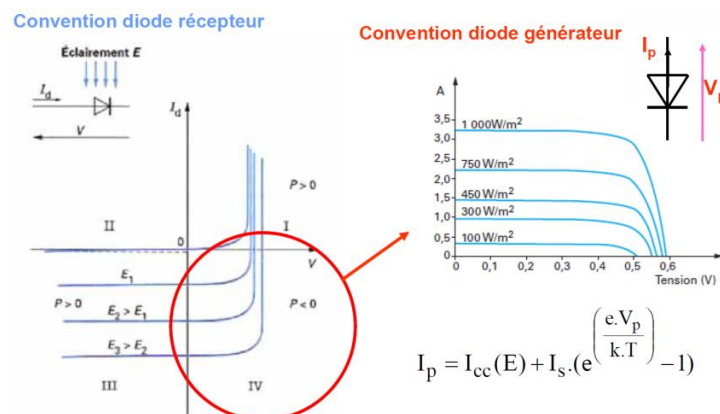


Figure 10 : Caractéristique d'une jonction PN photosensible sous éclairement, en convention récepteur (classique pour une diode) puis en convention générateur (adapté aux cellules PV et retenue ensuite), source [20]

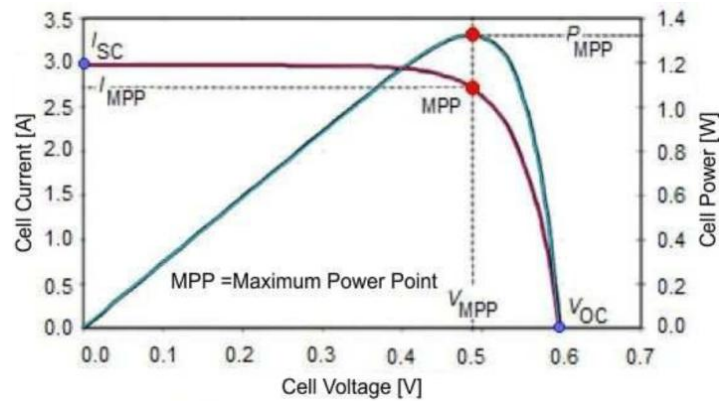


Figure 11 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule PV, mise en évidence du point de puissance maximum (MPP⁶), source [45]

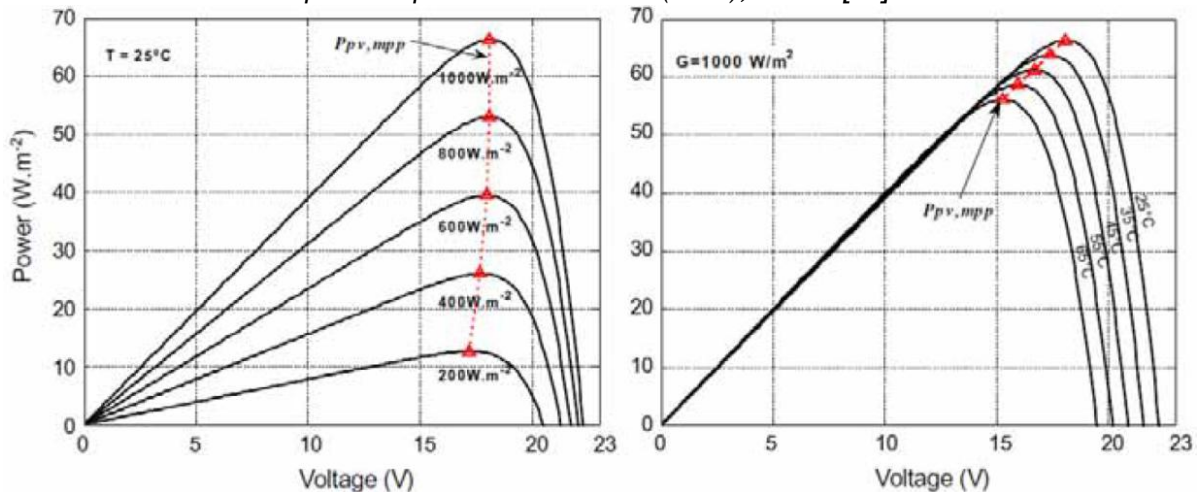


Figure 12 : Influence de l'irradiance et de la température sur la caractéristique puissance-tension, module Total Energie 65 W (si polycristallin TE500CR, 36 cellules en série), source [46]

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (jusqu'à maintenant, essentiellement en production au fil du soleil, et encore rarement associés à un stockage) peuvent être des toits solaires raccordés au réseau basse tension, ou des centrales au sol de grande puissance raccordées en haute tension aux réseaux de distribution ou transport, comme par exemple la centrale de Toul-Rosières en Meurthe-et-Moselle, mise en service en 2012 sur le terrain d'une ancienne base militaire aérienne : 115 MW installés sur 120 hectares, la centrale produit 120 GWh/an grâce à 1,4 millions de modules 82 W Firstsolar (technologie couches minces Cd-Te) et 154 onduleurs SMA.



Figure 13 : Centrale solaire de Toul-Rosières, images EDF Energies Nouvelles

⁶ MPP = Maximum Power Point

4.2 - Principales technologies commerciales

Silicium Cristallin

Ce sont les technologies dominantes du marché (plus de 90%, figure 16), on trouve deux familles proches exploitant d'un des matériaux les plus abondants sur terre, le silicium :

- Silicium Poly (ou multi) cristallin (mc-Si), le plus utilisé, bon compromis coût de production/rendement ;
- Silicium Monocristallin (sc-Si), offre un rendement légèrement meilleur (figure 17) mais avec un coût de fabrication plus important, son avantage réside donc dans une surface de captation nécessaire moins importante.

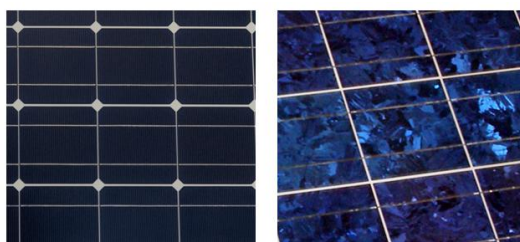


Figure 14 : Cellules Silicium monocristallin et polycristallin, source [10]

Couches minces

Une fine couche de matériau photovoltaïque est déposée sur un support, la quantité de matériau nécessaire est donc plus faible ainsi que l'énergie grise requise. Cette famille de technologies est généralement moins chère, cependant au prix d'un rendement un peu plus faible (figure 17). Elle est parfois mise en œuvre pour l'alimentation de petits appareils, ou pour la fabrication de modules solaires souples. Plusieurs technologies coexistent avec différents matériaux :

- A-Si, silicium amorphe ($<1 \mu\text{m}$)
- $\mu\text{C-Si}$ silicium micro-cristallin (1 à $2 \mu\text{m}$)
- CdTe, tellure de cadmium
- CIS, CuInSe_2 , cuivre indium sélénium
- CIGS, Cu(In,Ga)Se_2 , diséléniure de cuivre-iridium-gallium

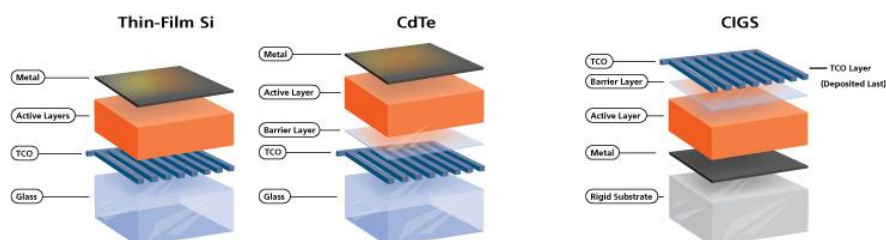


Figure 15 : Technologies couches minces

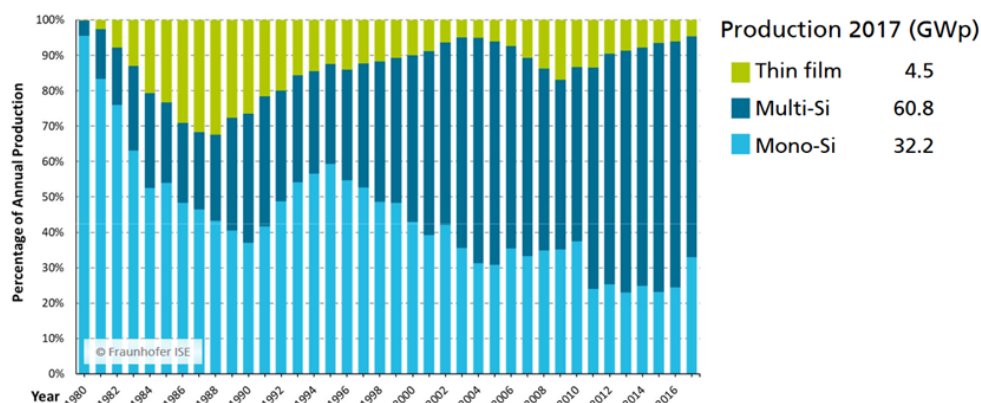
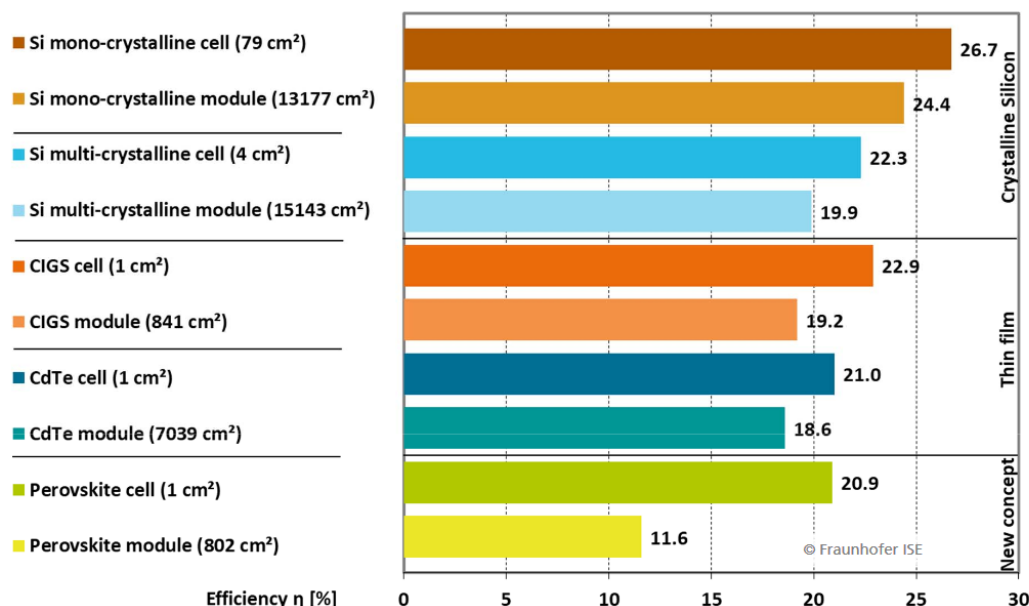


Figure 16 : Évolution des parts de marché des différentes technologies de 1980 à 2017, source [11]

4.3 - Rendement nominal des différentes technologies

Le rendement (rapport de la puissance électrique « produite » sur l'irradiance « reçue ») est un critère important mais dont l'importance doit être cependant relativisée dans un contexte de soutenabilité. Il est défini dans des conditions normalisées ou standards (les STC⁷), généralement terrestres (relativement au spectre solaire après traversée de l'atmosphère, sauf pour les applications spatiales terrestres : spectre AM0) et on fait généralement l'hypothèse, très approximative, qu'il est constant quelles que soient les conditions d'irradiance solaire.

On peut dire que la principale importance du rendement concerne l'espace occupé qui sera d'autant plus faible que le rendement est élevé. Mais si l'accroissement du rendement s'effectue aux dépens de l'énergie grise et au prix de matériaux rares, le bilan environnemental global peut être dégradé. C'est la raison du grand succès du silicium qui offre sans doute le meilleur compromis en la matière. La figure 17 montre les meilleurs rendements rencontrés sur des produits commercialisés pour les principales technologies mono-jonction. On remarquera que le rendement des cellules est toujours un peu plus élevé que celui des modules, à cause de la présence de zones inactives entre cellules ainsi que des connexions en face avant (les technologies les plus récentes ne présentent plus que des connexions en face arrière). On peut obtenir des rendements encore plus élevés (40%) grâce à des technologies multi-jonctions (ou tandem), éventuellement à concentration optique (figure 18). Les multi-jonctions trouvent leurs principales applications dans l'espace où le critère de rendement est particulièrement crucial. Quant aux technologies à concentration, elles restent encore relativement marginales, notamment parce que leurs performances, en situation réelle, ne sont pas aussi élevées que ce que les chiffres promettaient (voir chapitre 4.4). La principale raison réside dans le fait que la concentration optique n'exploite que le rayonnement direct et que la part diffuse et réfléchie, loin d'être négligeable sur de nombreux sites, n'est pas convertie. En outre, les cellules à concentration nécessitent impérativement d'être orientée perpendiculairement au rayonnement solaire donc d'être associée à des trackers mécaniques (voir chapitre 9). Enfin, soumises au rayonnement concentré, elles doivent impérativement être refroidies



Data: Green et al.: Solar Cell Efficiency Tables (Version 53), Progress in PV: Research and Applications 2018. Graph: Fraunhofer ISE 2019

⁷ STC = Conditions de Test Standards : température interne de 25°C, puissance rayonnée 1 kW/m² et spectre AM1.5 (traversée d'une épaisseur d'air égale à 1,5 fois la couche atmosphérique et un albédo de 0,2)

Figure 17 : Meilleurs rendements (en conditions nominales, cellules mono-jonction) et modules (ou panneaux) des principales technologies commerciales, source [11]

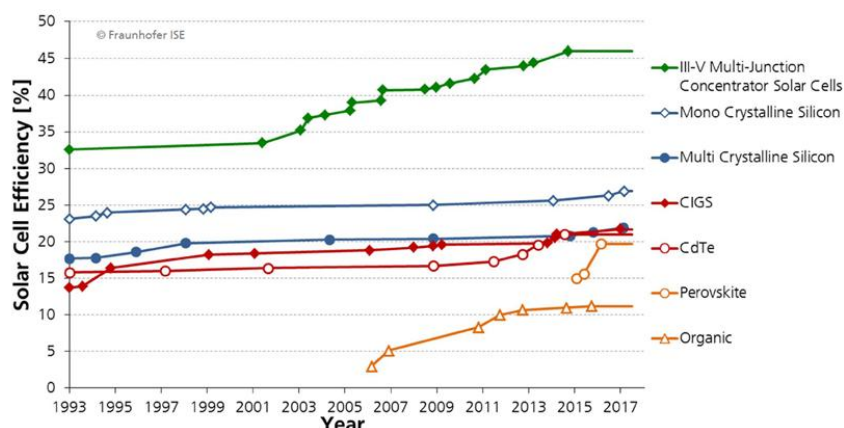


Figure 18 : Évolutions, de 1993 à 2017, des rendements des cellules PV de différentes technologies, source [11]

Quant aux technologies organiques (figure 18), dont les rendements commencent à atteindre des valeurs significatives, leur durée de vie en environnement extérieur reste insuffisante. Enfin, les technologies à base de perovskites (du nom d'une structure atomique particulière très abondante) sont parvenues extrêmement rapidement à des rendements de plus de 20% (voir figure 18). Les premières usines de production sont en construction et promettent des modules moins chers que ceux au silicium cristallin. Qu'il s'agisse des technologies organiques et à base de perovski, l'avenir nous dira s'il s'agissait vraiment d'une révolution.

