
POUR TOUT COMPRENDRE SUR LE PHOTOVOLTAIQUE





Pourquoi ce GUIDE ?

La diffusion à grande échelle des installations photovoltaïques est récente en France. Même si elle semble simple, une installation PV fait appel à des technologies et à des concepts scientifiques et techniques relativement complexes et délicats : les panneaux photovoltaïques eux – mêmes, l'onduleur et les organes électriques auxiliaires, le câblage électrique, les supports de pose des panneaux et leur intégration avec la toiture, et bien sûr l'évaluation du gisement solaire utilisable, etc...



Malgré la baisse des prix des principaux éléments, une installation PV reste relativement coûteuse, et de nombreux facteurs et contraintes peuvent limiter sa rentabilité, et même la remettre en question : il est donc important d'en comprendre tous les ressorts.

Ce guide comprend trois parties et une annexe scientifique :

- **Partie A : présentation générale : aperçu physique, différentes technologies, principe de fonctionnement, questions – réponses, économie des projets, démarches administratives et réglementaires, autoconsommation collective**
- **Partie B : technologie et description opérationnelle : fonctionnement détaillé des panneaux PV et de l'installation, pertes et rendements, gisement solaire et géométrie du capteur, masques et ombres portées, productivité d'ensemble, coûts de production, stockage d'électricité, bilan environnemental**
- **Partie C : cahier des charges : Afin d'assurer une production électrique conforme aux prévisions de l'étude pendant au moins 20 ans, chacun de ces éléments doit répondre à des prescriptions techniques minimales, qui font l'objet d'un [cahier des charges](#), qui pourra servir à consulter plusieurs entreprises sur une base à la fois précise, claire et unique, permettant donc de comparer objectivement les offres.**
- **Partie D : Annexe scientifique (rédigée par le GAREP) : approche de la théorie du photovoltaïque**

NB : Ce guide ne concerne pas les installations PV importantes, au-delà de 100 kWc

NOTA BENE

1 dans ce guide, on désigne par « capteur solaire » un ensemble de panneaux PV (il peut y avoir plusieurs capteurs, par exemple avec des orientations différentes) ; les « panneaux » (solar panels en anglais) sont parfois appelés modules par certains ; un panneau est constitué de plusieurs « cellules », de 36 cellules à parfois plus de 100, reliées en série et en parallèle dans un panneau.

2 dans la partie B, on donne aussi la traduction des termes anglais souvent rencontrés dans les documentations.

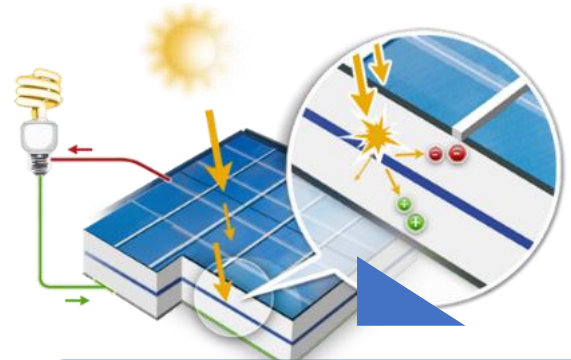
A – PRESENTATION GENERALE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCE



Le photovoltaïque c'est quoi ?

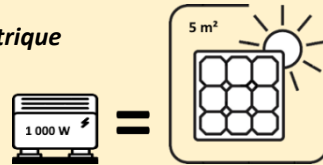
Un panneau photovoltaïque permet de transformer le rayonnement solaire en électricité. C'est une application de l'effet photo – électrique (voir détails en partie B, § B.1). Un panneau photovoltaïque est principalement formé de cellules en silicium, protégées par du verre dans un cadre en aluminium.

Avec un rendement énergétique de l'ordre de 20 %, **une surface photovoltaïque d'environ 5 m² peut générer une puissance de 1 kWc***.



Energie photovoltaïque et chauffage électrique

1kWc correspondant à la puissance d'un convecteur électrique de 1000 W.



Mais le **photovoltaïque individuel n'est pas adapté pour répondre à des besoins de chauffage** (une grande partie des besoins s'expriment la nuit lorsque les panneaux photovoltaïques ne produisent pas).

Pour subvenir à des besoins de chauffage avec l'énergie solaire, les **panneaux solaires thermiques** produisent de la chaleur avec un rendement 2 à 3 fois plus important que le photovoltaïque (soit 40 à 60 %).



Le silicium, qui est utilisé dans la cellule photovoltaïque sous forme ultra pure, est le deuxième élément le plus courant de la croûte terrestre et le composant principal du sable.

Chaque panneau est composé de cellules photovoltaïques assemblées en série de façon à atteindre une tension de 12 à 70 volts. Chaque cellule est principalement composée de silicium, matériau semi-conducteur.

Si, malgré les travaux à réaliser prioritairement sur les niveaux d'isolation du bâtiment qui permettent de se passer de rafraîchissement, les besoins existent, l'installation photovoltaïque peut en couvrir une partie puisque ceux-ci s'expriment en journée.

*kWc = Puissance maximale atteinte par le panneau (ensoleillement maximum, soit 1000 W/m²)

Silicium amorphe, monocristallin ou polycristallin, lequel choisir ?

Les capteurs solaires amorphes.

Cette technologie dite « à couche mince » est composée d'une couche de silicium amorphe posée sur du verre ou du plastique. La technologie amorphe est celle qui est utilisée sur les calculatrices, les montres et autres gadgets électroniques.



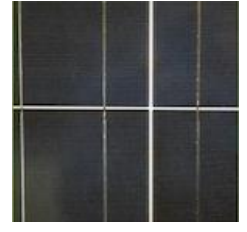
Les capteurs solaires monocristallins.

Nous parlons de panneaux solaires monocristallins lorsque les cellules de celui-ci sont issues d'un seul cristal de silicium. La structure du cristal est parfaitement homogène ce qui lui donne sa couleur caractéristique qui est généralement parfaitement noire.



Les capteurs solaires polycristallins.

Les panneaux solaires polycristallins sont dotés de cellules composées de plusieurs cristaux de silicium de taille diverses et variées. En raison de leur procédé de fabrication, ces cellules n'ont pas une couleur totalement homogène mais plutôt un bleu variable lié à la multitude de cristaux.



- Le meilleur rendement : **Silicium monocristallin**
- Le moins onéreux : **Silicium amorphe**

- Les plus adaptés pour la production d'électricité : **monocristallin, ou polycristallin**
- Il existe aussi d'autres technologies : Tellure de cadmium (CdTe),...

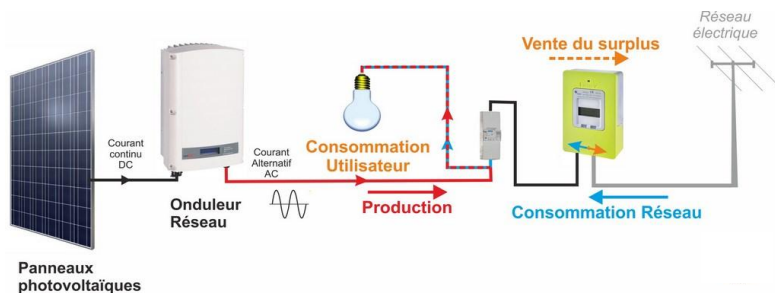


Comment fonctionne une centrale photovoltaïque individuelle

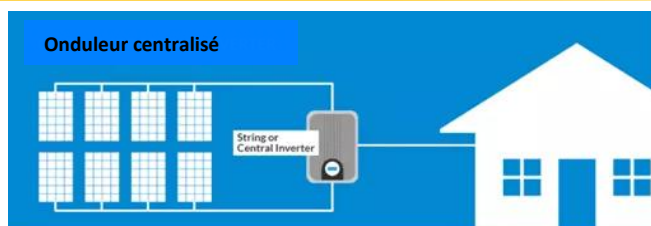
Une installation photovoltaïque est composée de deux éléments principaux : **les panneaux photovoltaïques et l'onduleur**.