4.4 - Exemples de caractéristiques de modules PV commerciaux

Module Kyocera K205 Si-polycristallin

Il s'agit d'un module de puissance nominale à 205 W dans les conditions standards de spécifications (STC). La figure 19 fournit les principales caractéristiques. On peut remarquer que la puissance nominale (au MPP) est fournie avec une tolérance de $\pm 5\%$, ce qui correspond aux dispersions de fabrication. Les valeurs caractéristiques de la tension (à vide et au MPP) et du courant (en court-circuit et au MPP) sont données également aux STC. Les valeurs de la sensibilité à la température (des cellules) de la tension à vide et du courant de court-circuit permettent d'évaluer les valeurs extrêmes du courant et de la tension, connaissant la plage de température dans le contexte d'usage. Le coefficient de température sur la puissance au MPP, non spécifié, est d'environ $0,45\%/^{\circ}\text{C}$. Enfin, dans la colonne de droite, on trouve les caractéristiques électriques fournies dans des conditions un peu plus réalistes que celles des STC, à savoir une irradiance de 800W/m^2 et une température de cellule (NOCT) de 49°C . La puissance au MPP vaut alors 145 W.

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)		■ Electrical Performance at 800W/m^2 , *NOCT, AM1.5	
Maximum Power (Pmax)	205W (+5%/-5%)	Maximum Power (Pmax)	145W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.6V	Maximum Power Voltage (Vmpp)	23.5V
Maximum Power Current (Impp)	7.71A	Maximum Power Current (Impp)	6.17A
Open Circuit Voltage (Voc)	33.2V	Open Circuit Voltage (Voc)	29.9V
Short Circuit Current (Isc)	8.36A	Short Circuit Current (Isc)	6.82A
Max System Voltage	600V	*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) : 49°C	
Temperature Coefficient of Voc	$-1.20 \times 10^{-1} \text{ V/^{\circ}C}$		
Temperature Coefficient of Isc	$5.02 \times 10^{-3} \text{ A/^{\circ}C}$		

*STC : Irradiance 1000W/m^2 , AM1.5 spectrum, cell temperature 25°C

Figure 19 : Spécifications de module Kyocera K205 Si-polycristallin fournies par le fabricant

La figure 20 montre les caractéristiques électriques en fonction de l'irradiance et de la température.

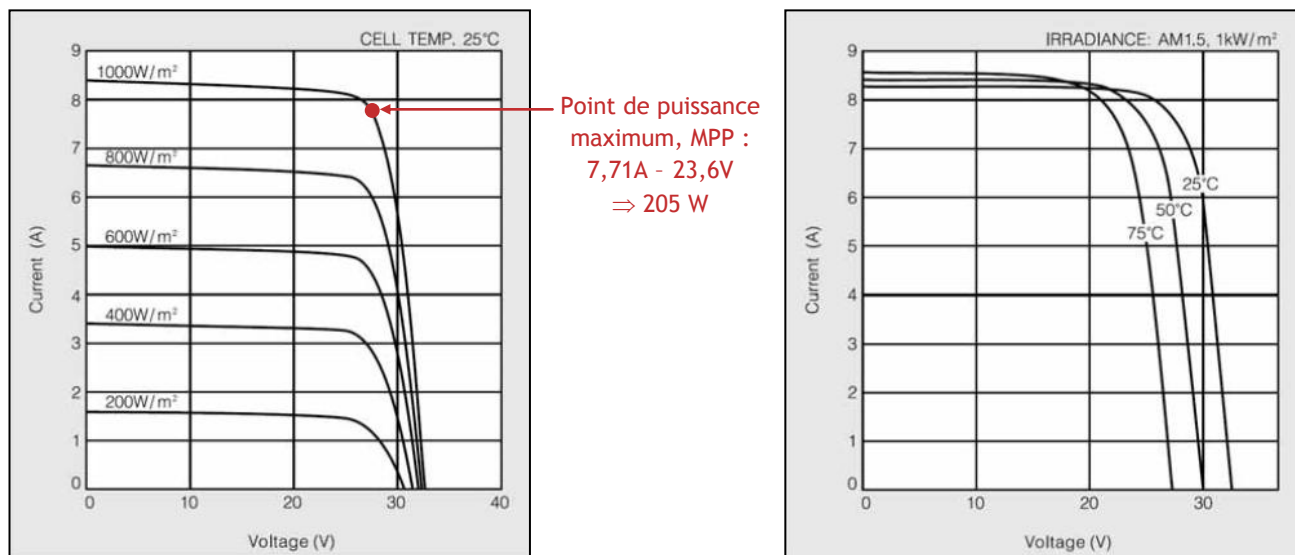


Figure 20 : Effet de l'irradiance (W/m^2) et de la température des cellules sur la caractéristique électrique
Module à concentration optique Concentrix (Soitec)

Les caractéristiques des technologies photovoltaïques à concentration, dont des rendements théoriques très élevés grâce à des cellules multijonction et à des lentilles optiques, doivent être relativisées, c'est la raison pour laquelle nous avons retenu l'examen des caractéristiques de ce module. Il s'agit d'un CX-75 (75 W) qui contient 98 cellules ($3 \times 3 \text{ mm}^2$) à triple jonction (GaInP/GaInAs/Ge) avec une concentration par lentilles de Fresnel (facteur 500) pour un rendement théorique de cellule de 41% dans les STC. Mais en pratique, le rendement sur module ($0,83 \text{ m} \times 0,43 \text{ m}$) n'est que de 28%.

Comme la concentration optique ne capte que le rayonnement direct les spécifications sont faites à 850 W/m^2 , et non à 1000 W/m^2 . Dans le cas présent, le fabricant proposait des panneaux de 216 modules montés sur un tracker mécanique, indispensable pour orienter les cellules et leurs dispositifs de concentration optique perpendiculairement au rayonnement solaire. Ces panneaux de $28,8 \text{ m}^2$ présentaient une puissance nominale de 6,2 kW à 850 W/m^2 , ce qui donne donc un rendement brut (ramené à toute la surface de captation) d'à peine plus de 25%. Compte tenu du plus faible rayonnement capté (seulement la composante directe), la productivité se révèle in fine du même ordre de grandeur que celle d'un module au silicium monocristallin au meilleur niveau de sa catégorie.

Si on ajoute le fait qu'il faut des dissipateurs pour évacuer la chaleur à l'arrière de très petites cellules qui reçoivent une colossale densité de puissance (environ 500 kW/m^2), la masse des modules atteint près de 10 kg. Cette technologie se révèle bien trop coûteuse et complexe pour être compétitive. D'ailleurs la société Concentrix, devenue Soitec, a fini par disparaître. Non pas que cette technologie n'ait aucun intérêt, mais elle doit fortement progresser pour être compétitive dans un contexte générale d'effondrement des coûts des autres technologies.

5 – Aspects économiques

5.1 - Tarifs garantis d'achat de l'électricité photovoltaïque

En France, les tarifs d'achat garantis du kWh des systèmes photovoltaïques connectés au réseau (au fil du soleil) comme les toits solaires, ont été tardivement incitatifs et, qui plus est, avec des soubresauts particulièrement délétères pour la filière industrielle (figure 21) :

- 2002 : 15 c€/kWh
- 2006 : 30 c€ + 25 c€ (prime d'intégration au bâti)
40 c€ (DOM et Corse)
- 2011 : baisse du tarif : 46 c€ (résidentiel intégré au bâti -> 9 kW_c)
28 c€ tout bâtiment 36 à 100 kW_c
12 c€ autres 0 à 12 MW_c
- mi 2016 : 13,82 c€ (résidentiel toiture non intégré < 36 kW_c)
25,01 c€ (résidentiel intégré au bâti < 9 kW_c)

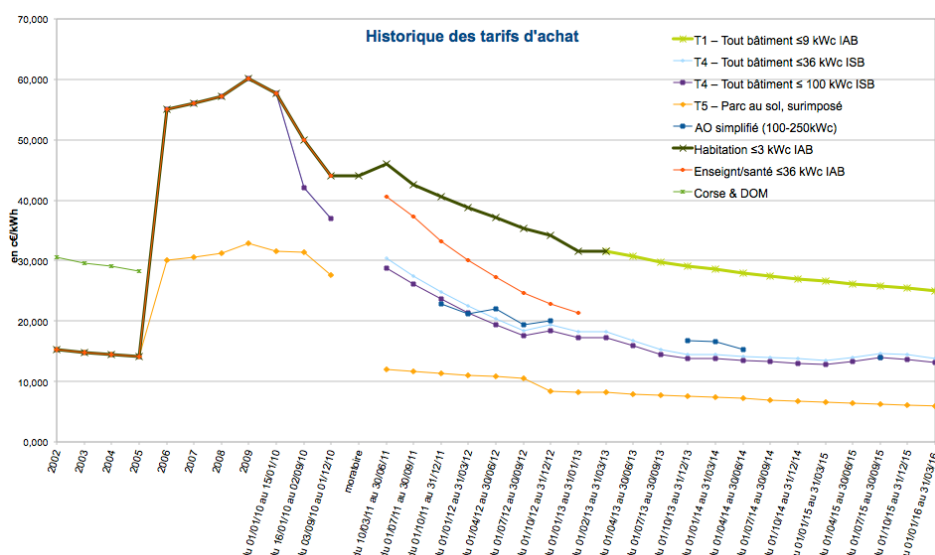


Figure 21 : Évolution des tarifs d'achat français de 2002 à 2016, source [12]
IAB : Intégration Au bâti ; ISB : Intégration Surimposition Bâti

Fin 2018, le tarif d'achat pour des installations intégrées au bâti a disparu pour un unique tarif d'installations en toiture respectant des critères généraux d'implantation. Fin 2019, les tarifs uniques étaient de 18,57, 15,79 et 12,07 c€/kWh pour deux gammes de puissances installées respectivement inférieures à 3, 9 et 36 kW_c⁸.

La plus grande part de la puissance photovoltaïque installée dans le monde provient de centrales de grande puissance au sol, c'est également le cas en France.

Par exemple, la centrale de Cestas en Gironde était la plus grande centrale photovoltaïque d'Europe lors de son inauguration en 2015. D'une puissance de 300 MW, elle est établie sur 260 hectares. Sa production annuelle est de 350 GWh, elle a coûté 360 M€ dont 300 M€ pour la centrale (dont 30 M€ pour le foncier, 10 M€ pour le poste RTE) soit environ 1,2 €/W_c (360 M€/300 MW) ou 1 €/W_c pour la seule centrale. Elle est constituée d'un million de modules en silicium polycristallin (305 W) montés en toitures est-ouest, ce qui lui confère une courbe journalière de production aplanie par rapport à une orientation unique plein sud (figure 22). Le prix de vente de l'électricité est de 105 €/MWh (ou 10,5 c€/kWh).

⁸ Voir les grilles tarifaires sur le site de l'association Hespul, plus complètes et régulièrement mises à jour : <https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/tarifs-dachat/arrete-tarifaire-en-vigueur/>



Figure 22 : Centrale photovoltaïque de Cestas (Gironde), source [13]

Toujours en France, dans le cas des installations de grande puissance (plus de 100 kW_c), les tarifs d'achat garantis sont désormais proposés par les entreprises répondant à des appels d'offre de la CRE⁹ (figure 23). Pour les fermes au sol de grande puissance (> 10 MW), les tarifs tournent actuellement aux alentours de 5 c€/kWh et sont proches des prix de marché de l'électricité sur le réseau de transport. Dans les pays à fort ensoleillement, les coûts de production descendent à des niveaux très bas et inédits, par exemple 2,34 c\$/kWh pour une installation de 300 MW en 2018 en Arabie Saoudite.

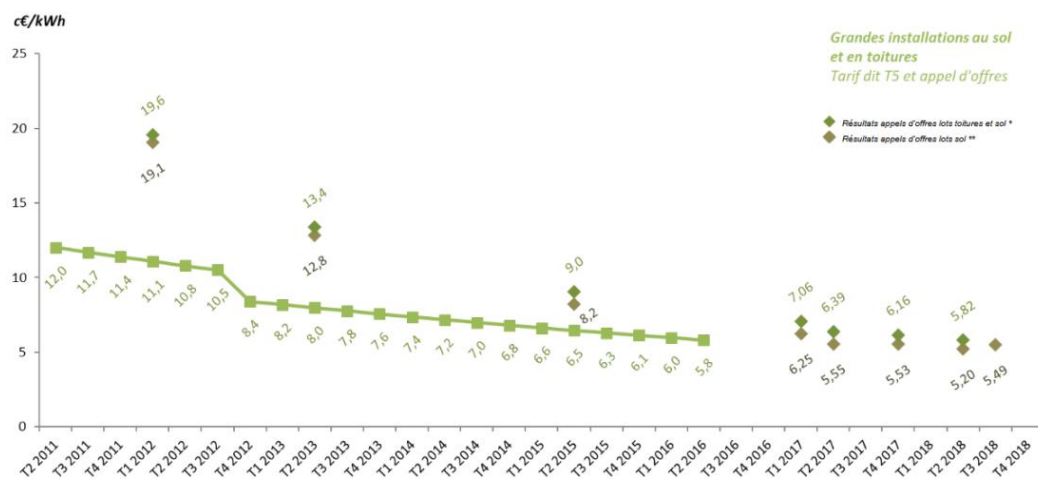


Figure 23 : Évolution des tarifs d'achat français de 2011 à 2018 pour les installations de grande puissance, source [14]

5.2 - Coûts d'installation

La baisse des coûts des systèmes photovoltaïques est due aussi bien à celle des modules (figure 24), que des onduleurs (figure 25). La figure 26 montre l'évolution des coûts des installations PV en toiture de forte puissance (10 kW à 1 MW) en Allemagne sur une décennie, désormais la part du prix des modules est devenue tout à fait significative. En France en 2018, les prix constatés étaient inférieurs à 2€/W en toiture de faible puissance, moins de 1,5 €/W pour des installations au sol et inférieurs à 1€/W en terrasse toiture équipée de technologies film mince.

⁹ Commission de Régulation de l'Énergie

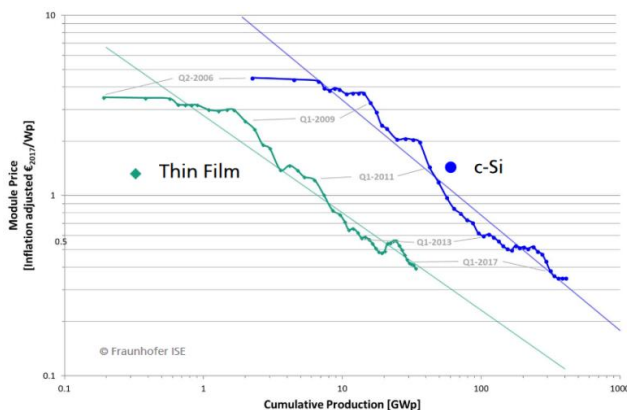


Figure 24 : Évolution des prix des modules de 2006 à 2017 avec correction de l'inflation, source [11]

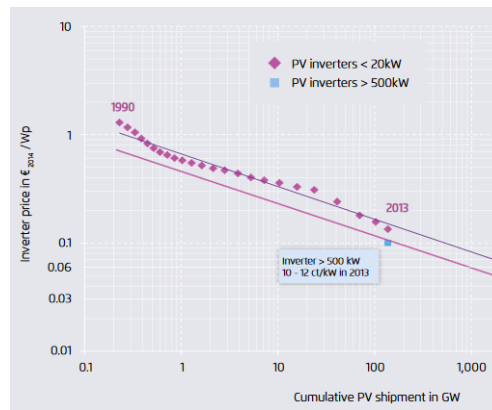


Figure 25 : Évolution des prix des onduleurs de 1990 à 2013, source [15]

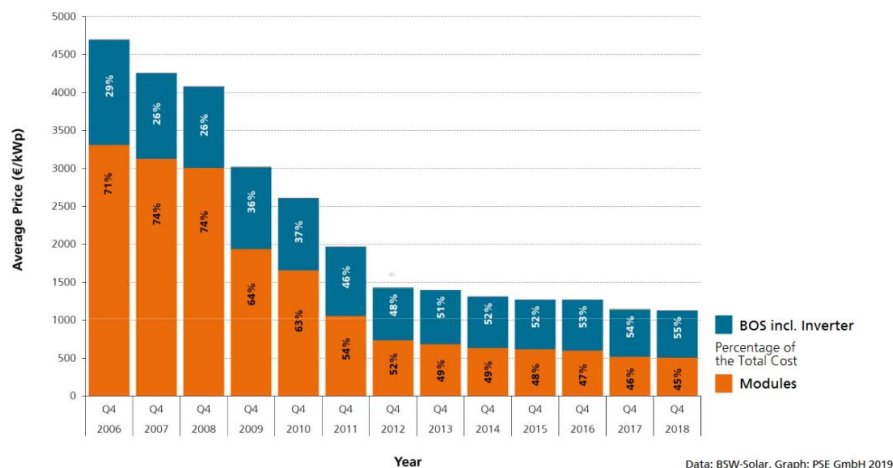


Figure 26 : Évolution des prix d'installations en toiture (de 10 à 1000 kW) en Allemagne de 2006 à 2018, source [11]

Pour établir un lien entre prix du watt installé (investissement) et coût de revient du kWh produit, on propose le calcul simplifié suivant. Si on considère un prix de 1 €/W, 1000 heures annuelles effectives (donc incluant l'effet du « performance ratio ») de production à pleine puissance pendant 20 ans sans dégradation de productivité, le prix du kWh (hors intérêts d'emprunt et autres coûts de fonctionnement) serait de 5 c€/kWh (1 W x 1000 h x 20 ans = 20 kWh, 1 €/20 kWh = 0,05 €/kWh).