Les panneaux photovoltaïques sont reliés à l'onduleur, qui transforme le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif, lui-même relié à votre compteur électrique.

L'ensemble de l'installation est ainsi raccordé au réseau commun de distribution afin de pouvoir y injecter ou prélever de l'électricité.



Onduleur centralisé ou Micro-Onduleurs ?



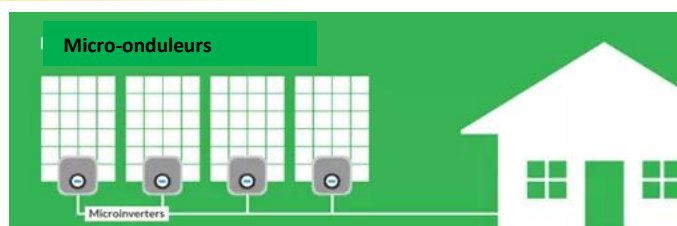
L'**onduleur centralisé** est un appareil électronique de puissance qui se branche en série. Cela signifie qu'un seul onduleur solaire est installé pour gérer tous les panneaux photovoltaïques fixés sur la toiture. L'onduleur centralisé s'installe à côté du compteur électrique.

Avantages :

- **Son prix plus attractif** au niveau de l'installation solaire globale. En effet, un seul dispositif doit être acheté pour produire de l'électricité.
- **Le système de suivi à distance** est intégré à l'onduleur

Inconvénients :

- **En cas de panne ou défaillance sur un panneau solaire**, c'est toute l'installation qui ne produit plus d'énergie si l'onduleur est dit « mono branche ». La pose d'onduleurs de type « **multi branches** » est donc à privilégier.



Le **micro-onduleur**, commode notamment pour les petites installations, s'installe directement sur le toit, sous un panneau photovoltaïque, il est directement connecté au panneau solaire. Chaque panneau photovoltaïque possède son micro-onduleur.

Avantages :

- **Indépendance des panneaux vis-à-vis de la production.** En cas de défaillance d'un panneau, le reste de l'installation continue à produire. Seul le panneau défaillant ne produit plus. Le micro-onduleur est donc (dans ce cas) **plus performant** en termes de production d'électricité.
- **L'évolutivité de l'installation est facilitée.**

Inconvénients :

- **Son prix plus onéreux** dû aux divers micro-onduleurs à acheter pour équiper chaque panneau solaire.
- **Sa position à l'extérieur** (A l'arrière des panneaux) l'expose à des contraintes plus fortes (humidité et température élevées)



Pendant combien de temps mes panneaux photovoltaïques vont-ils produire ?

Les fabricants de panneaux photovoltaïques garantissent une puissance de production au moins égale à 80% de la puissance nominale pour une durée de 25 à 30 ans.

La baisse de rendement peut varier selon le type de module et l'environnement.

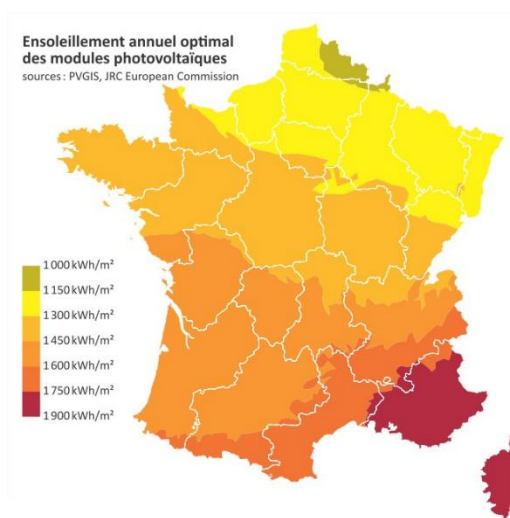
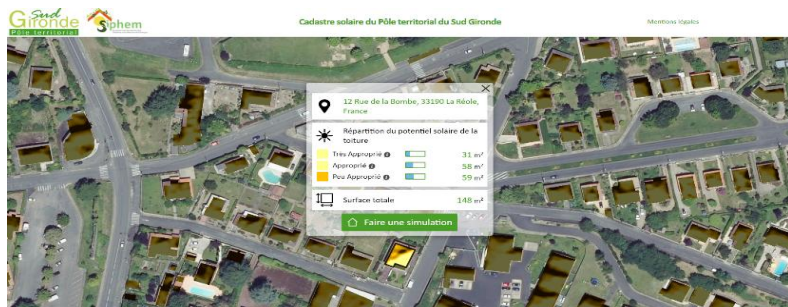
Les onduleurs et micro onduleurs quant à eux ont une durée de vie respective de 10 et 20 ans. Choisir la meilleure qualité est toujours préférable, et toujours plus rentable.

Le territoire a-t-il un potentiel solaire suffisant ?

Le potentiel solaire du territoire est très important. Ce potentiel prend en compte l'ensoleillement ainsi que les surfaces adaptées à la pose de panneaux solaires.

Pour connaître le potentiel de l'ensemble des toitures du territoire, il suffit de se rendre sur le site du **cadastre solaire du Pôle Territorial du Sud Gironde** à l'adresse suivante :

<https://pole-territorial-sud-gironde.cadastre-solaire.fr/>



Une installation PV fournit-elle plus d'énergie que ce qui a été consommé pour sa fabrication ?

Oui beaucoup plus ! En France, un système photovoltaïque formé d'un module en silicium monocristallin fournit, en 1 an, l'énergie qui a été nécessaire pour sa fabrication. Ce temps de retour énergétique a été divisé par deux entre 2015 et 2022.

Est-ce qu'un panneau photovoltaïque peut se recycler ?



Oui, le recyclage des panneaux PV est possible, la collecte et le traitement en fin de vie des modules et de l'onduleur sont d'ailleurs obligatoires. Le prix du recyclage est inclus dans le prix d'achat des panneaux. En masse, jusqu'à 95 % d'un module peut être valorisé. Néanmoins, valoriser ne signifie pas recycler car les matériaux perdent en valeur dans le processus.

SOREN est l'éco-organisme agréé par les pouvoirs publics pour la collecte et le traitement des panneaux photovoltaïque usagés en France (www.soren.eco)

Les modules photovoltaïques utilisent-ils des matériaux rares ?



Les modules PV ne contiennent pas de « terres rares ». Seuls quelques métaux utilisés dont les ressources sont limitées (argent, cuivre) nécessiteront une adaptation des technologies industrielles à long terme, mais la rareté des matériaux n'est pas un verrou pour le déploiement du photovoltaïque à grande échelle.



Coûts d'investissement et aides financières pour une installation photovoltaïque ?

Le coût moyen des installations :

Le coût des installations complètes a beaucoup baissé depuis 10 ans. Il se situe autour de **1900 à 2600 € par kWc** pour les installations résidentielles.

Pour une installation de 3 kWc (installée par un professionnel qualifié) le coût sera d'environ 6 500 € à 8 000 €, en fonction de la nature du chantier et des équipements supplémentaires (du type suivi de la production).

Il est possible de trouver dans le commerce des kits photovoltaïques à poser soi-même à des prix inférieurs à ceux indiqués précédemment, mais ceux-ci ne permettent pas de bénéficier des aides de l'Etat et ne vous garantissent pas une mise en œuvre conforme aux prescriptions techniques : le SIPHEM ne les conseille pas.

Prix moyen constaté en 2024 d'une installation en surimposition en toitures (pose et démarches comprises et hors prime)	
3 kWc	6 500 à 8 000 € TTC
6 kWc	12 000 à 13 500 € TTC
9 kWc	16 000 à 17 500 € TTC

Source : photovoltaïque.info

Les primes et tarif d'achat de l'électricité :

Il existe différentes formes d'aides publiques directes ou indirectes (subventions) révisées chaque trimestre dont les détails sont disponibles en scannant le QR Code qui vous permettra d'accéder à la page du site internet Photovoltaïque.info :



- **Une prime d'investissement** réservée aux installations <100kWc avec autoconsommation avec vente du surplus de la production. La prime est versée en une seule fois lors de la première facturation de la vente de cet excédent auprès d'EDF Obligation d'Achat ou d'un organisme agréé. La centrale photovoltaïque doit être installée sur une toiture ou une structure support (comme un abri, carport par exemple). Attention, les installations de panneaux photovoltaïques au sol ne sont pas éligibles. Aucune demande d'aide n'est à faire, l'aide est versée automatiquement via l'organisme qui vous achète l'électricité injecté sur le réseau dans le cadre de votre contrat d'achat.
- **Un dispositif d'obligation d'achat** de la production injectée sur le réseau
 - **En vente totale** : Pour les installations de 9 à 100 kWc
 - **En vente de surplus** : Pour les installations de 0 à 100 kWc

Pour les installations dont la puissance est > 100 kWc, le soutien se fait à travers une **mise en concurrence dans le cadre d'appels d'offres** (exemple : installations sur bâtiments, au sol ou pour des ombrières de parking).

Ce sont des contrats de garantie de revenus établis sur 20 ans.

Taux de TVA de 5,5 % pour les installations de moins de 9 kWc selon certaines conditions (voir en scannant le QR code), un taux classique de TVA de 20 % s'applique aux autres installations.



Pour pouvoir bénéficier des aides de l'Etat, le recours à des entreprises qualifiées est obligatoire.

Qualification, les professionnels ont tous signé les 10 points de la charte



La fiscalité appliquée aux installations :

Les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 kWc sont exonérées de l'imposition sur la production au titre des **Bénéfices Industriels et Commerciaux (BIC)**.

Cette exonération est soumise aux conditions suivantes :

- La puissance installée doit être **inférieure ou égale à 3 kWc**
- L'installation doit être **raccordée au réseau public d'électricité en 2 points au maximum**. Il est donc possible d'avoir deux installations photovoltaïques, chacune ne dépassant pas 3 kWc.
- Vous ne devez être **ni une entreprise, ni une copropriété**.



Les installations de plus de 3 kWc sont imposées sur la production (Bénéfices Industriel et Commerciaux (BIC) : il faut donc faire une déclaration d'impôt chaque année

Assurance et garanties :

Plusieurs garanties entrent en compte pour les installations photovoltaïques :

- Garantie biennale et décennale de l'installation
- Garantie de chaque matériel, panneaux onduleurs et autres matériels de l'installation

NB : Certaines « garanties » de 20 ans sur les panneaux semblent illusoirs



Les installations photovoltaïques peuvent être assurées de plusieurs manières :

- Assurance responsabilité civile pour les dommages corporels, matériels et immatériels (obligatoire)
- Assurance multi risque de votre habitation en cas de défauts causés par l'installation photovoltaïque sur l'habitation
- Assurance biennale et décennale de l'installateur, en cas de malfaçon
- Assurance dommage ouvrage (en sus de la décennale de l'installateur)
- Assurance perte de production, suite à une défaillance technique de l'installation
- Assurance dommages aux biens, en cas d'événements climatiques détériorant l'installation

Le kit solaire autoconsommation à poser soi-même, une bonne idée ?

D'un point de vue économique, la solution auto-construite est la plus rentable « sur le papier ». Cette rentabilité est conditionnée au bon dimensionnement de l'installation et à la modification du fonctionnement de certains appareils électriques. Cette solution ne permet pas de bénéficier des aides de l'Etat (pas de primes, pas de tarif d'achat du surplus). Les prix des kits proposés vont de 2 000 € jusqu'à 3 500 € (pour un kit de 3 kWc) en fonction de la qualité des équipements.

D'un point de vue technique, même si une installation photovoltaïque est un équipement simple (capteur, onduleurs, compteur), sa mise en œuvre doit respecter des critères et spécifications techniques précises, dont les normes électriques¹ en vigueur.

Certains fabricants proposent des kits « **PLUG and PLAY** » à brancher sur une simple prise électrique, le raccordement d'une centrale photovoltaïque est une intervention sensible devant respecter des règles. Le recours à un électricien compétent est impératif pour vérifier la capacité de la ligne électrique concernée.



A qui vendre l'électricité produite par l'installation et injectée sur le réseau ?

Dans le cadre de l'obligation d'achat, le kilowattheure d'électricité photovoltaïque est vendu par le producteur à un **tarif fixé par arrêté dans le cadre d'un contrat signé pour une durée de 20 ans**. Le producteur photovoltaïque injecte de l'électricité sur le réseau ; l'acheteur est obligé d'acheter l'énergie photovoltaïque au prix fixé par la loi. Seules EDF et les entreprises locales de distribution (Régies) sont soumises à l'obligation d'achat.

Des organismes agréés (au titre de l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie) peuvent choisir de prendre des contrats en obligation d'achat, d'un accord commun avec le producteur, par le transfert d'un contrat d'achat avec un acheteur obligé.

Entreprises Locales de Distribution			EDF
Régies Multiservice de la Réole	Régie du Sud Réolais	Régie de Bazas	AGENCE OA SOLAIRE TSA 10295 94 962 CRETEIL CEDEX 09 69 37 57 07 oa-solaire@edf.fr
1-2 Av. du Maréchal Joffre, 33190 La Réole 05 56 61 05 13 https://www.rmms-lareole.fr/	Bois-Majou-Nord, 33124 Aillas Téléphone : 05 56 71 04 50 https://electricite-sud-reole.fr/	7 Av. Guill Arnaud de Tontoulon, 33430 Bazas 05 56 25 12 11 https://bazas-energies.fr/	

Si vous souhaitez vendre votre électricité à un organisme autre qu'EDF ou les Entreprises Locales de Distribution, vous devrez d'abord signer un contrat d'achat avec eux avant de transférer ce contrat à l'organisme de votre choix. Vous trouverez la liste des organismes agréés via ce QR Code



¹ En raison des risques d'électrocution et d'incendie



Que dois-je faire, si je souhaite me lancer dans un projet photovoltaïque ?

Avant toutes prises de rendez-vous avec des professionnels, ou signature de propositions commerciales :

- définissez l'objectif final de votre projet (Autoconsommation, vente en totalité ..)
- lisez la parties C du guide !



Je souhaite produire l'énergie nécessaire pour couvrir une partie significative de mes besoins électriques (avec ou sans revente de l'électricité sur le réseau)

Le principe de dimensionnement d'une installation photovoltaïque en autoconsommation consiste ici à :

→ Analyser les consommations électriques du bâtiment.

Dans ce cas, Il faut que vous disposiez des **consommations électriques de votre bâtiment** : plus ces données sont précises, meilleur sera le dimensionnement de votre installation. Si vous possédez un compteur Linky, celui-ci vous permet d'avoir des données assez précises concernant vos consommations, à défaut, des données sont disponibles sur les factures du fournisseur d'énergie.

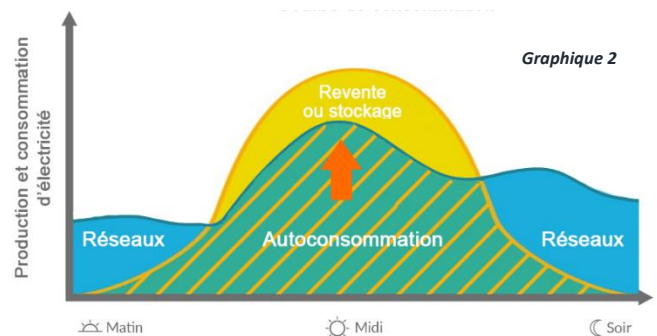
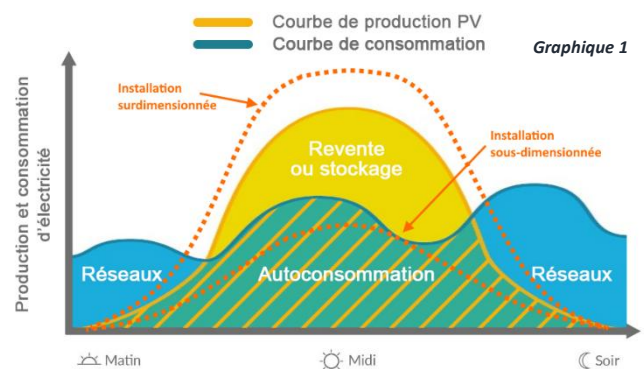
→ Déterminer la puissance de l'installation.