Dans les coûts d'installation, le premier poste a longtemps été lié aux modules photovoltaïques (figure 26), cependant, avec l'effondrement de leur prix, le budget étude et construction est désormais du même ordre de grandeur important, vient ensuite le poste budgétaire autres, noté habituellement « balance of systems » ou « balance of plant » selon la taille de l'installation (figure 27).

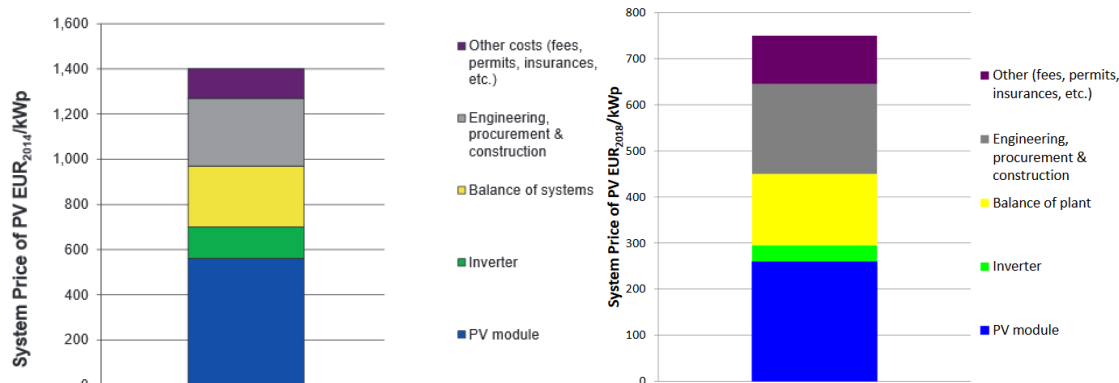


Figure 27 : Répartition des coûts d'installation photovoltaïque (a) résidentielles en toiture (2014), (b) au sol grandes puissances (2018), sources [16] et [17]

5.3 - Retour sur investissement énergétique

Quelle que soit la technologie, avec une irradiation annuelle globale de $1000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ dans le plan des modules, le temps de retour sur investissement énergétique est estimé entre 1 et 3 ans (voir la définition de l'EPBT, Energy PayBack Time ou temps de remboursement de l'énergie, dans la ressource « *Conversion d'énergie et efficacité énergétique* » [37]). Il est en amélioration continue, il a été divisé par 2 entre 2000 et 2010 car il faut de moins en moins d'énergie (grise) pour fabriquer les systèmes photovoltaïques. En outre, comme l'électricité est de moins en moins produite avec des sources carbonées, les émissions de CO_2 associées à la fabrication et à l'installation sont également en baisse continue.

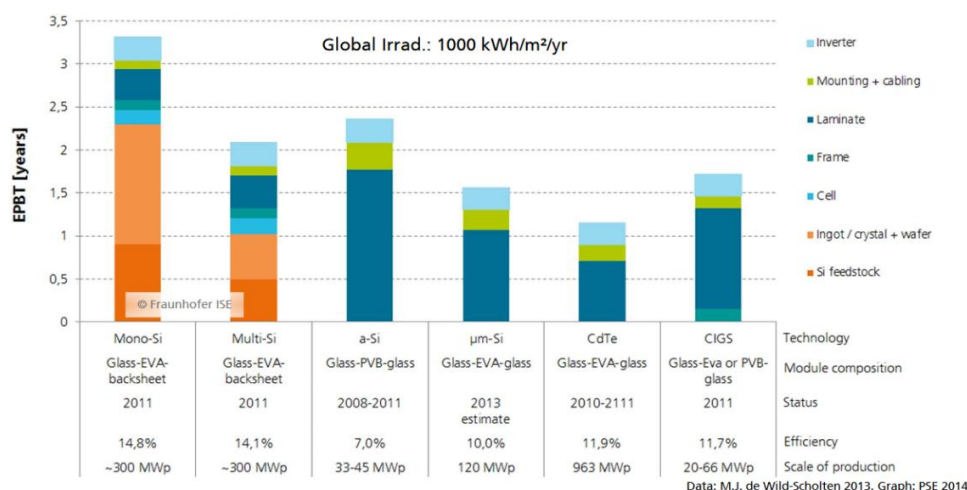


Figure 28 : EPBT = Energy PayBack Time, temps de retour sur investissement énergétique selon les technologies photovoltaïques, source [11]

5.4 - Parité réseau

La parité réseau se produit au moment (date) où le coût de production (actualisé, LCOE^{10}), supposé décroître, croise la courbe du prix de vente de l'électricité supposée croître. Cette parité est différente selon l'emplacement sur le réseau, on différencie notamment le niveau basse tension domestique correspondant aux petites installations en toiture (typiquement moins de 12 kW) et le niveau haute tension du réseau de transport où sont raccordées les fermes PV de grande puissance (plus de 12 MW).

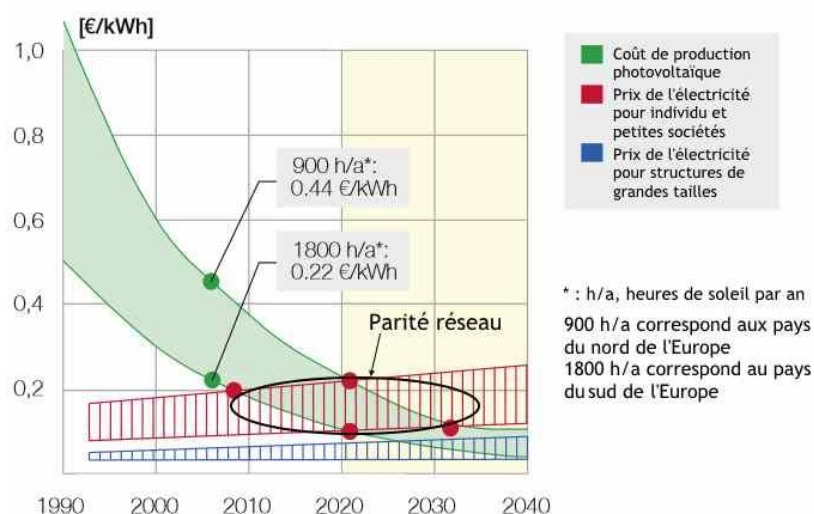


Figure 29 : Évolution des prix de vente de l'électricité et des coûts de production photovoltaïque, source [18]

¹⁰ LCOE : Levelized Cost Of Energy, ou coût actualisé de l'énergie

La parité réseau a été atteinte plus rapidement que prévu grâce à l'effondrement des coûts des installations PV. Elle est d'ores-et-déjà atteinte dans les lieux où l'électricité est chère et/ou les conditions d'irradiation solaire sont favorables. En 2014, au centre de l'Europe, le coût de production des grandes centrales photovoltaïque était de 8,2 c€/kWh (dont 4,2 c€ d'amortissement, 2,3 c€ d'intérêts et 1,7 c€ de maintenance) plus 1 à 2 c€ de surcoûts de raccordement au réseau. Ainsi depuis 2011 en Allemagne, où l'électricité est près de deux fois plus chère qu'en France, il est économiquement plus intéressant d'autoconsommer son électricité photovoltaïque que de la vendre au réseau (figure 30).

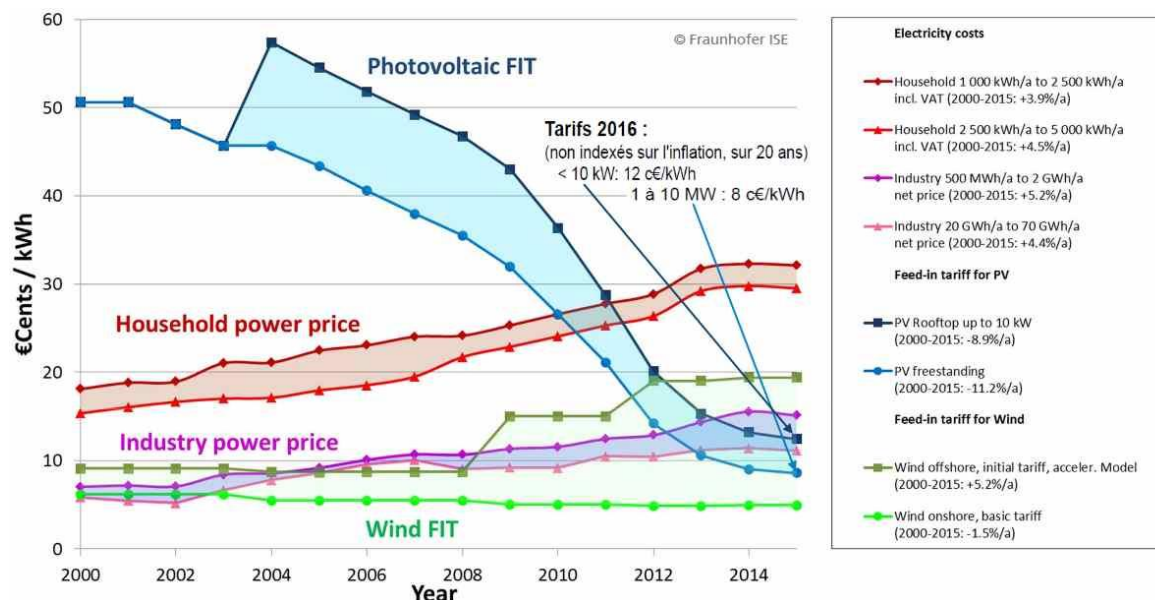


Figure 30 : Coût de l'électricité et tarif de rachat (FIT : Feed-In Tariffs) en Allemagne de 2000 à 2016, source [19]

6 – De la cellule au système photovoltaïque

La cellule photovoltaïque constitue la composante élémentaire d'un module photovoltaïque, sauf dans des applications de très faible puissance (montre, calculatrice, etc.), elle est associée à d'autres cellules. En effet, les cellules élémentaires, dédiées aux modules de forte puissance, ont une surface de quelques dm² et ne délivrent que quelques watts sous une tension très faible inférieure au volt. Les modules photovoltaïques associent, généralement en série pour élever la tension, un certain nombre de cellules élémentaires de technologie et caractéristiques identiques pour atteindre des puissances nominales allant aujourd'hui jusqu'à 400 W sur une surface de 2m². Pour obtenir des installations plus puissantes, ces modules sont ensuite associés en série (strings en anglais) et parallèle de façon à s'adapter au mieux aux convertisseurs électroniques de puissance. L'association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres dus à des salissures ou des ombrages inégalement répartis. En outre, bien que théoriquement identiques, les cellules présentent inévitablement des écarts dans leurs caractéristiques (dispersions de construction). La mise en place de dispositifs de protection efficaces contre les effets négatifs de ces déséquilibres sur le comportement et la fiabilité doit être prévue [20].

6.1 - Association en parallèle

Dans une association de cellules en parallèle, celles-ci sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante est obtenue par addition des courants à tension donnée. Si les N cellules en parallèle sont identiques et soumises à des conditions d'irradiance et de température similaires, la caractéristique résultante est obtenue en multipliant le courant par N à tension donnée.

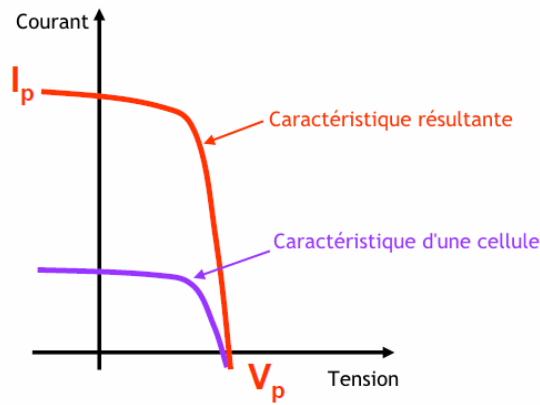


Figure 31 : Caractéristique résultante d'une association en parallèle de plusieurs cellules identiques, source [3]

6.2 - Association en série

Dans une association de cellules en série (cas le plus fréquent correspondant aux modules PV), celles-ci sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante est obtenue par addition des tensions à courant donné.

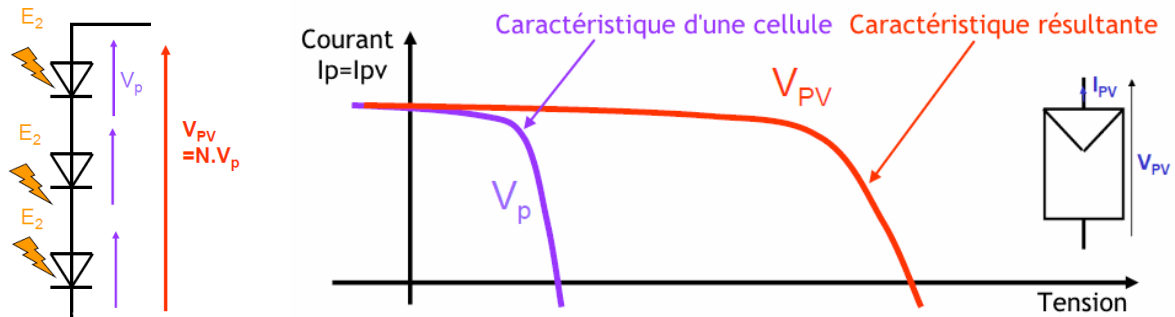


Figure 32 : Caractéristique résultante d'une association en série de plusieurs cellules identiques (à droite le symbole d'un module PV constitué de N cellules en série), source [3]

Considérons deux cellules connectées en série soumises respectivement à des valeurs d'irradiance E_2 (forte) et E_1 (faible) et présentant, pour cause, des caractéristiques différentes. Elles sont traversées par le même courant. En première approximation, on peut dire que le courant est limité par la cellule la moins éclairée. Sur la base de caractéristiques tension-courant simplifiées (caractéristique rectangulaire tension V_{oc} ou courant $I_{cc}(E)$ constant, et tension d'avalanche en inverse V_{BR}), la figure 33 montre comment on peut obtenir la caractéristique résultante. Selon les circonstances, notamment s'il y a un grand nombre de cellules en série, la cellule la plus faiblement éclairée E_1 peut fonctionner en récepteur avec application d'une tension négative comme nous allons le voir dans l'analyse présentée figure 34.