Cette puissance doit permettre de **couvrir une part significative des consommations électriques** (entre 30 et 50%), en évitant de surdimensionner l'équipement et donc en **limitant les coûts d'investissement** - Voir graphique 1

→ Améliorer le taux d'autoconsommation

En privilégiant le fonctionnement de certains appareils électriques à des heures où le rayonnement solaire est présent :

- ✓ Programmation de la production d'eau chaude sanitaire électrique, ainsi que certains équipements ménagers (lave-linge, lave-vaisselle,..) utilisés en majorité la journée, et surtout le véhicule électrique Voir graphique 2



Je souhaite produire de l'électricité pour la vendre sur le réseau

Depuis le 1^{er} avril 2025, il n'est plus possible de vendre la totalité de sa production électrique sur le réseau pour les puissances inférieures à 9 kWc. Pour ces puissances (de 0 à 9 kWc) seule l'autoconsommation partielle ou totales sont possibles.

Quel que soit l'objectif de votre projet

Le site du cadastre solaire du territoire (<https://pole-territorial-sud-gironde.cadastre-solaire.fr/>) vous permet d'obtenir **une estimation du potentiel de chaque mètre carré de votre toiture, des coûts d'investissements et les recettes prévisionnelles générées par la vente de l'électricité**. Cet outil permet de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant affecter le potentiel d'une toiture, comme l'orientation et la pente des toitures, ainsi que les ombrages créés par un bâtiment, des arbres ou des haies.



Ces éléments vous permettront de pré-dimensionner votre installation afin de faire réaliser des devis par des entreprises agréées (Qualification Qualisol : <https://www.qualit-enr.org/>) ou des fournisseurs de kit d'auto-montage. Afin de comparer les prix, demandez plusieurs devis.

Procédures d'installation et de raccordement d'une installation photovoltaïque (<36 kWc)

- Vous avez dimensionné votre projet et vous disposez d'un devis qui correspond à vos besoins :
- Vous pouvez vous lancer dans la procédure de raccordement :
 1. **Obtenir une autorisation d'urbanisme** : les démarches d'autorisation d'urbanisme se font en premier lieu auprès de la mairie et nécessitent de prendre connaissance des réglementations locales d'urbanisme (déclaration préalable ou permis de construire, suivant les cas).
 2. **Obtenir une attestation de conformité de la part du Consuel** : l'installateur envoie le formulaire rempli au CONSUEL qui appose un visa sous un délai maximal de 1 mois. Dans certains cas, une visite de contrôle est programmée, ce qui peut allonger les délais.
 3. **Se déclarer au gestionnaire du réseau** :
 - **En autoconsommation sans vente du surplus** : en déposant une **déclaration de raccordement** et en signant une **convention d'autoconsommation** auprès d'ENEDIS, ou de gestionnaires locaux comme les Régies.
 - **En autoconsommation avec vente du surplus** : en déposant une **demande de raccordement** auprès d'ENEDIS, ou de gestionnaires locaux comme les Régies
 - **En vente totale au réseau** : en déposant une **demande de raccordement** auprès d'ENEDIS, ou de gestionnaires locaux comme les Régies



B - TECHNOLOGIE & APPROCHE OPERATIONNELLE





B.1 TECHNOLOGIE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUE

B.1.1 SCHEMA ELECTRIQUE

Le schéma électrique général permet de comprendre la structure d'une installation PV (cf ci-dessous : description du schéma type d'une installation PV pour les logements, tiré de la norme UTE C15-712-1) :

- Partie en jaune : courant continu
- **Panneaux ou Modules PV**, installés sur structure posée en toiture ou sur un autre support
- **Câbles de chaînes PV** (2 chaînes sur ce schéma), raccordés par des connecteurs spéciaux, d'une part aux modules PV, d'autre part au coffret « courant continu » (coffret d.c., « *direct current* » en anglais)
- **Coffret courant continu**, comprenant les protections des câbles, un interrupteur sectionneur général, un parafoudre
- **Un onduleur avec protection de découplage** (cette protection interdit le renvoi de courant dans le réseau si ce réseau est mis hors tension par ENEDIS ou la Régie, pour travaux ou dépannage)
- **Un coffret courant alternatif** (coffret a.c. , « *alternative current* » en anglais), avec son disjoncteur et son parafoudre
- **Le raccordement au tableau de répartition**, ou tableau général basse tension (TGBT) du logement
- **Le raccordement au tableau de comptage d'énergie** (ENEDIS ou Régie)
- **Une liaison équipotentielle** (en pointillés sur le schéma) reliant la structure métallique supportant les panneaux PV, les 2 coffrets courant continu et courant alternatif, le TGBT et la prise de terre générale.

UTE C 15-712-1

- 14 -

UTE

5.3 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec revente du surplus de la production

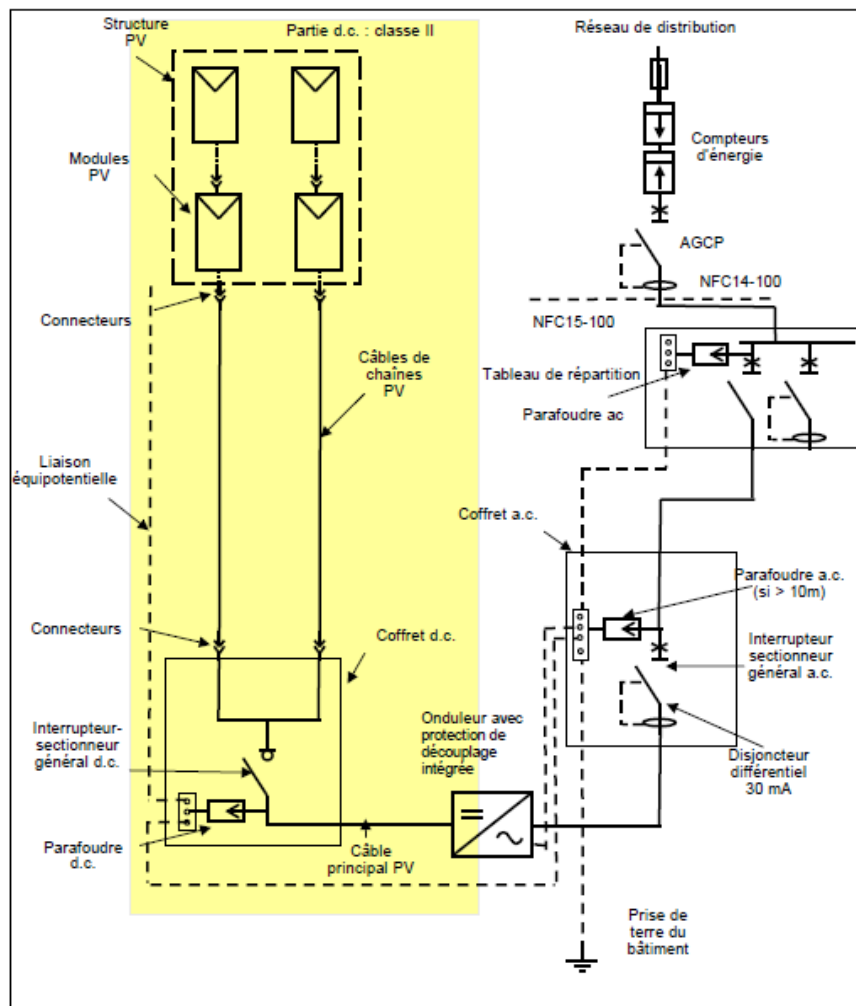


Schéma unifilaire – extrait de la norme C 15 – 712- 1 de l'Union Technique de l'Electricité

B.1.2 PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES

Trois technologies sont concernées : silicium mono cristallin, silicium polycristallin, tellurure de cadmium (couches minces) ; les autres technologies ne sont pas concernées par ce guide : trop coûteuses, ou pas adaptées à un usage « petites puissances » (logement, petit tertiaire, etc..), ou émergentes (à colorant, perovskites, etc...).

Le **rendement énergétique R_{pv}**, qui représente le rapport entre l'énergie électrique fournie par le panneau, et l'énergie solaire reçue par le panneau, varie de 17 % à 21 % suivant la technologie du panneau². On distingue 2 types de rendement : rendement STC (« *standard test conditions* » = aux conditions standards d'essai), et rendement « NMOT³ » ou « NOCT ».

NB : les physiciens (W. Shockley et H. Queisser)⁴ ont démontré que le rendement théorique maximum d'un panneau PV au Silicium simple jonction NE PEUT PAS dépasser 33 % (cf annexe).

• B.1.2.1 rendement STC :

- Irradiance solaire (éclairage) = 1000 watts /m²
- Air – masse = 1,5 ; cela signifie un spectre lumineux reproduisant le spectre solaire traversant une couche atmosphérique égale à 1,5 fois l'épaisseur de l'atmosphère, correspondant à une hauteur du soleil de 41° sur l'horizontale (air – masse 1 = soleil au zénith)
- Une température de cellule de 25°C

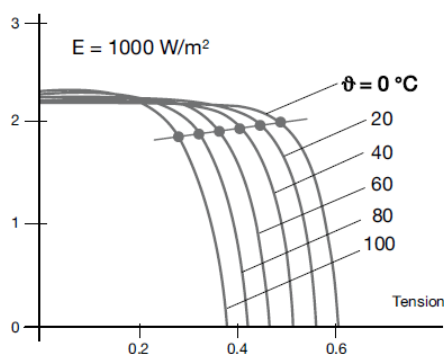
Ces conditions sont dans la réalité rarement réunies, car la température de la cellule dépasse beaucoup 25°C, et la température fait baisser le rendement (cf graphique C.1.2.2) ; de plus, l'irradiation solaire atteint très rarement 1000W/m² dans notre région.

On utilise donc aussi le rendement NOCT (*nominal operating cell temperature*, en anglais), beaucoup plus proche des conditions réelles de fonctionnement

• B.1.2.2 Rendement NMOT ou NOCT :

- Éclairage : 800 watts /m²
- Air – masse : 1,5
- Température de l'air : 20 °C
- Vitesse du vent : 1 mètre/seconde
- Température de cellule proche de 43 °C

La puissance crête des panneaux est toujours donnée par les fabricants « aux conditions STC », et parfois aussi aux conditions NOCT.



Graphique B.1.2.2 : Variation de puissance d'une cellule PV en fonction de sa température : la tension diminue quand la température augmente. (Extrait du guide ABB « document application technique n°10 : installations PV »)

technologie		Rendement du panneau		Puissance crête 1 panneau 1 m ²	
type	abréviation	STC	NOCT	STC	NOCT
Silicium monocristallin	Mono-Si	21%	15,8%	210 W	158 W
Silicium polycristallin	Poly-Si	18%	13,5%	180 W	135 W
Tellurure de cadmium	Cd-Te	17%	13%	170W	130 W

Tableau B.1.2 : Comparaisons des diverses technologies de panneaux PV (données moyennes en 2022)

² En l'état des technologies en 2020 (cf institut Fraunhofer pour les systèmes d'énergie solaire)

³ NMOT : *Nominal Module Operating Temperature* : température nominale de service du module

⁴ W. Shockley, J. Bardeen et W. Brattain, physiciens américains à l'origine de la découverte du transistor

- **B.1.2.3 dégradations du rendement :**

Avec le temps, on observe une dégradation progressive du rendement des panneaux PV. Les panneaux de bonne qualité perdent :

- Environ 1% la première année (2% sur certains modèles)
- Moins de 0,5 % par an ensuite (0,3% pour le Cd-Te)
- Au bout de 25 ans, les panneaux doivent assurer au moins 85% de leur production à l'état neuf

- **B.1.2.4 rendement moyen des panneaux :**

On prend en compte :

- Le rendement **Rpv** des panneaux neufs (aux conditions « STC »); pour les panneaux mono-Si, Rpv = 21%
- La dégradation annuelle du rendement des panneaux, Rpd (cf § 1.1.3) ; pour une durée de vie de 25 ans, on peut prendre comme moyenne la 13^{ème} année : 1% de pertes l'année 1 + (0,5% *12), soit 1 + 6 = 7% de pertes l'année 13, soit Rpd = 93%

Le rendement maximum moyen Rpv_m sur la période = Rpv*Rpd = 21%*93% = **19,53% : en moyenne sur 25 ans et au maximum** : **19,53% de l'énergie solaire incidente sur les panneaux sera transformée en électricité (courant continu, sans compter les autres pertes).**

- **B.1.2.5 Dispersion du rendement :**

Attention ! Pour la plupart des panneaux, leur fabrication conduit à une dispersion des caractéristiques, et en particulier le rendement ; les panneaux d'un « même type » sont donc répartis en séries, ou gammes, qui présentent des rendements différents. Ci-dessous, exemple d'un panneau Photowatt PW 66MAX –C : le rendement varie de 19% à 21,6%, et la puissance de 600 à 670 W (donc de 11%), suivant les séries ; les différentes séries ne sont en général pas commercialisées au même prix ...

CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

Type de cellules	Multicristallin
Taille du module	2384 x 1303 x 35 mm
Nombre de cellules	132 [2 x (6 x 11)]
Poids du module	34,4 kg
Matériau face avant	3,2 mm verre trempé
Matériau cadre	Alliage d'aluminium anodisé
Boîte de jonction	IP68, 3 diodes de dérivation
Câbles solaires	Longueur personnalisée *
Type de connecteur	Séries T4 ou MC4-EVO2 ou H4 UTX

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (STC*)

Puissance nominale	W	670	660	650	640	630	620	610	600
Tolérance de puissance	W	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tension à la puissance nominale	V	38,7	38,3	37,9	37,5	37,1	36,7	36,3	35,9
Intensité à la puissance nominale	A	17,32	17,24	17,16	17,07	16,99	16,91	16,83	16,75
Tension de circuit ouvert	V	45,8	45,4	45,0	44,6	44,2	43,8	43,4	43,0
Courant de court-circuit	A	18,55	18,47	18,39	18,31	18,23	18,15	18,07	17,99
Rendement surfacique	%	21,6	21,2	20,9	20,6	20,2	19,8	19,4	19,0

B.1.3 ONDULEURS & OPTIMISEURS

L'onduleur convertit le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif (230 Volts, 50 Hz) compatible avec le réseau électrique et les appareils électriques usuels (électroménager, éclairage, TV, ordinateurs, VMC, etc... et aussi les véhicules électriques) ; il gère la connexion au réseau (couplage et découplage automatiques).

2 solutions possibles : onduleur unique centralisé, ou micro - onduleurs répartis



- **B.3.1 Onduleur centralisé**

- Tous les câbles en courant continu issus des panneaux sont raccordés, via un tableau de protection « continu », à un seul onduleur central.
- Cet onduleur (appelé « *inverter* » en anglais) convertit ce courant continu en courant alternatif (230Volts, 50 Hz), ou 400 Volts, 50 Hz pour les appareils triphasés. Généralement l'onduleur est monophasé jusqu'à 6 kVA compris, et triphasé au-dessus (par exemple 9 kVA).