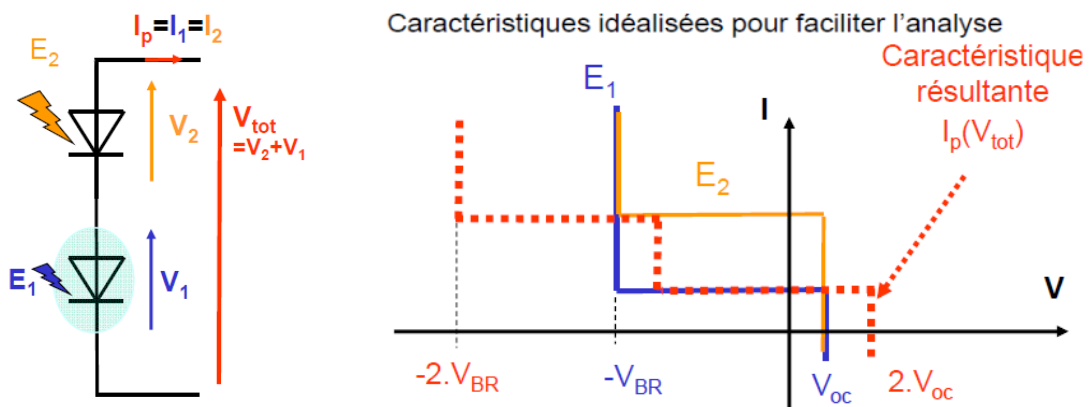


Figure 33 : Caractéristique résultante d'une association en série de deux cellules éclairées faiblement, source [3]

Considérons maintenant un groupement série plus important de $N-1$ cellules soumises à une irradiance E_2 en série avec une cellule moins éclairée (irradiance E_1 inférieure à E_2). Sur la figure 34, on a tracé des formes de caractéristiques moins idéalisées, la charge est ici supposée résistive (droite en pointillés noirs). Dans l'exemple considéré, on voit comment la cellule la moins éclairée peut se retrouver polarisée en inverse en mode dissipation d'énergie. Dans le cas le plus défavorable où le générateur PV est en court-circuit, la cellule faiblement éclairée subit sensiblement une tension égale $(N-1)V_{E2oc}$ (appliquée en inverse). Elle peut être amenée à dissiper une puissance importante, notamment si elle atteint la tension d'avalanche et peut être détruite si la contrainte thermique est trop importante ou si la tension d'avalanche est dépassée, selon les technologies. En outre, cela occasionne une perte importante de production d'énergie puisqu'une partie de la puissance des cellules bien éclairées sera dissipée dans celle masquée.

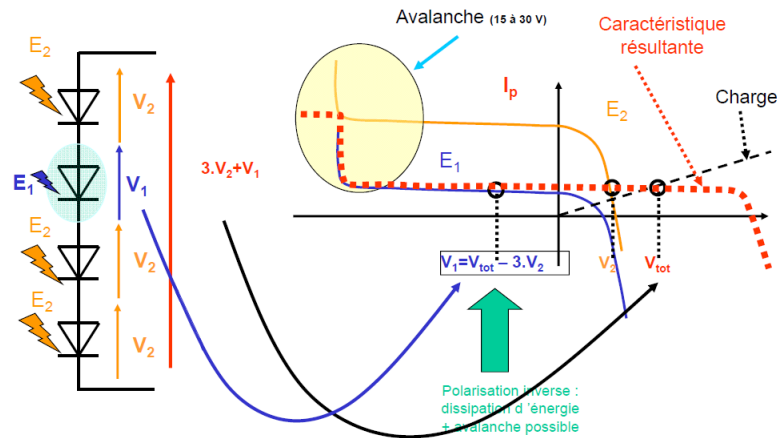


Figure 34 : Caractéristique résultante d'une association en série de $N-1$ cellules identiques et une aux caractéristiques différentes, source [3]

6.3 - Association de modules, protection par diodes bypass et diodes série

Pour limiter la tension inverse à une valeur acceptable (du point de vue thermique ou de l'avalanche) mais également pour limiter la perte de puissance produite par les cellules bien éclairées, on dispose une diode bypass connectée en parallèle aux bornes d'un groupement élémentaire de cellules en série. Les diodes bypass ne conduisent qu'en situation de déséquilibre et limitent la perte de puissance. Idéalement, il faudrait une diode de bypass par cellule, mais par soucis d'économie, une seule diode bypass est disposée par groupe de 24 cellules environ.

Pour la mise en parallèle de groupements en série de cellules ou de modules, il est nécessaire de mettre des diodes série, comme on peut le voir sur la figure 35 (diodes D_{s1} et D_{s2}). La caractéristique $I(V)$ résultante est modifiée selon l'ensemble de cellules mal éclairée (voir exemple de la figure 35).

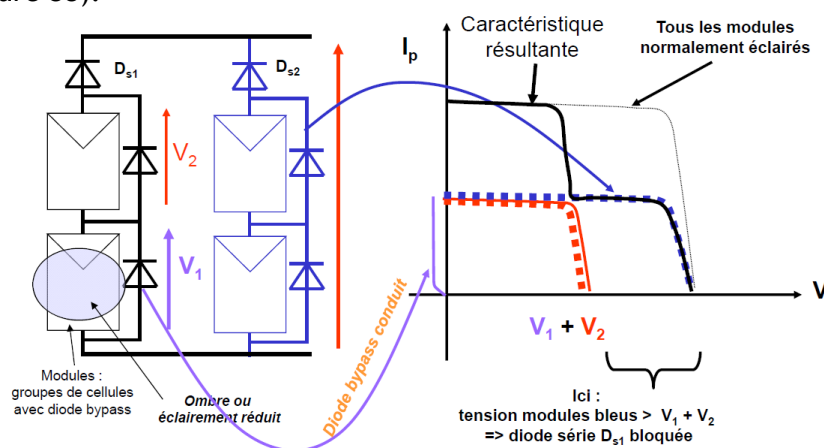


Figure 35 : Associations de module PV, fonctionnement avec diodes bypass et série, exemple de deux branches de deux modules en série et en parallèle, source [3]

Les figures 36 et 37 montrent les effets d'un ombrage/masquage partiel dans le cas d'un assemblage particulier sur la caractéristique tension-courant ainsi que sur celle de puissance en fonction de la tension.

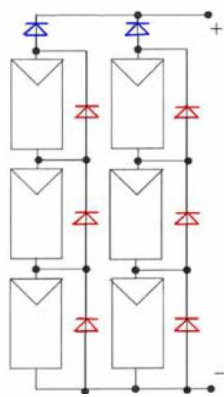


Figure 36 : Association de modules en série-parallèle et protection par diodes bypass (rouge) et diodes série (bleu), source [3]

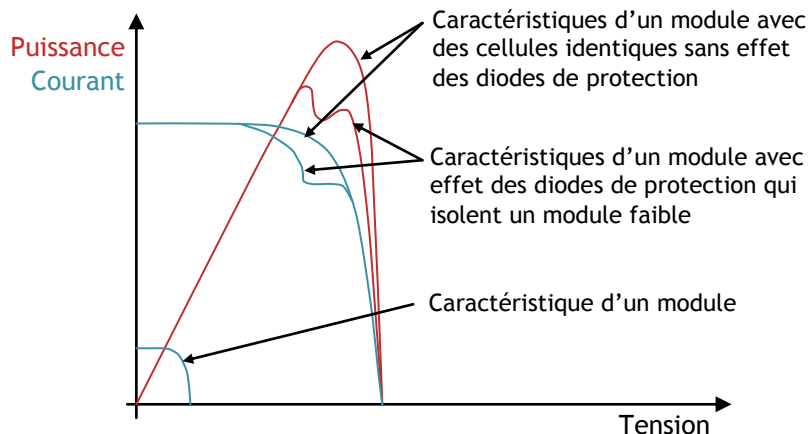


Figure 37 : Caractéristiques d'un module protégé par diodes, d'après [20]

6.4 - Productivité en situation réelle, effets de la température du vieillissement, etc.

Pour les applications terrestres, les spécifications sont faites au point de puissance maximale selon les STC soit à une température de 25°C, sous un rayonnement $E = 1 \text{ kW/m}^2$, spectre AM 1.5. Or la puissance maximale décroît avec la température (typiquement 0,4 %/°C pour les technologies au silicium polycristalin). Afin de pouvoir évaluer la température des cellules en fonctionnement, les fabricants fournissent la $NOCT^{11}$, température (en °C) de cellule en circuit ouvert sous $E_{noct} = 800 \text{ W/m}^2$ à $T_{amb} = 20^\circ\text{C}$ et une vitesse de vent de 1 m/s (elle joue un rôle quant aux échanges thermiques). Ainsi l'expression suivante permet d'évaluer la température des cellules, T_{cel} :

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{E}{E_{noct}}(NOCT - 20)$$

Cette formule suppose que l'échauffement est proportionnel à l'irradiance incidente E et ne considère pas l'effet de la vitesse du vent qui n'y apparaît donc pas, comme celui d'un éventuel encastrement du module en toiture où une seule face est ventilée. C'est le cas lorsque les modules ont fait l'objet d'une intégration en toiture (incitation française jusqu'en 2018). Cette intégration réduit leur productivité et accélère leur vieillissement.

Le rendement en situation réelle doit prendre en compte (valeurs données par exemple) :

- la **température** : - 15% (cas du silicium cristallin) pour une température supérieure de 30°C à celle des STC => x 0,85 (selon les technologies et les fabricants, le coefficient de température varie de -0,07 à -0,48 %/°C) ;
- les **pertes de conversion** (onduleur) et dans le câblage 10% => x 0,9 ;
- les ombrages, les défaillances...

Dans ces conditions, le « Performance Ratio » (PR) ou coefficient de rendement annuel, vaudrait ici environ 0,75. Sa valeur observée est en constante amélioration comme le montrent les figures 38 et 39 dans le cas des installations allemandes. Actuellement (2019), une valeur de 0,85 serait plus proche de la réalité pour des installations bien conçues et bien entretenues, notamment grâce à une surveillance automatique du bon fonctionnement.

¹¹ NOCT : Nominal Operating Cell Temperature, température nominale d'exploitation de la cellule

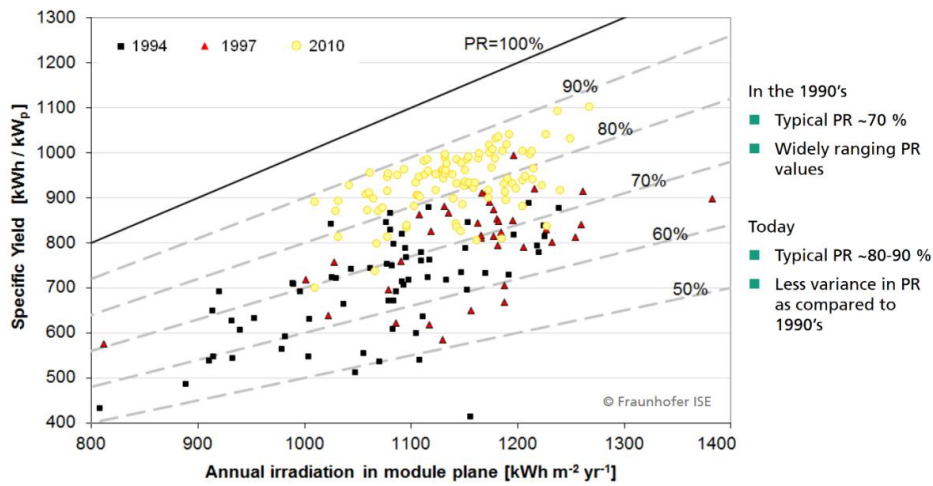


Figure 38 : Evolution du PR en Allemagne de 1994 à 2010 (installations connectées au réseau), source [11]

Le rendement est fonction de l'irradiance solaire, il n'est pas constant et décroît aux faibles valeurs d'irradiance.

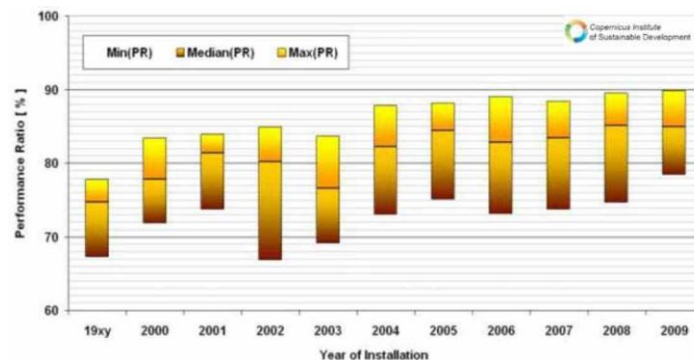


Figure 39 : Évolution du PR en Allemagne des années 1990 à 2009 (installations connectées au réseau), valeurs min, max et médianes, source [21]

Dans la plupart des évaluations de productivité, on considère le rendement photovoltaïque constant (mais néanmoins dépendant de la température) et égal à la valeur définie dans les conditions standards (STC), soit pour une irradiance de 1000 W/m^2 (et un spectre AM1.5). Or, même si cela impacte généralement peu la productivité annuelle, le rendement dépend bel et bien de l'irradiance, comme le montre la figure 40. Cette information est surtout utile pour les dispositifs photovoltaïques fonctionnant souvent en conditions de basse lumière (par exemple en intérieur). Il s'avère ainsi que les technologies au silicium amorphe (a-Si), au rendement pourtant plus faible aux STC présentent de meilleures performances en basse lumière que le silicium cristallin.

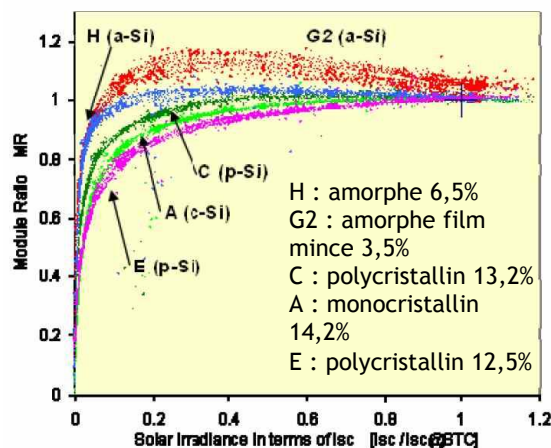


Figure 40 : Évolution du rendement (normalisé par rapport à la valeur nominale STC) en fonction de l'irradiance solaire normalisée à 1 kW/m^2 et selon les technologies, source [22]

Les dépôts de salissure peuvent également jouer un rôle non négligeable, selon l'environnement des modules, sur la chute de productivité, c'est pourquoi il est recommandé d'effectuer des lavages réguliers.

Enfin, le vieillissement entraîne une chute progressive du rendement avec le temps. Selon les technologies et les fabricants, la chute de productivité est comprise entre 0,1 et 1 %/an, hélas non spécifiée par ces derniers hormis des garanties, typiquement un rendement supérieur à 80%, voire 90%, de sa valeur nominale durant 25 à 30 ans. La figure 41 montre deux exemples de mesures, durant 8 ans, de l'évolution de la puissance nominale en fonction du temps en raison du vieillissement. Bien qu'elles aient fait l'objet d'améliorations de ce point de vue, les technologies au silicium amorphe sont les plus sensibles. D'après la référence [38], les valeurs médianes (distributions statistiques) des dérives du rendement dues au vieillissement, pour les modules fabriqués après 2000, sont comprises entre 0,36 et 0,96 % par an (soit une chute d'environ 10 à 30% en 30 ans).