- Branches MPPT : au-dessus de 3 kVA, il est préférable d'avoir au moins 2 branches MPPT (appelées « strings » en anglais)
- L'onduleur dégage de la chaleur : il doit donc être installé dans un endroit suffisamment dégagé et aéré ; on ne doit jamais le couvrir ou l'encombrer par divers éléments de mobilier ou de rangement, etc...

- **B.1.3.1 Onduleurs répartis (micro – onduleurs)**

- On compte 1 micro – onduleur pour 2 ou 3 panneaux PV ; donc plusieurs (entre 4 et 15 suivant la puissance) pour une installation en toiture
- Avantages : s'adaptent à des conditions d'éclairement variables (ombres sur certains panneaux) ; câblage courant alternatif en 230 Volts (moins de pertes dans les câbles ; plus besoin du coffret courant continu).
- Puissance unitaire : 300 à 1000 Watts
- Points de vigilance :
 - Rendement réel sur la durée de vie ?
 - Etant placés sous les panneaux et contre la toiture, ils sont soumis à des températures élevées : quelle garantie, quelle durée de vie en fonction de la température ?
 - Soumis également aux intempéries (humidité, alternance de froid et de chaud, etc ...) et aux insectes et autres petits animaux
 - Durée de vie annoncée : certains fabricants annoncent « plus de 20 ans » ; exiger engagement écrit
 - Garantie de découplage du réseau à vérifier (norme DIN VDE 0126-1-1-VRF 2019 et normes françaises AFNOR et UTE)

- **B.1.3.2 Point de puissance maximale** (PPM en français ; MPP en anglais)

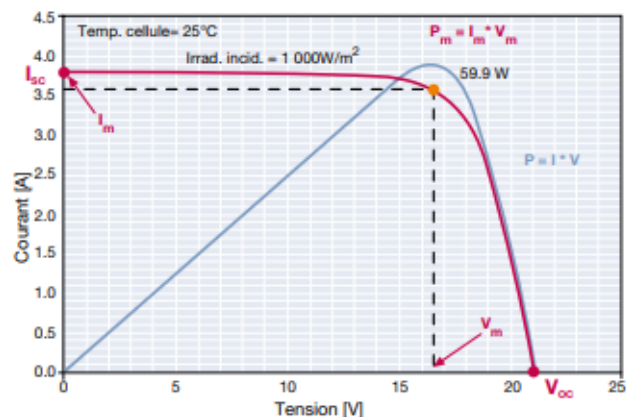
En fonction de l'éclairement solaire qu'elle reçoit, la puissance électrique d'une cellule solaire passe un maximum (point MPP repéré sur le graphique ci-dessous). C'est ce point de puissance maximum qui doit en permanence être détecté et exploité par l'onduleur. A l'entrée « courant continu » de l'onduleur, un circuit électronique spécialisé réalise cette fonction d'optimisation, appelée suivi du point de puissance maximale (*maximum power point tracking*, MPPT en anglais).

L'efficacité de cette fonction est appelée « rendement de MPPT », et atteint 99% pour les meilleurs onduleurs, ou optimiseurs.

NOTA BENE

Chez certains fabricants d'onduleurs, la fonction « OPTIMISEUR » est réalisée dans un boîtier séparé, installé en général près des panneaux

Graphique B.1.3.2 : point de puissance maximale d'une cellule PV (sur courbe rose)



B.1.4 CABLES ET ORGANES ELECTRIQUES

- Les câbles en courant continu raccordent les panneaux au coffret courant continu, et à l'entrée de l'onduleur ; ce sont des câbles spéciaux (série H1Z2Z2-K), résistant aux intempéries et aux rayons Ultra -Violet du soleil. Leur dimensionnement (en mm²) doit être étudié avec soin pour limiter les pertes d'énergie à moins de 1%.
- Les câbles en courant alternatif raccordent l'onduleur au tableau général (ou les micro - onduleurs) ; ils doivent être du type 1000R2V, ou H07RN-F ; dimensionnement pour limiter les pertes à moins de 0,5%.



- Le parcours des câbles reliant les panneaux et l'onduleur doit être étudié pour éviter de former des boucles (sensibles à la foudre, par « induction électro – magnétique »)
- Les connecteurs courant continu sont spéciaux et doivent eux aussi résister aux intempéries et aux rayons UV ; ils doivent être absolument étanches à l'eau et à l'humidité (qui oxyde les contacts, cela pouvant conduire à des échauffements, jusqu'à l'incendie)
- Les coffrets « continu » et « alternatif » contiennent les organes de protection (fusibles, disjoncteurs), les organes de commande (sectionneurs), les organes de sécurité (parafoudres, différentiels). L'ensemble est à choisir parmi les grandes marques, gage de fiabilité ; les coffrets doivent être installés à l'abri (bâtiment ou appentis) et doivent être étanches aux poussières.

B.1.5 RATIO DE PERFORMANCE

Le ratio de performance RP d'une installation PV représente la part (en %) de l'énergie solaire reçue par les panneaux qui est effectivement transformée en électricité utile (fournie au réseau ou consommée par le logement). Ce ratio prend en compte (cf tableau B.1.5) :

- Le gisement solaire effectif G_{eff} reçu par le capteur, en fonction de son orientation et son inclinaison
- Les pertes solaires :
 - Les pertes solaires par rapport à l'énergie solaire incidente G_{eff} sur le plan des panneaux : ombres portées par des arbres, des bâtiments, etc... on en déduit un rendement **R_m**
 - pertes par réflexion de la lumière sur les panneaux, pertes par encrassement ; on en déduit un rendement **R_{iam}**
 - Les pertes par encrassement (rendement **R_e**)
 - L'ensemble des pertes R_m , R_{iam} et R_e constituent les pertes solaires **R_{sol}**
- Les pertes électriques :
 - pertes par dégradation des panneaux dans le temps (1% à 2% la première année, 0,4% à 0,6% chaque année suivante) : rendement **R_{dégrad}**
 - pertes dans les câbles par effet Joule : rendement **R_c**
 - pertes dues au fait que les panneaux ne sont pas parfaitement identiques (« mismatch ») : rendement **R_{mis}** ; attention lors d'un remplacement éventuel d'un ou plusieurs panneaux
 - pertes liées à la température (cf graphique 1) : rendement **R_t**
 - pertes de l'onduleur : rendement **R_{ond}**
 - pertes par indisponibilité (pannes, mauvais réglage, contrat de vente non effectif, etc...) ; ces pertes, difficiles à dimensionner a priori, peuvent être très importantes : rendement **R_{indisp}**

Ces pertes correspondent à des rendements unitaires, dont le produit correspond au rendement total, d'une part pour la partie « solaire », et d'autre part pour la partie « électrique ».

Le rendement global de l'ensemble (solaire + électrique) est le produit des deux et est appelé ratio de Performance (RP, ou « PR » en anglais). **Ce ratio de performance représente la QUALITE globale, ou l'EFFICACITE globale du système PV installé.**

Par contre, le Ratio de Performance ne comprend pas le rendement des panneaux PV neufs, traité à part.

Le tableau B.1.5 indique ⁵:

- Les **taux de pertes qui ne doivent pas être dépassés,**

⁵ Le concept de ratio de performance n'est pas encore normalisé, ni dans son contenu, ni dans son mode de calcul. Le tableau 2 propose ici une définition relativement complète, prenant en compte la plupart des paramètres significatifs, et en distinguant les pertes « solaires » et les pertes « électriques »..

- Un **Ratio de Performance RP minimum à obtenir (RP ≥ 75%)**.

On voit dans ce tableau que pour conserver un rendement global convenable, il faut veiller à ce que chaque rendement partiel soit très élevé, donc avec des pertes très faibles (et que ces performances restent très élevées dans le temps, d'où l'entretien indispensable du système).

Rappel : les rendements « parfaits » de 100% n'existent pas : tout système génère des pertes

Le Ratio de Performance pourra être différent chaque année, suivant l'évolution des différentes pertes.

Afin d'obtenir un Ratio de Performance maximal, il faut essayer de diminuer (autant que possible) chaque type de pertes, donc augmenter chaque rendement correspondant ; on peut ainsi viser un RP ≈ 83%, qui semble un maximum technique aujourd'hui. Une installation présentant un **RP < 75% doit être rejetée**.

	Pertes		rendement		Facteur d'amélioration
	Type de pertes	Taux de pertes maxi	symbole	Rendement mini acceptable	
Pertes solaires	Pertes par masques (ombres)	5%	Rm	95%	Eviter les ombres
	Pertes par réflexion (IAM)	2%	Riam	98%	Choix des panneaux
	Pertes par encrassement	2%	Re	98%	Nettoyage périodique
	Pertes solaires totales	9%	Rsol	91,24%	
Pertes électriques	Pertes par dégradation des panneaux (moyenne)	7%	Rdégrad	93%	Choix des panneaux
	Pertes dans les câbles	1%	Rc	99%	Section des câbles
	Pertes par cellules hétérogènes (mismatch)	2%	Rmis	98%	Choix des panneaux + onduleur
	Pertes par température élevée	5%	Rt	95%	Lame d'air sous panneaux
	Pertes onduleur	4%	Rond	96%	Choix onduleur
	indisponibilité (panne partielle ou totale)	? %		? %	Entretien régulier
	Pertes électriques totales	19%	Relec	82,29%	
Pertes totales	Pertes solaires + pertes électriques	28%	RP	75,08%	

Tableau C.1.5 : pertes, rendements et ratio de performance **RP**, pour une installation fixe (toiture ou sol)

Dans l'étude fournie par les installateurs avec leurs devis, le tableau détaillé des pertes pourra permettre de sélectionner la meilleure offre technique, et le cas échéant de choisir entre plusieurs variantes proposées.

Indisponibilité (liée aux pannes) : la perte liée aux indisponibilités n'est pas chiffrée, car elle peut être très variable, suivant l'importance et la durée de la panne. D'où l'importance de la qualité de l'installation, de l'entretien régulier, de la fiabilité et de la disponibilité de l'entreprise.

B.1.6 RENDEMENT GLOBAL DE L'INSTALLATION PV

Le rendement global **Rg** est égal au produit du rendement des panneaux neufs **Rpv** par le Ratio de Performance **RP** : **Rg = Rpv*RP**. Pour une installation avec panneaux mono-Si, et avec les résultats du tableau 2, cela donne : Rendement global Rg = 21%*75% = **15,75 % de Geff**

Ce qui signifie que cette installation PV **transformera en électricité utile⁶ 15,75 % de l'énergie solaire** éclairant effectivement les panneaux ; le reste (84,25%) est perdu sous forme de chaleur rejetée dans l'environnement.

⁶ Electricité utile : courant alternatif effectivement transmis au tableau général (logement) et au réseau



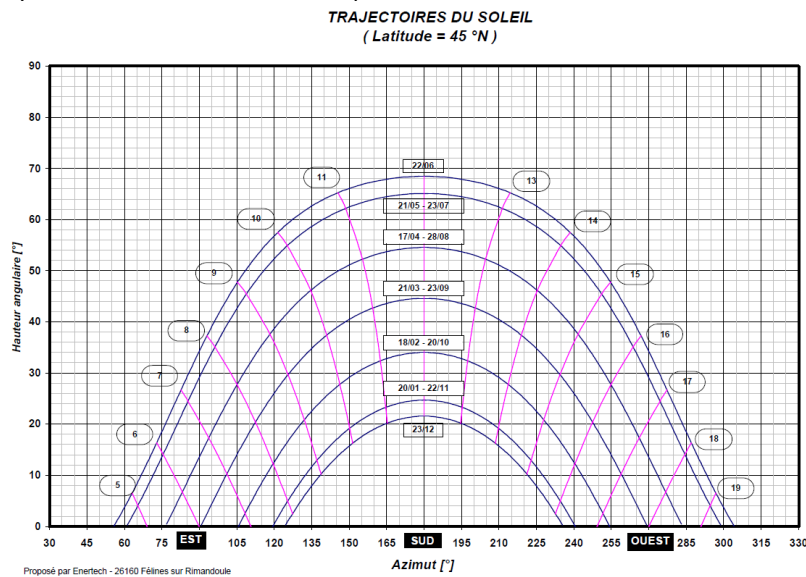
B.2 GEOMETRIE DU CAPTEUR PV ET PRODUCTION D'ELECTRICITE

Plusieurs facteurs déterminent la production d'énergie électrique utile par une installation PV

B.2.1 LA COURSE APPARENTE DU SOLEIL DANS LE CIEL

Le déplacement apparent du soleil varie chaque heure du jour, pour chacun des jours de l'année. Le diagramme solaire (graphique 3) indique, pour la latitude 45° Nord proche de celle du sud Gironde 44,5° N, les hauteurs du soleil d'EST en OUEST pour chaque heure (solaire) ; ces hauteurs sont maximales au solstice d'été (21 juin), minimales au solstice d'hiver, et intermédiaires aux équinoxes (21 mars – 21 septembre).

Pour une installation fixe, il est donc impossible que les panneaux PV soient en permanence⁷ perpendiculaires aux rayons solaires : il en résulte des pertes inévitables, dues à « l'effet cosinus ».



Graphique B.2.1 : diagramme solaire (Bureau d'études ENERTECH)

B.2.2 LA GEOMETRIE DU SYSTEME DE CAPTATION

La puissance maximale de flux solaire reçue par un plan implique que ce plan soit perpendiculaire au flux solaire : le plan doit « regarder » le soleil (cf figure B.2.2). Puisque dans la plupart des cas, les panneaux solaires soient fixes, il faut prendre en compte, et optimiser si possible :

- L'orientation des panneaux par rapport au Sud (en degrés d'angle par rapport au Nord ; orientation Sud = 180 °)
- L'angle des panneaux par rapport à l'horizontale (en degrés)
- Une formule empirique simplifiée permet de calculer l'angle optimal d'inclinaison en fonction de la latitude :
- Inclinaison = latitude – 10° ; donc pour le Sud Gironde : 44,5° - 10° = **34,5°** sur l'horizontale

Cependant, pour des panneaux fixes, ces angles ne sont pas très critiques, pourvu « zone 100% ». Le graphique 4 permet d'évaluer la variation du gisement solaire é

- de l'angle d'azimut par rapport au SUD

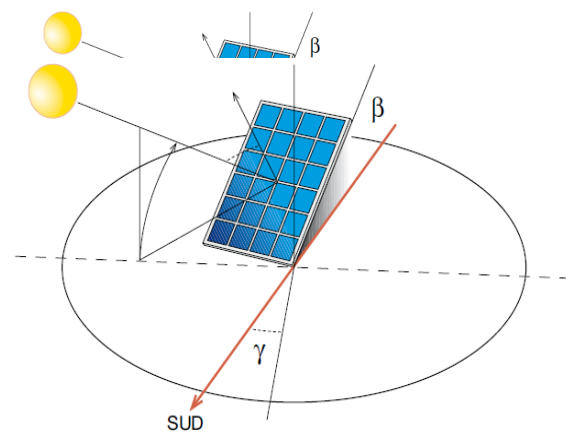


Figure 1 : orientation des panneaux (extrait du guide ABB)

⁷ Seuls les panneaux montés sur un héliostat 2 axes (*tracker*) le permettent.

- de l'inclinaison des panneaux (cercles concentriques, exprimée en degrés de 10° à 90° par rapport à l'horizontale) ;

Attention : usuellement, la pente P des toitures est exprimée en %, alors que les calculs solaires se font en degrés ; pour convertir ce pourcentage en degré de pente, la formule rigoureuse⁸ est :

P en degrés = arc tangente (P en %/100) *180/π. Le tableau C.2.2.2 donne les correspondances utiles pour les capteurs solaires (jusqu'à 60 degrés pour les panneaux solaires *thermiques*).