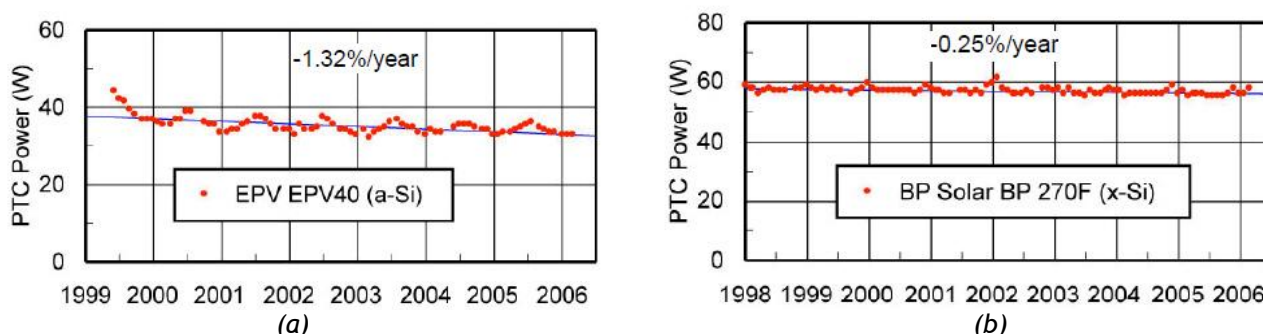


Figure 41 : Évolution de la puissance avec le temps (a) silicium amorphe, (b) Silicium cristallin, source [23]

7 – Convertisseurs électroniques de puissance, adaptation d'impédance

Peu de charges électriques présentent des caractéristiques tension-courant autorisant une alimentation directe par un générateur photovoltaïque : charge à courant alternatif ou caractéristique mal adaptée. Une adaptation d'impédance doit être réalisée en intercalant un dispositif adaptateur d'impédance, en l'occurrence un convertisseur électronique de puissance, entre le générateur et la charge électrique. Le convertisseur statique de puissance permet l'adaptation du type de courant (conversion continu/continu DC-DC, ou conversion continu/alternatif DC-AC) ainsi que sa commande en temps réel réalisant la poursuite du point de puissance maximale (MPPT : Maximum Power point Tracking) [20].

Le convertisseur DC-DC permet d'alimenter une charge électrique à courant continu mal adaptée à un couplage direct. Figure 42, se trouve un exemple de modules photovoltaïque directement connecté à un accumulateur (seul cas possible d'adaptation directe). Sa caractéristique tension-courant peut-être modélisée, en première approximation, par une droite dont les paramètres sont U_{bo} (force électromotrice) et R_b (résistance interne), qui sont, en réalité, fonction de l'état de charge et où le courant absorbé par la charge I_u joue également un rôle. Les points de fonctionnement résultent de l'intersection entre les caractéristiques tension-courant du module PV et de l'ensemble accumulateur-charge consommatrice. La figure 42 montre toute la difficulté de maintenir le fonctionnement au point de puissance maximale quel que soit le courant consommé par la charge, mais également quelle que soient les variations des paramètres de la batterie.

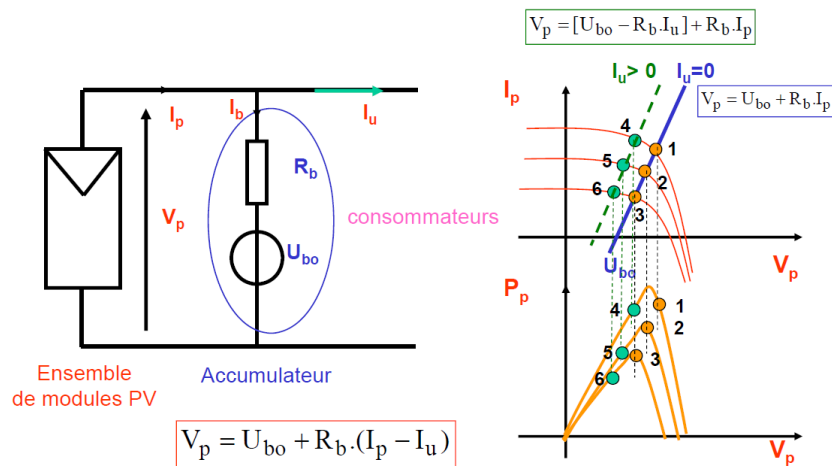


Figure 42 : Modules PV directement connectés à un accumulateur

Deux grands types de fonctionnement peuvent être différenciés :

- le fonctionnement au fil du soleil (par analogie avec l'expression « au fil de l'eau » utilisée pour les installations hydroélectriques du même nom). Le système injecte alors, dans le réseau, une puissance fluctuante au rythme des variations d'irradiance et ce sont les différents moyens de flexibilité existants sur le réseau qui compensent ;
- le fonctionnement autonome, avec stockage d'énergie électrique (batteries électrochimiques). Les profils de puissance produite (générateur PV) et consommée (charges) sont découplés par la présence de la batterie [24] [25].

Dans le cas des installations autonomes, une partie de l'énergie productible peut être délestée si le moyen de stockage est plein et/ou si les charges ne consomment pas suffisamment. Les charges peuvent être, elles-mêmes délestées, tout ou partiellement, si la batterie est trop déchargée et/ou si la production PV est insuffisante. Ce dernier cas est normalement plus rare si le dimensionnement global a été effectué pour éviter ce dernier type de délestage.

Le « tracking » de la puissance maximale avec les systèmes MPPT présente un intérêt pour exploiter la puissance maximale dans des conditions très variables (et qui affectent la caractéristiques tension-courant du générateur PV) de température, d'ensoleillement, de tension continue (vieillesse batterie, état de charge...), des disparités d'éclairement des modules, de la consommation...

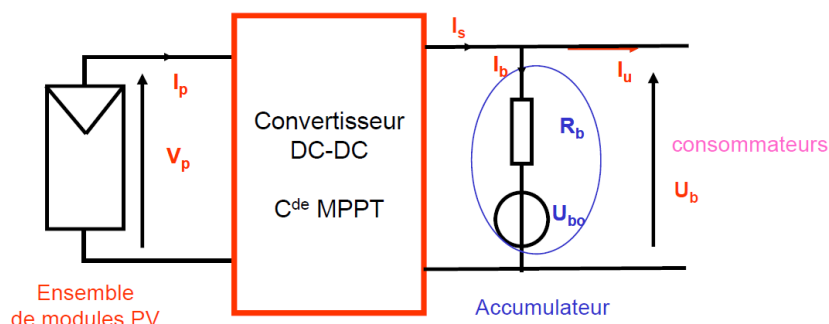


Figure 43 : Synoptique d'un générateur PV associé à un stockage tampon interfacé à travers un convertisseur DC-DC à commande MPPT, source [3]

Si on considère la situation de la figure 42, dans laquelle il était impossible de maximiser la récupération d'électricité solaire, un convertisseur électronique, un hacheur en l'occurrence, permet l'adaptation d'impédance (figure 43). Ce convertisseur à découpage, à très haut rendement, permettra de maintenir le point de fonctionnement en permanence à l'optimum, sauf lorsque la batterie arrivera en surcharge (dans ce cas, le contrôle réduira automatiquement la puissance produite par le générateur PV). La figure 44 illustre ce fonctionnement avec un hacheur

élévateur dont l'action sur le rapport cyclique permet de rester au point de puissance maximale quelles que soient les conditions.

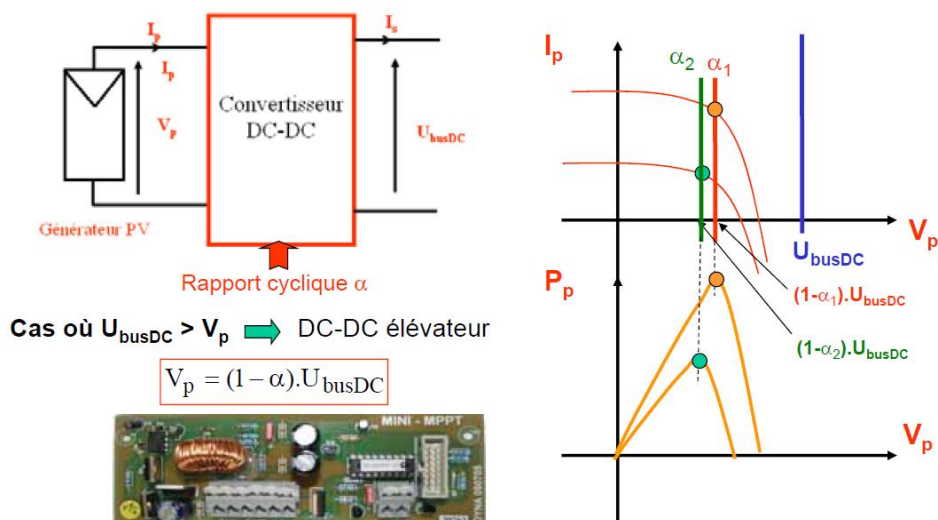


Figure 44 : Principe du MPPT avec un hacheur débitant sur une source de tension sensiblement constante (batterie) et exemple de carte électronique avec hacheur élévateur (LAAS-CNRS)

Le principe de la recherche MPPT est un problème difficile à cause des variations rapides possibles de la caractéristique $I(V)$ et de la présence d'éventuels maxima locaux dû à des ombrages partiels. Le principe est généralement fondé sur un balayage systématique de la caractéristique à très basse fréquence de façon à réduire la chute de production associée et sur des tâtonnements permettant de rester sur le maximum détecté par le balayage complet.

La figure 45 montre deux profils de puissance d'un module PV associé à un hacheur correspondant à une journée de plein ensoleillement et une autre journée avec passages nuageux. La courbe de la puissance photovoltaïque (module BP 585 : 85 W_c) P_{pv} est en rouge, la puissance en sortie du convertisseur DC-DC est en bleu.

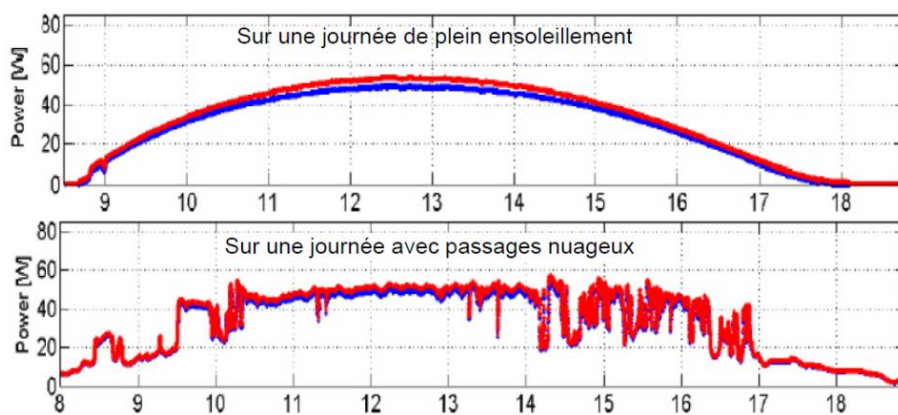


Figure 45 : Profils de puissances du module PV et en sortie du hacheur à contrôle MPPT, source [39]

Le tracking de la puissance maximale peut également se faire directement avec un convertisseur DC-AC dans le cas d'une injection directe sur le réseau alternatif. La figure 46 montre l'architecture d'un convertisseur commercial. On remarquera un premier étage de type hacheur élévateur permettant d'obtenir une haute tension continue pour alimenter le second étage onduleur à modulation de largeur d'impulsion injectant un courant sinusoïdal au réseau. Cet « onduleur » (nom générique donné à ces systèmes d'adaptation, en anglais « inverter ») peut fonctionner avec une large plage de tension d'entrée donc un grand nombre de combinaisons de modules.

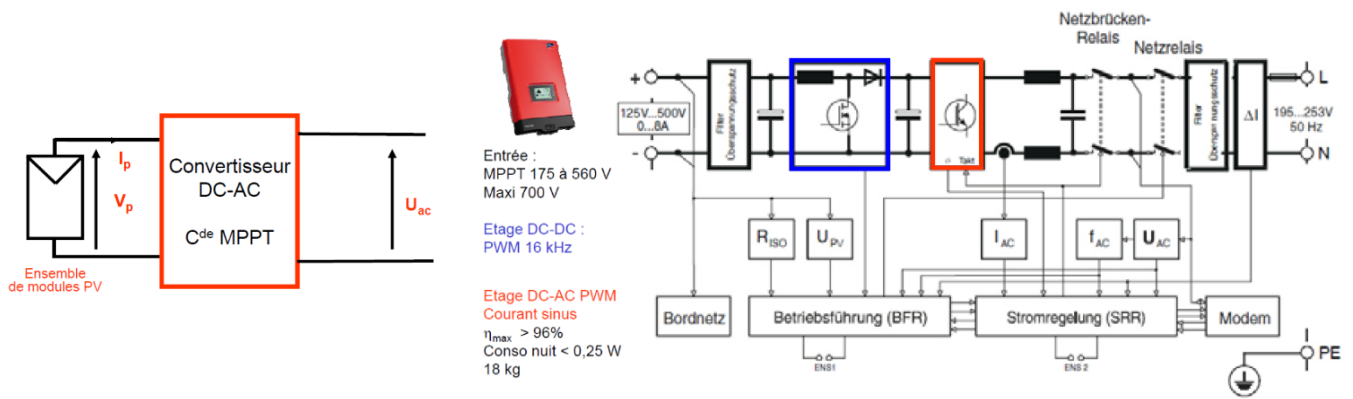


Figure 46 : Exemple de convertisseur DC-AC avec MPPT, SMA Sunny Boy HF (gamme 2 à 3 kW), source SMA

Les convertisseurs photovoltaïques sont également spécifiés en termes de rendement. Autrefois, seul le rendement maximal était spécifié, sachant que la courbe de rendement est en cloche (voir [37]) ce qui n'était pas forcément un gage de performances élevées sur toute la plage de fonctionnement des onduleurs. Aujourd'hui, en Europe, c'est le « rendement européen » qui est désormais la spécification standard. Il s'agit d'un rendement pondéré (proche d'un rendement sur cycle tel que définis dans [37]), permettant d'intégrer la variabilité naturelle de l'ensoleillement sur une année et donc de la puissance. Son expression est donnée ci-après (elle considère une puissance de 5% de P_n durant 3% du temps, de 10% de P_n durant 6% du temps, etc.) :

$$\eta_{EU} = 0,03.\eta_5 + 0,06.\eta_{10} + 0,13.\eta_{20} + 0,10.\eta_{30} + 0,48.\eta_{50} + 0,20.\eta_{100}$$

Enfin, le rendement global de conversion doit prendre en compte également le rendement de la stratégie MPPT qui traduit l'inévitable perte de productible associée à la recherche permanente du maximum de puissance mais non associée à un échauffement ou puissance dissipée. La figure 47 représente les différentes étapes de la chaîne de conversion de l'énergie solaire brute à l'énergie électrique injectée sur le réseau.

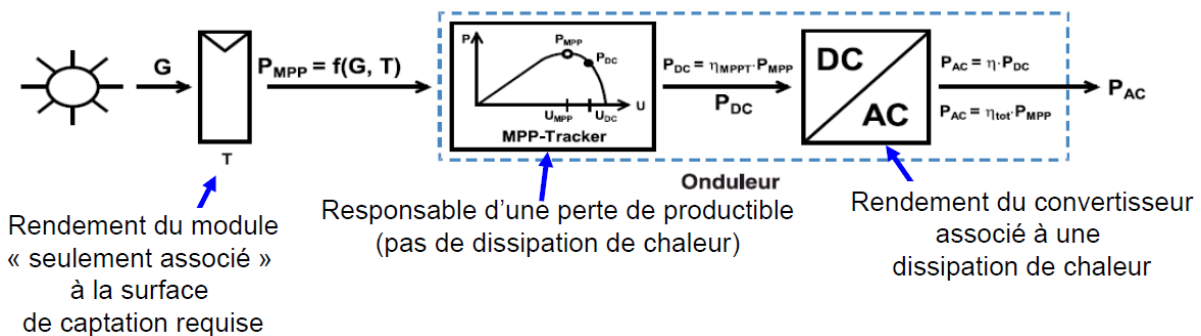


Figure 47 : Rendement électrique global de conversion, source [40]

8 – Architectures des systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux

Pour obtenir des puissances élevées, les modules peuvent être assemblés en groupements série et/ou parallèle. Les figures suivantes montrent des schémas complets, des modules jusqu'au réseau public, issus des guides C15-712-1 et 3 de l'UTE, respectivement de 2010 et 2016 (intégrant un stockage pour l'autoconsommation), correspondant aux différentes situations réglementaires françaises.

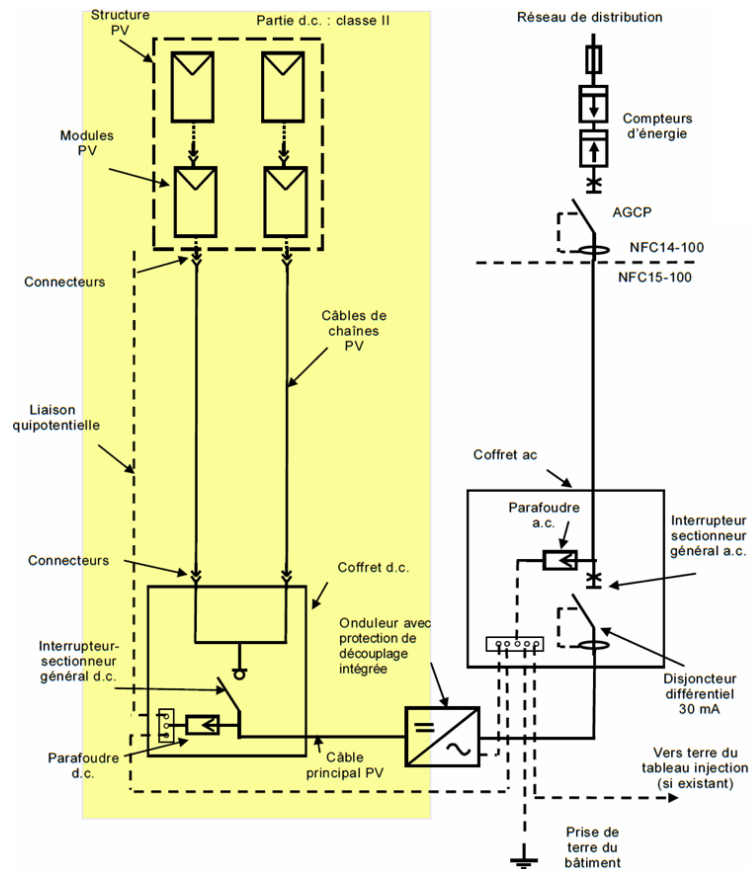


Figure 48 : Schéma Installation individuelle avec revente totale de la production PV (norme C15-712-1 2010), source [26]

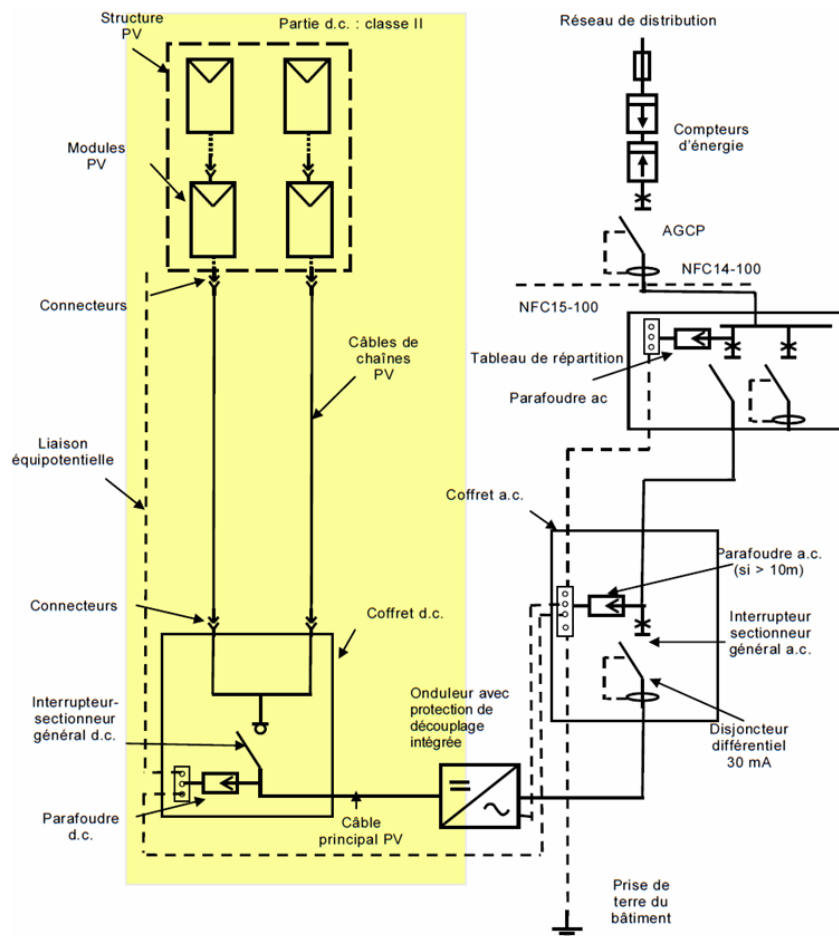


Figure 49 : Schéma d'installation individuelle avec revente des surplus de production PV (auto-consommation), source [26]

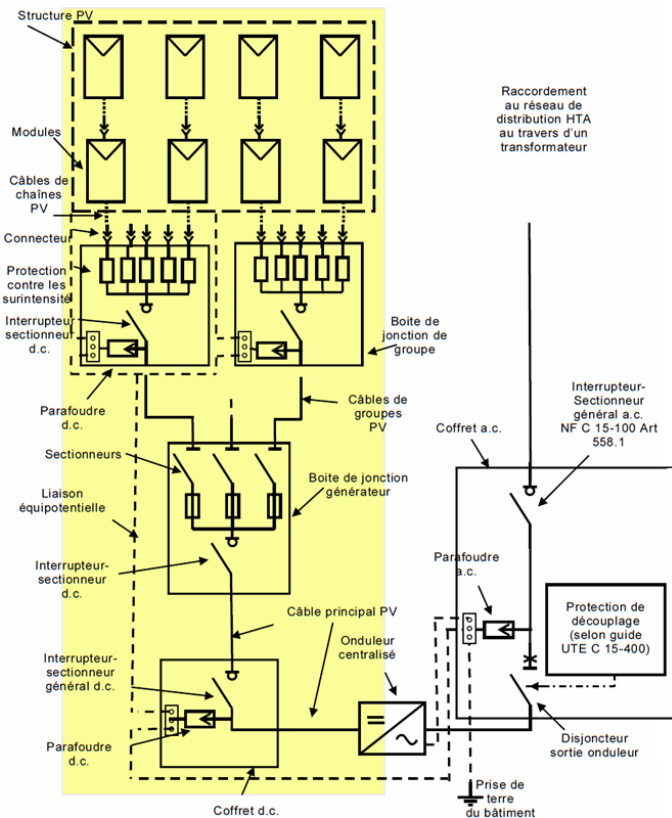


Figure 50 : Schéma d'installation de puissance supérieure à 250 kVA (réseau de distribution), source [26]

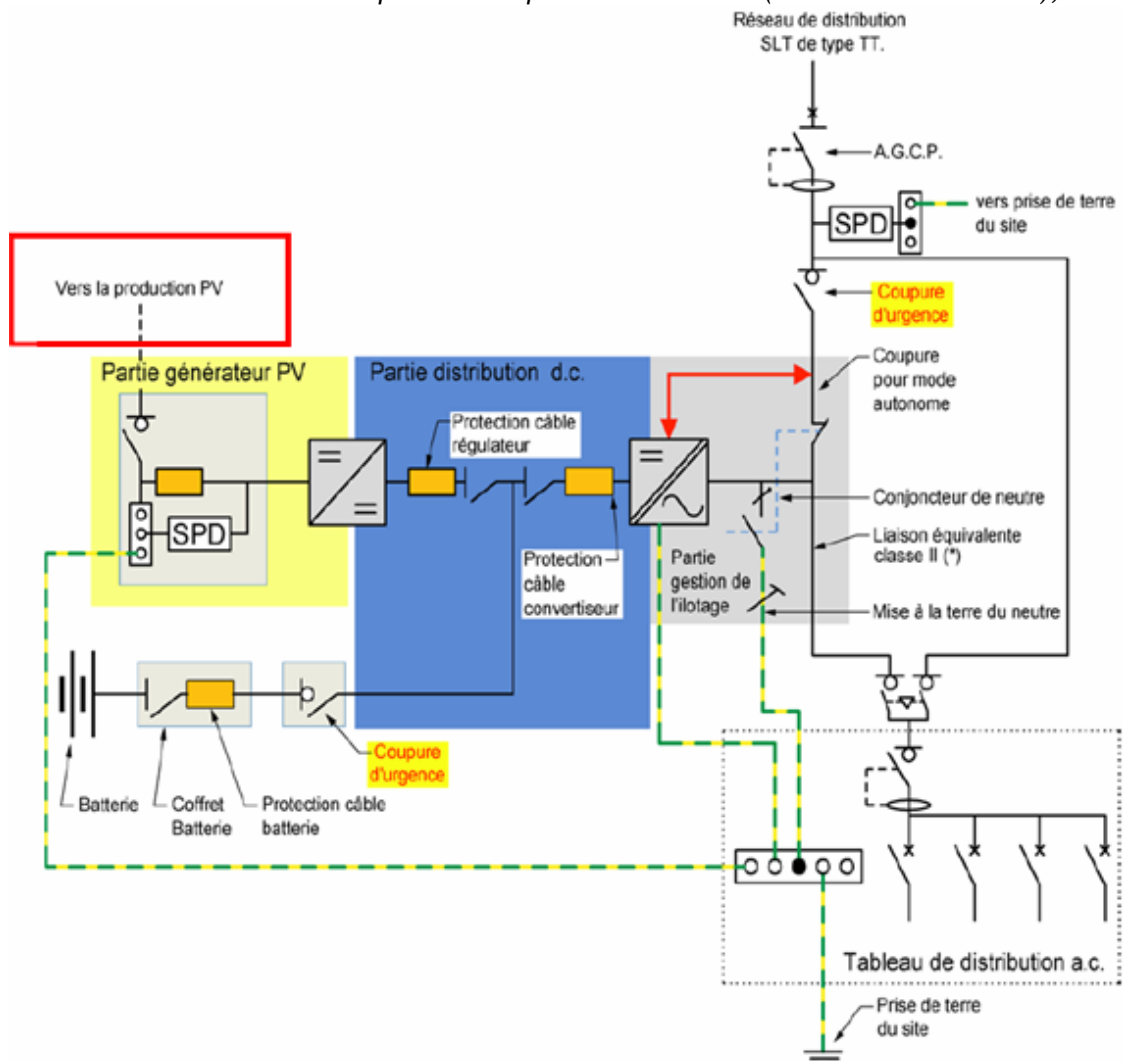


Figure 51 : Schéma d'installation PV avec isolation galvanique raccordée au réseau avec stockage, source [41]

9 - Optimisation inclinaison et azimut

Après l'optimisation du point de fonctionnement électrique (MPPT), l'optimisation (mécanique) de l'inclinaison et de l'azimut peut permettre encore des gains de productivité, mais aux dépens de la complexité (du coût et de la fiabilité), il est donc important de bien évaluer l'intérêt car la rentabilité économique n'est pas forcément au rendez-vous. Sur la figure 52, sont représentées les cartes des valeurs de productivité annuelle (en kWh/kW_p ou nombres d'heures en équivalent pleine puissance) dans le cas de modules montés fixes avec une inclinaison optimisée (pour maximiser la productivité annuelle), à gauche, et, à droite, dans le cas de modules dont l'inclinaison et l'azimut sont variables et optimisés en continu (attention : les couleurs ne correspondent pas aux mêmes échelles sur les deux graphiques). On note que dans la région parisienne, le gain lié à l'optimisation des deux angles serait de 20%, au sud de l'Espagne, le gain atteindrait 40%. Bien sûr, c'est essentiellement la composante directe du rayonnement qui est concernée par ces gains de productivité.

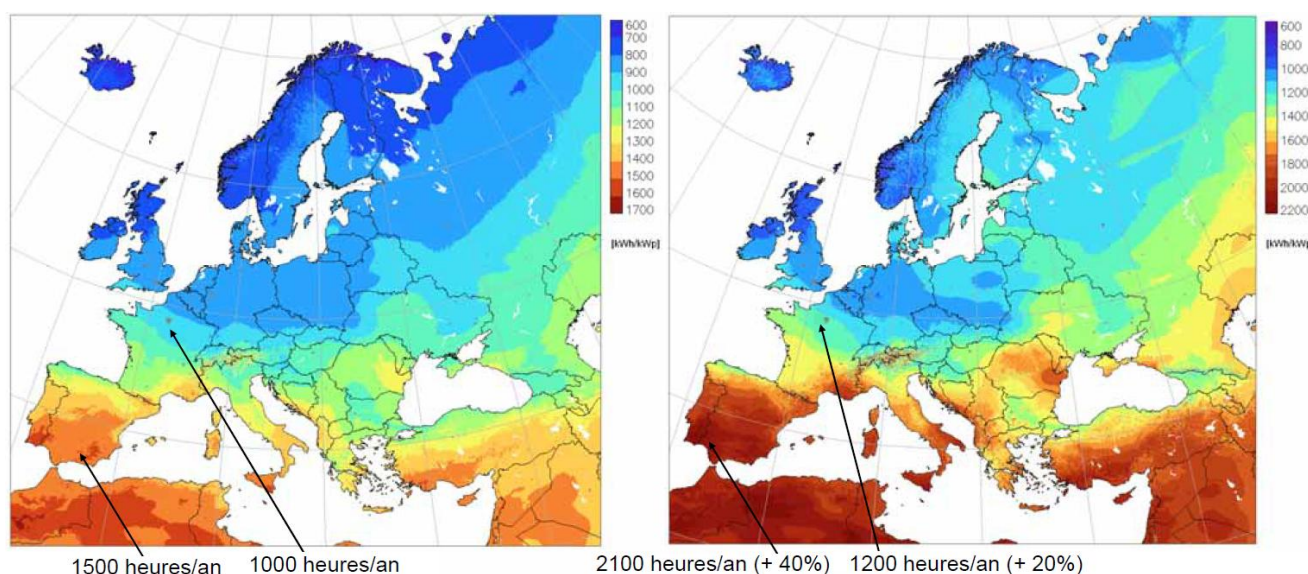


Figure 52 : Productivité photovoltaïque annuelle (à gauche) modules PV montés fixes avec un angle optimal sur l'année, (à droite) modules PV montés sur un système optimisant l'inclinaison et l'azimut, source [27]

La poursuite mécanique permettant l'ajustement de la position des modules (le système mécanique est appelé tracker), peut se faire sur le seul axe d'inclinaison, ce qui constitue souvent le meilleur compromis technico-économique. Cette solution robuste permet des gains de 20 à 40%. L'ajustement peut-être saisonnier et manuel (figure 53a) ou motorisé (figure 53b). L'ajustement des deux axes (figure 54) permet des gains plus importants et un profil de production plus plat, par une exposition optimisée sur une plus grande proportion de la journée (figure 55).



(a)



(b)

Figure 53 : Ajustement un seul axe (a) saisonnier manuel Sun Edison PV power plant (Alamosa, Colorado), (b) motorisé Ferme PV Suncheon (Corée du Sud), sources NREL et Wattsun Trackers



(a)



(b)

Figure 54 : Ajustement deux axes (a) Ferme PV Suncheon (Corée du Sud), (b) Ferme PV Caravaca de la Cruz (Espagne) 210 modules de 10,5 kW (gain 45% par rapport à orientation fixe)

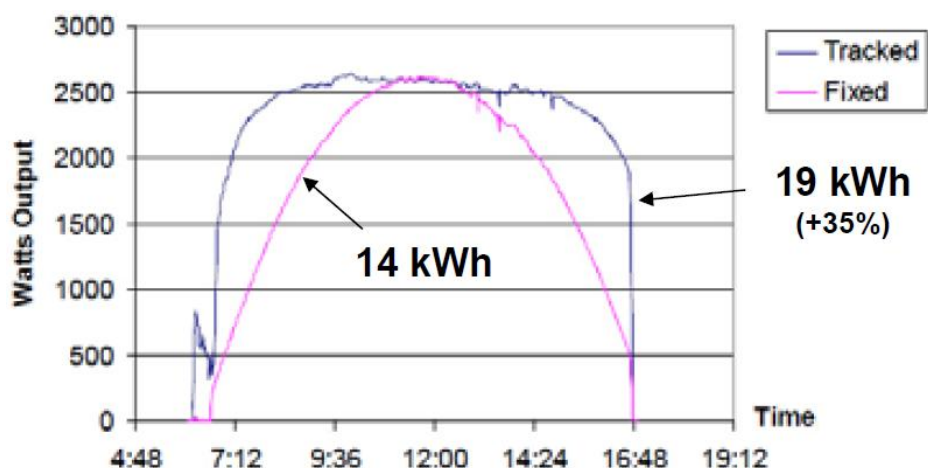


Figure 55 : Exemple de comparaison des profils de production sur une journée (5 octobre 2005, Rose Rock Lane, USA) avec et sans tracker 2 axes, source [42]

10 – Systèmes photovoltaïques autonomes

Dès que les consommateurs se trouvent à distance du réseau, le coût du raccordement est rapidement très élevé et une solution photovoltaïque autonome (avec batterie) est généralement plus rentable. La distance critique, à partir de laquelle une installation autonome est rentable, dépend de nombreux paramètres comme l'ensoleillement mais également la puissance crête et la consommation annuelle. Sauf politique de raccordement volontariste (telle que nous en avons connu en France), cette distance « critique » est d'environ 1 km à quelques km. Le photovoltaïque se révèle parfaitement rentable au-dessus d'une certaine distance du réseau, distance d'autant plus faible que les besoins en énergie sont faibles (figure 56 : les valeurs de prix sont anciennes et les actuelles sont beaucoup plus basses). En outre, il y a généralement un intérêt économique à mutualiser les installations individuelles ou les mini-réseaux car le foisonnement des usages produit un effet positif sur le dimensionnement global. Cependant l'intérêt peut être atténué par des comportements moins responsables, par exemple une consommation excessive lorsque la batterie se trouve dans un état relativement bas, alors que lorsqu'on est seul usager, on sera clairement identifié comme le responsable du délestage à venir !

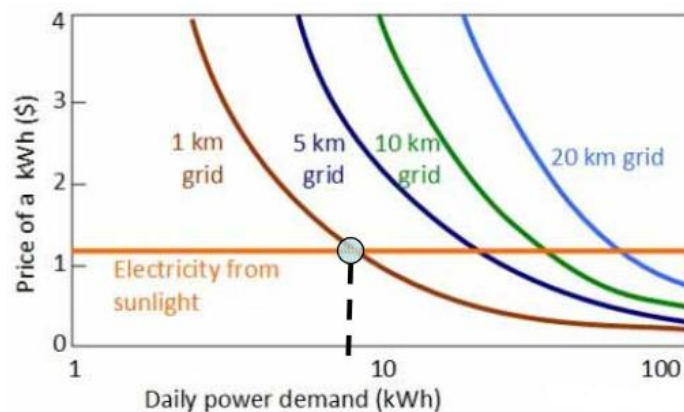


Figure 56 : Coûts du kWh (valeurs anciennes et donc évolutives), comparaison production PV autonome avec système raccordé au réseau en fonction de la longueur du raccordement et du besoin quotidien en énergie, source PicoSol

Les installations peuvent être DC (courant continu) et/ou AC (courant alternatif). La solution à courant continu nécessite moins d'étages de conversion car la plupart des appareils modernes sont capables de fonctionner en continu avec peu de modifications (ils sont généralement équipés d'un redresseur pour l'alimentation en AC). L'alimentation en DC conduit à de meilleurs rendements (donc une consommation un peu plus faible et une installation PV mieux dimensionnée), une fiabilité plus élevée et un coût plus bas. À l'opposé, la solution à courant alternatif a l'avantage de la disponibilité d'appareils à meilleure efficacité énergétique dont le marché est plus dynamique.

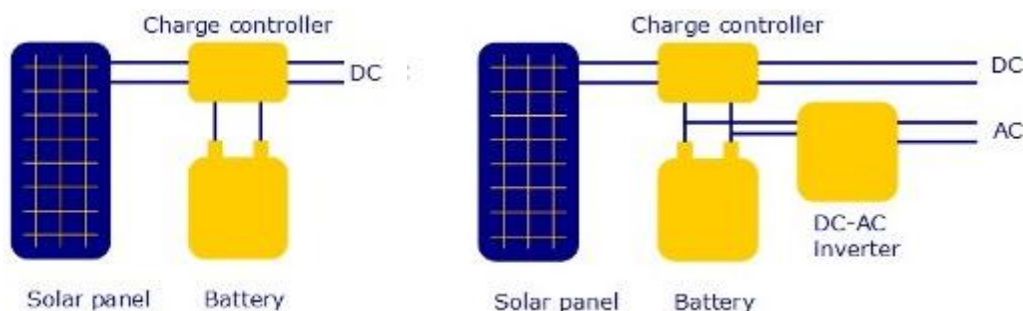


Figure 57 : Comparaison des architectures photovoltaïques autonomes en courants continu et alternatif,, source PicoSol

La minimisation des dépenses d'investissement nécessite donc une prise en compte globale du système complet (modules PV, batteries et appareils électriques consommateurs). Dans tous les cas, l'optimum global passe par des appareils basse consommation.

Les systèmes photovoltaïques autonomes (avec batteries) bénéficient d'une très grande expérience et d'une très forte croissance, comme dans le cas des installations raccordées au réseau, les prix sont en forte baisse, à la fois grâce à la chute des prix des systèmes PV mais également grâce à celle des batteries. Si l'essentiel du marché des installations PV concerne les systèmes raccordés au réseau, celui des systèmes autonomes est également en forte croissance et permet d'apporter l'électricité dans des régions pauvres et reculées. Les technologies les plus couramment utilisées sont, pour les modules PV, le silicium polycristallin et le plomb-acide pour le stockage [29]. Les batteries au plomb qui offrent la plus longue durée de vie sont celles de type ouvert (figure 59), mais elles nécessitent un entretien régulier pour la mise à niveau de l'électrolyte (période de 3 à 6 mois environ en zone tropicale). Si le dimensionnement est bien fait et qu'elles ne sont pas en situation de décharge profonde trop fréquente, leur durée de vie peut atteindre la dizaine d'années sans difficultés. À l'opposé, l'utilisation de batteries de démarrage (moindre coût d'investissement) mal entretenues, peut conduire à une durée de vie de l'ordre de l'année. Les batteries au lithium, dont les prix ont fortement décru, commencent à

pénétrer le marché du stockage pour les installations PV autonomes ou raccordées avec autoconsommation.

Les systèmes en site isolé peuvent aller du kit de base incluant un petit module PV (50 à 100 W), un régulateur de charge, une batterie 12 V et quelques appareils (lampes fluocompactes, TV et radiocassette) au système plus puissant et plus onéreux comme, par exemple en Nouvelle-Calédonie (figure 58), où se trouvent 3 000 installations PV 800 W_c à 1 kW_c, avec des batteries au plomb de 17 kWh, la consommation est à la fois en DC et AC. Ces installations nécessitent peu d'entretien, à l'exception des batteries à bien dimensionner et bien gérer, ce qui est le cas puisque les durées de vie observées dépassent largement 10 ans [24] [25].



Figure 58 : Installation autonome Enercal en Nouvelle-Calédonie, source B. Multon

11 – Systèmes multi-sources ou hybrides

L'installation de systèmes hybrides a pour objectifs de mieux profiter des ressources renouvelables locales et de mieux lisser la production (vent et rayonnement solaire sont souvent complémentaires) et donc de réduire les besoins de stockage d'énergie. Un générateur fonctionnant avec un carburant (groupe électrogène voire peut-être un jour une pile à combustible) assure l'autonomie en cas de longue période sans ressources, dont la prise en compte dans le dimensionnement du système de stockage (sans groupe électrogène) serait d'un coût prohibitif. Lorsqu'un groupe électrogène préexistait, l'ajout d'une production photovoltaïque et/ou d'un système de stockage vient alors réduire la consommation de combustible.

Un tel système couplé au réseau permet de mieux respecter l'environnement par rapport à des solutions purement à groupe électrogène et d'améliorer la sûreté d'approvisionnement.

11.1 - Systèmes hybrides PV-groupe électrogène

Les objectifs de ces systèmes hybrides sont de minimiser la consommation de carburant, et la maintenance du groupe électrogène (GE), notamment grâce à la diminution du nombre d'heures de fonctionnement et de démarrages.

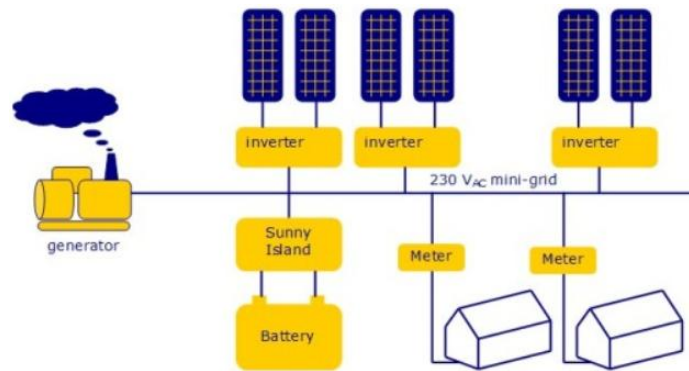


Figure 59 : Architecture d'un mini-réseau hybride PV-GE diesel, source PicoSol

Le coût d'investissement minimal dans un groupe électrogène est d'environ 1 €/W selon les coûts de transport et d'installation. Avec 15% de rendement sur cycle (30% maxi mais fonctionnements fréquents à faible charge et donc faible rendement), 1 kWh_e requiert 6,7 kWh_{PCI} soit environ 0,67 litres de carburant. Ce qui donne un coût du carburant allant de 10 c€ (plus bas prix du gasoil) à plus de 1 €/kWh_e. La maintenance doit être prise en compte, le GE doit subir des vidanges, des changements de filtres toutes les 250 à 300 heures. La durée de vie du groupe est d'environ de 20 000 heures, il faut noter les pénalités de durée de vie, associées aux démarrages, d'environ 10 heures de fonctionnement normal, voire plus selon les températures ambiantes.

D'autres coûts sont à prendre en compte : les coûts environnementaux liés à la consommation du carburant !

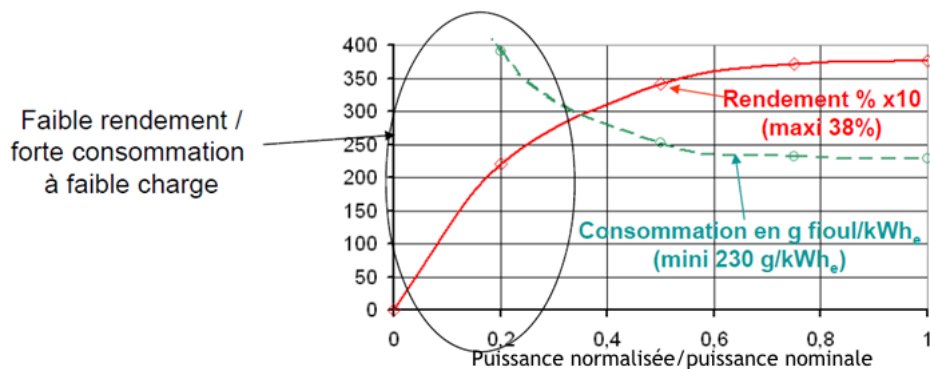


Figure 60 : Exemple groupe électrogène diesel SDMO QAS 40 KD (32,9 kW / 40 kVA)

La figure 56 montre un exemple de simulation de rentabilité (sous HOMER® [47]) d'un système PV-groupe électrogène diesel.

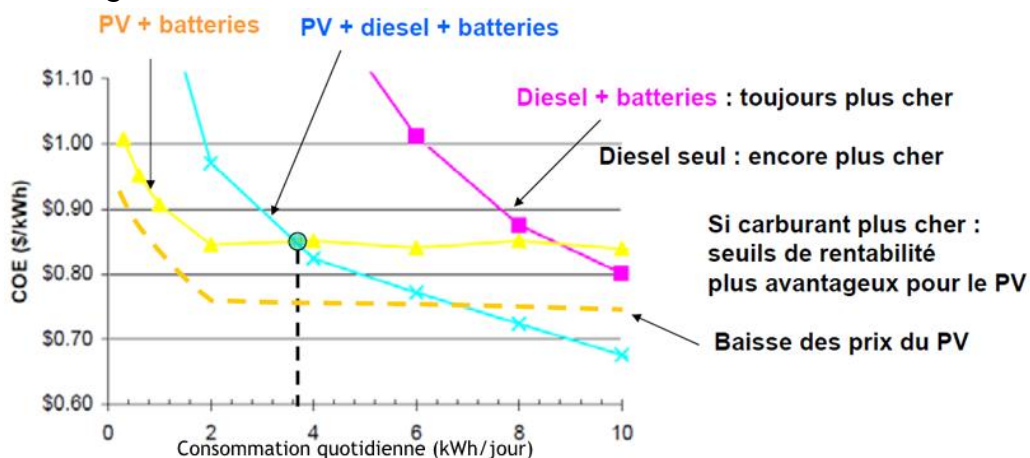


Figure 61 : COE : Cost of Energy, paramètres de coûts : fioul 0,5 \$/litre, consommation 0,3 litre/kWh (n 33%), irradiation solaire 5,4 kWh/m²/jour, source [43]

11.2 - Systèmes hybrides PV-éolien-groupe électrogène

Lorsque les conditions météorologiques sont favorables, ce qui est souvent le cas en zone tempérée, les ressources éoliennes et solaires peuvent être très complémentaires, surtout au niveau saisonnier. L'ajout d'une production éolienne permet alors de mieux satisfaire la demande hivernale en réduisant les besoins de stockage et le dimensionnement de l'installation PV, mais également, le cas échéant, en limitant le fonctionnement du groupe électrogène. La figure 62 montre le synoptique [15] de l'installation hybride diesel/PV/éolienne de l'île de Saint Nicolas des Glénan datant de 1996. Le bus DC est à 240 V, l'installation de pompage d'eau gérée par la municipalité [29] fonctionne en triphasé mais toute la distribution des 14 clients particuliers et 6 professionnels est en monophasé. Une rénovation en 2003 a quelque peu modifié les caractéristiques (15,2 kW PV, batteries 1200 Ah), et l'architecture de l'installation gérée par ERDF devenu Enedis. Le financement a été assuré par les collectivités territoriales et par EDF (30%) qui effectue également la maintenance. Les clients, de type professionnel (tourisme été) et particulier, bénéficient des tarifs continentaux de l'électricité avec une limitation de la puissance souscrite. Seuls, les clients particuliers ont également une limitation en énergie journalière ce qui conduit les professionnels à des consommations excessives en période de forte activité (consommation proche de la puissance souscrite en continu, avec des appareils parfois très énergivores...).

Distribution monophasée :

14 clients particuliers

6 professionnels

Tarifs « continentaux »

Limitations en :

- énergie + puissance (Particuliers)
- puissance (professionnels)

Distribution triphasée :

Pompage eau (municipal)

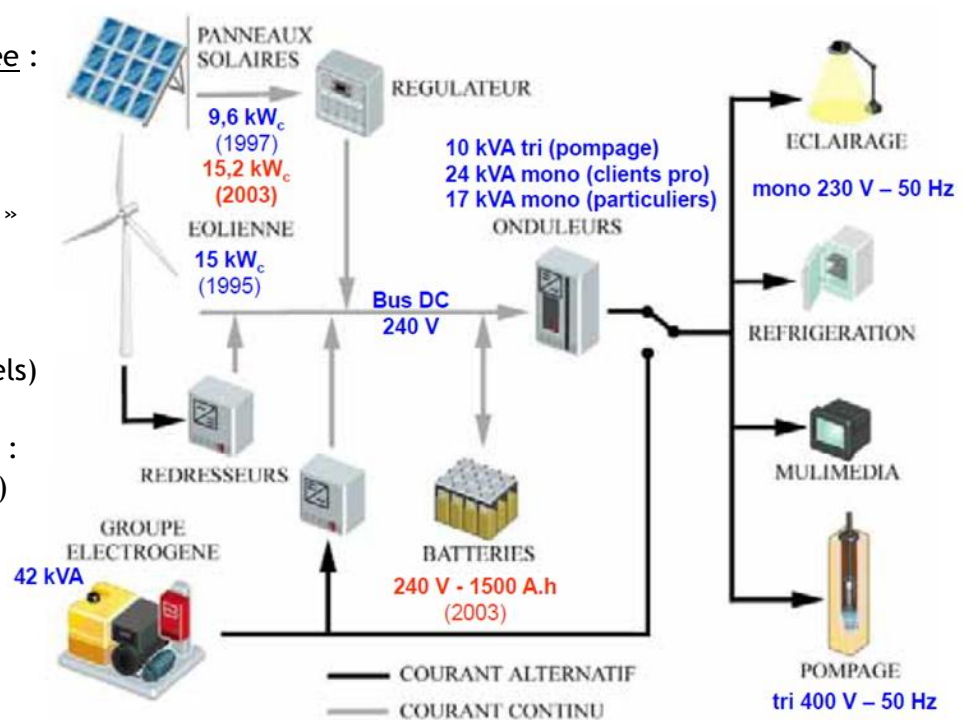


Figure 62 : Synoptique de l'installation hybride de l'île St Nicolas des Glénan, source [28]

12 – L'énergie photovoltaïque dans les transports...

Ce sont sans doute les compétitions de véhicules solaires, comme le World Solar Challenge¹², où il s'agit de parcourir 3 000 km (Adélaïde-Darwin) propulsé exclusivement à l'énergie solaire, qui ont enclenché la dynamique montrant les possibles. Le gagnant de l'édition 2013 (« Stella Vie » de la Solar Eindhoven Team) a fait des pointes à 140 km/h, sa vitesse moyenne était supérieure à 91 km/h. Le moteur avait une puissance de 1 à 4,5 kW et le véhicule était équipé de 8 m² de cellules photovoltaïques de rendements 8 à 27 %. Durant les éditions suivantes (2015, 2017 et 2019) les performances ont encore été améliorées.

¹² Défi solaire mondial



Figure 63 : Véhicule « Stella Vie » de la Solar Eindhoven Team, source [30]

Cependant, les véhicules solaires commerciaux sont rares, la première voiture électrique de série avec une autonomie solaire convenable (10 à 30 km par jour) est la Sion, produite en Suède par Sono Motors, elle doit être commercialisée à partir de 2020 [44]. Il est encore difficile d'imaginer, dans un avenir proche, des véhicules 100% solaire équipés de cellules PV, les surfaces de captation d'un véhicule et le rendement photovoltaïque des cellules bon marché ne permettent pas de l'envisager, surtout compte tenu des caractéristiques (masse, puissance...) des automobiles actuelles. La figure 64 montre deux exemples allant du véhicule à moteur à combustion interne (éventuellement hybride) avec une assistance photovoltaïque pour le conditionnement d'air, à la voiture électrique équipée de cellules PV lui conférant une autonomie urbaine non négligeable.



(a)



(b)

Figure 64 : (a) Toyota hybride Prius 3 avec toit photovoltaïque permettant d'aérer le véhicule en stationnement, (b) Sion de Sono Motors (10 à 30 km d'autonomie solaire), source : Sono Motors

La recharge photovoltaïque est une solution beaucoup plus réaliste pour rouler à l'énergie électrique. Recharger une voiture électrique à l'énergie solaire peut se faire sur une place de parking avec ombrières PV et bornes de recharge [8] ou en achetant son électricité directement à un producteur d'énergie solaire. Notons qu'une place de parking occupe actuellement 12 m², ainsi avec des modules PV au silicium polycristallin actuels, on peut disposer d'une puissance nominale de 2,2 kW par place. Avec une productivité annuelle (valeur basse) de 1000 h « équivalent pleine puissance », on obtient 2200 kWh/an, ce qui représente, si toute cette électricité est injectée dans des véhicules électriques, entre 11 000 et 15 000 km/an réalisés à l'énergie solaire (150 à 200 Wh/km selon la taille du véhicule). En considérant des rejets de CO₂ de 1700 kg par kW_p installé et une durée de vie de 20 ans, les émissions associées à la production d'électricité seraient de 6 à 8 g CO₂/km, auxquels il faut bien entendu ajouter les émissions dues à la fabrication du véhicule et de sa batterie.



Figure 65 : Parkings avec ombrières photovoltaïques associées à des bornes de recharge à l'Institut National de l'Energie Solaire, Le Bourget du Lac, photos B. Multon

Afin de montrer ce qui est possible, cette fois, dans le domaine aérien, des aéronefs à propulsion électrique alimentés par des cellules PV ont été réalisés et testés mais on est encore très loin de concurrencer les moyens de transports de masse. Du premier avion, le Sunrise I, prototype sans pilote d'un peu moins de 10 m d'envergure qui a volé en 1974 durant une vingtaine de minutes à une altitude de 100 m, au Solar Impulse II, les progrès sont néanmoins importants. Solar Impulse II a une envergure de 72 m et a bouclé le tour du monde en 17 étapes et plus d'une année (mars 2015 - juillet 2016).



Figure 66 : Solar Impulse II, 270 m² de cellules PV silicium monocristallin 135 μ , 633 kg d'accumulateurs eu lithium-polymère (260 Wh/kg), source [31]

Notons également l'existence de prototypes de dirigeable solaire comme le Sol'R, 7 m de haut, 5,5 m de diamètre et 22 m de long. Équipés de 40 m² de panneaux photovoltaïques souples, il a une masse totale de 350 kg dont 100 kg de charge utile. Malgré les promesses souvent clamées, les dirigeables solaires peinent à percer pour de multiples raisons, d'ailleurs plus liées à la technologie des dirigeables elle-même.



Figure 67 : Dirigeable Sol'R au salon du Bourget en 2009, source INSA de Lyon

Mais se déplacer sur l'eau à l'énergie solaire semble un peu plus accessible. Le premier bateau solaire, Solarcraft I a navigué pour la première fois en 1974. Actuellement, les bateaux solaires ont déjà trouvé leur place dans les voies navigables intérieures, comme la navette de l'Îlet dans la baie de Terre-de-Haut en Guadeloupe ou le ferry-boat qui traverse le Vieux-Port de Marseille. Comme dans le cas de Solar Impulse, un catamaran exceptionnel, Planet Solar a réalisé le tour du monde en 2010-2012. Avec 31 m de long, 6 m de haut et 15 m de large, 537 m² de cellules photovoltaïques d'une puissance cumulée de 93 kW, 11 tonnes de batteries au lithium (1100 kWh), il peut transporter 40 personnes.



Figure 68 : Planet Solar en cale sèche à Concarneau en janvier 2014 et à l'entrée de Lorient en 2013, source [32] et [33]

Enfin dans le domaine spatial, la génération électrique photovoltaïque est très utilisée (figure 1) pour les satellites ou les stations spatiales, comme l'ISS. Parallèlement, de façon récurrente, les agences spatiales (NASA, ESA, etc.) proposent des projets grandioses d'usines solaires PV spatiales de plusieurs km² en orbite hors des couches nuageuses, avec une transmission d'énergie vers la surface de la terre par faisceaux micro-ondes, et enfin avec une conversion finale en électricité raccordée aux réseaux. Ces projets fascinent le grand public et laissent penser que l'on a enfin trouvé le graal de l'énergétique. Si l'état de l'art de la technologie permet bien d'envisager leur faisabilité, le seul coût énergétique du lancement via les moyens actuels ne pourrait pas être compensé par la production durant la vie d'une telle installation et ce type de projet n'a pas d'intérêt sur le plan environnemental, sauf à disposer un jour d'ascenseurs spatiaux beaucoup moins énergivores que les fusées actuelles !

13 – Conclusion

La ressource énergétique solaire est de très loin la plus abondante sur la terre (plusieurs milliers de fois l'ensemble de notre consommation énergétique) et les technologies photovoltaïques sont enfin arrivées à maturité avec des rendements tout à fait suffisants, des coûts suffisamment bas et une durée de vie élevée. En outre, la fabrication de la famille technologique dominante (au silicium) est fondée sur des matières premières très abondantes et recyclables. Enfin, c'est le seul moyen de production d'électricité à grande échelle capable d'effectuer une conversion totalement statique (pas besoin de transformations mécaniques) et donc silencieuse et très fiable. Par conséquent, l'électricité photovoltaïque constitue désormais la source la plus prometteuse pour le futur de l'humanité, d'autant que l'incroyable baisse des coûts à laquelle nous avons assisté durant ces dernières décennies n'est pas terminée. Si actuellement, elle ne représente encore qu'une petite fraction de la production mondiale d'électricité (2,2% en 2018), sa croissance (environ 50% de taux de croissance annuelle en moyenne sur les 10 dernières années) est telle qu'elle va dépasser toutes les autres sources. Nous allons donc enfin pouvoir exploiter pleinement le potentiel de notre meilleur réacteur de fusion nucléaire, le soleil !

Références :

- [1]: Ecole Normale Supérieure de Rennes, département Mécatronique, <http://www.mecatronique.ens-rennes.fr/>
- [2]: Laboratoire Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Energie (SATIE), Pôle Composants et systèmes pour l'Energie électrique (CSEE), Groupe Systèmes d'Energie pour les Transports et l'Environnement (SETE), <http://satie.ens-paris-saclay.fr/version-francaise/la-recherche/pole-csee-composants-et-systemes-pour-l-energie-electrique/groupe-sete-systemes-d-energies-pour-les-transport-et-l-environnement/>
- [3]: Energétique électrique, B. Multon, cours de l'ENS Rennes, 2017, <https://cel.archives-ouvertes.fr/cel-01246815v2>
- [4]: Ressources énergétiques et énergie électrique, B. Multon, H. Horsin Molinaro, octobre 2018, http://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay/ressources_pedagogiques/ressources-energetiques-et-energie-electrique
- [5]: M.R. PATEL, Wind and Solar Power Systems, CRC Press, 1999
- [6]: M. Suri, T. Cebecauer, T. Huld, E. D. Dunlop, PhotoVoltaic Geographical Information System, Eupoean Commission, 2001-2008, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [7]: Renewables 2019, Global Status Report, REN21, june 2019, <http://www.ren21.net/>
- [8]: Energies renouvelables et véhicules électriques ou à pile à combustible et hydrogène, B. Multon, H. Horsin Molinaro, Novembre 2018, http://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay/ressources_pedagogiques/energies-renouvelables-vehicules-electriques-a-batteries-ou-a-pile-a-combustible-et-hydrogene
- [9]: BP Statistical Review of world Energy 2019, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- [10]: <http://energie-developpement.blogspot.com/2012/01/cellules-photovoltaique-technologies.html>
- [11]: Fraunhofer ISE Photovoltaics report, mars 2019, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- [12]: Association HESPUL, <http://www.photovoltaique.info/>
- [13]: <https://www.neoen.com/fr/>
- [14]: Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque en France, 29^e édition - Publication trimestrielle, février 2019, <http://www.observatoire-energie-photovoltaique.com>
- [15]: Current and Future Cost of Photovoltaics, Fraunhofer ISE, 2015, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf
- [16]: PV Status Report 2014, <https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/PV-status-report-2014.pdf>
- [17]: PV Status Report 2018, http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC113626/pv_status_report_2018_online.pdf
- [18]: Solar Generation V - 2008, EPIA, https://www.univie.ac.at/photovoltaik/vorlesung/ss2013/unit2/solar_generation2008.pdf

- [19]: Fraunhofer ISE Photovoltaic report, novembre 2016, <https://ecee.colorado.edu/~ecen5009/Resources/Photovoltaics/Fraunhofer2016.pdf>
- [20]: Convertisseurs photovoltaïques, L. Protin, S. Astier, Techniques de l'Ingénieur, août 1997
- [21]: Copernicus Institute, Utrecht University, WREF 2012
- [22]: Merten et al., Outdoor evaluation of the energy production of different module technologies, 23rd Europ. Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exh. 2008
- [23]: Osterwald et al. Comparison of Degradation rates of Individual Modules Held at Maximum Power, WCPEC 2006
- [24]: Introduction au stockage de l'énergie électrique, B. Multon, H. Horsin Molinaro, avril 2019, http://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay/ressources_pedagogiques/introduction-au-stockage-de-lenergie-electrique
- [25]: Technologie des systèmes de stockage de l'énergie électrique, B. Multon, H. Horsin Molinaro, avril 2019, http://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay/ressources_pedagogiques/technologies-des-systemes-de-stockage-de-lenergie-electrique
- [26]: Union Technique de l'électricité (UTE), Schéma d'Installation individuelle avec revente totale de la production PV. Guide C15-712-1, 2010
- [27]: JRC (Joint Research Centre), <http://ec.europa.eu>
- [28]: P. Caumon et A.C. Impens, « L'électrification rurale décentralisée », cours du master OSE, mars 2010.
- [29]: Ressources énergétiques et solutions pour l'alimentation en électricité des populations isolées, B. Multon, G. Moine, J. Aubry, P. Haessig, C. Jaouen, Y. Thiaux, H. Ben Hamed, <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00674833/document>
- [30]: <https://solarteameindhoven.nl/home/>
- [31]: <https://solarimpulse.com/>
- [32]: Julien1978 , CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=30665436>
- [33]: Chennevieres, CC BY-SA 4.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=36767423>
- [34]: Datalab, Bilan énergétique de la France en 2018, avril 2019
- [35]: Fraunhofer ISE, june 2019, https://www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=all-sources&period=annual&year=all
- [36]: China Energy Portal, <https://chinaenergyportal.org/en/2018-electricity-other-energy-statistics>
- [37]: Conversion d'énergie et efficacité énergétique, B. Multon, H. Horsin Molinaro, septembre 2018, https://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay/ressources_pedagogiques/conversion-denergie-et-efficacite-energetique
- [38]: D.C. Jordan, S.R. Kurtz, Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. Progress in Photovoltaics Research and Applications 21(1), January 2013
- [39]: C. Cabal, Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque, Thèse de doctorat LAAS CNRS, 2008
- [40]: H. Häberlin, photovoltaïque, cours de la Haute Ecole technique bernoise de technique et d'informatique, 2005

- [41]: Union Technique de l'électricité (UTE), Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution. Guide C15-712-3, 2016
- [42]: J.C. Sagebiel, Comparison of Tracked vs. Fixed Mounts, doc. Wattsun, 2005
- [43]: T. GIVLER, P. LILIENTHAL, "Using HOMER® Software, NREL's Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gen-Sets in Small Solar Power Systems" Case Study: Sri Lanka, Technical Report NREL/TP-710-36774. May 2005
- [44]: <https://sonomotors.com>
- [45]: https://www.researchgate.net/figure/Characteristic-curves-of-a-solar-cell-Figure-3-shows-the-IV-characteristic-curves-red_fig9_316752609
- [46]: Daily, energy planning of a household photovoltaic panel, M.B. Ammar, M. Chaabene, A. Elhajiaji, Applied Energy, 2010
- [47]: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>