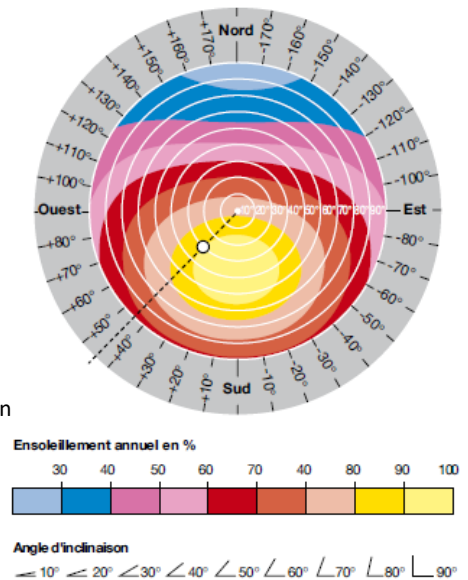
Pente %	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	173
Pente degrés	5,7	11,3	16,7	21,8	26,6	31,0	35,0	38,7	42,0	45,0	47,7	50,2	52,4	54,5	56,3	58,0	59,5	60,0

Tableau B.2.2 : Correspondance entre pente exprimée en % et inclinaison exprimée en degrés

Pour les toitures en sud Gironde couvertes en tuiles, la pente est généralement comprise entre 30% (16,7 degrés) et 40% (21,8 degrés).

Dans l'exemple du diagramme B.2.2 ci-contre, le petit cercle blanc représente un panneau orienté SUD – OUEST (à 45° du SUD) et incliné de 30° sur l'horizontale : il est sur la limite de la zone « productive de 90% à 100% » (en jaune clair) : donc, productible = 90% (perte = 10%).

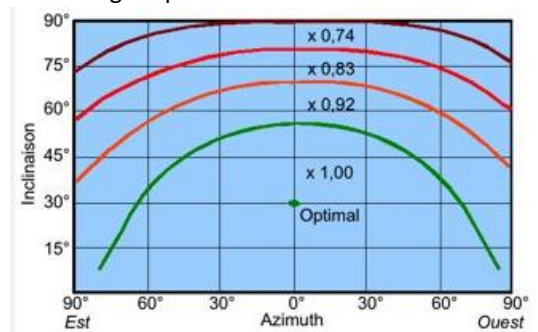
Diagramme B.2.2 : variation du gisement en fonction de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux (guide ABB)



Le tableau B.2.3 montre que pour une inclinaison de 30°, on peut accepter une orientation allant de 45° EST à 45° OUEST, en ne perdant que 4% du productible ; mais il n'est pas conseillé de s'éloigner plus.

FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES					
INCLINAISON		0°	30°	60°	90°
ORIENTATION		0°	30°	60°	90°
Est	→	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	↘	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	↓	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest	↙	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest	←	0,93	0,90	0,78	0,55

Tableau B.2.3 (ADEME)



graphique B.2.3

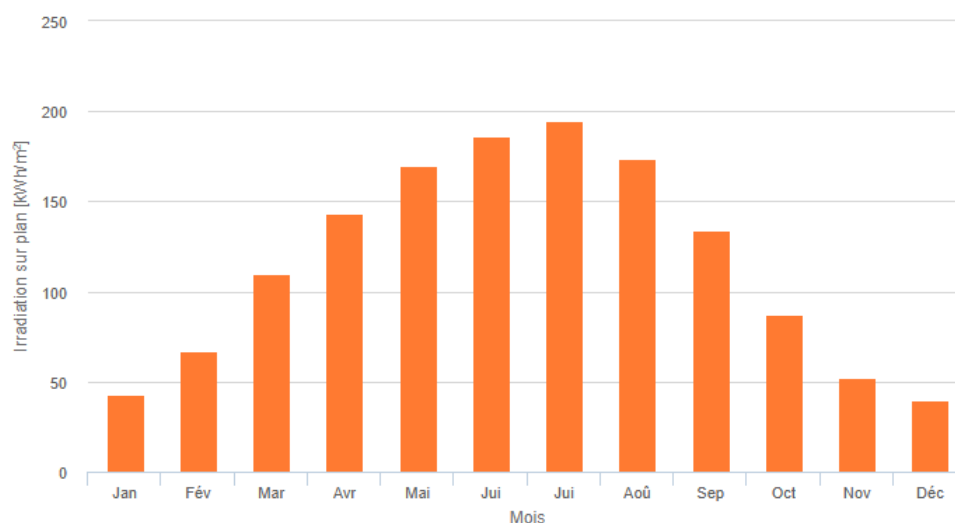
A retenir : Sur le plan pratique, pour la plupart des toitures de sud Gironde, qui sont inclinées de 17° environ (pente 30%), il faut que l'orientation reste dans la limite de plus ou moins 30° par rapport au SUD.

B.2.3 LE GISEMENT SOLAIRE ANNUEL

Pour le sud Gironde, le rayonnement solaire global annuel sur un plan horizontal au niveau du sol atteint **1310 kWh/m²**, ce qui correspond à l'énergie de plus de 1300 m³ de gazole sur chaque hectare chaque année ! Ce flux d'énergie est variable suivant les mois de l'année, dans un rapport de 1 à 4 entre décembre et juillet.

⁸ Attention aux « formules et tableaux » trouvés à ce sujet sur Internet : on y trouve parfois des erreurs grossières, voire des calculs totalement faux !

Le graphique B.2.4 donne la répartition mensuelle du rayonnement solaire global sur un plan horizontal de ces 1310 kWh pour le Sud – Gironde (moyennes sur 15 ans). On remarque la grande variabilité mensuelle : 39 kWh/m².mois en décembre et 194 kWh/m².mois en juillet, soit un rapport de 4,85.



Graphique B.2.4 : Rayonnement solaire global mensuel sur un plan horizontal, pour le sud Gironde (source PVGIS – Commission Européenne)

Pour des panneaux fixes, le gisement maximal possible correspond à un plan exposé au SUD et incliné de 34,5° ; il est dans ce cas⁹ : **Gmax = 1635 kWh/m²**

En fonction de l'angle d'azimut et de l'angle d'inclinaison du plan capteur, le gisement **G effectif (Geff)** varie, suivant les facteurs de correction du graphique 4 et tableau 3 :

- Pour une toiture exposée au SUD avec une penne de 30% (17°), **Geff = Gmax = 1635 kWh/m²**
- Pour une toiture exposée à plus ou moins 30° du SUD, avec une penne de 30% (17°), **Geff = 1635*0,95 = 1550 kWh/m²**.
- Pour un support au sol exposé au SUD - EST (ou SUD – OUEST) avec une penne de 100% (45°), ou sur un toit de type « Périgord », **Geff = 1635 *0,94 = 1539 kWh/m²** ;

Le gisement solaire mensuel varie très fortement entre janvier et juillet ; En raison de cette forte variabilité mensuelle, les offres des entreprises doivent fournir un tableau des gisements solaires MENSUELS auxquels les panneaux solaires du projet seront réellement exposés (orientation, penne).

NOTA BENE

1- Les cas des panneaux PV montés sur héliostat (tracker) à 1 axe ou à 2 axes, et le cas des panneaux « bifaciaux », demandent une étude particulière, et ne sont pas exposés dans ce guide.

2 - Pour des panneaux solaires thermiques (qui produisent de la chaleur), l'orientation et l'inclinaison optimales sont différentes du PV, et dépendent des applications (eau chaude sanitaire, ou chauffage des logements, ou besoins industriels).

B.2.4 LA PRISE EN COMPTE DES MASQUES

Afin que les panneaux solaires bénéficient pleinement du gisement local, il faut évidemment éviter les ombres portées, qui peuvent gravement compromettre la productivité réelle de l'installation : l'énergie solaire qui n'arrive pas jusqu'aux panneaux ne pourra jamais être transformée en électricité, même avec les meilleurs panneaux !

⁹ Calculé avec le logiciel européen gratuit en ligne PVGIS

Le projet doit donc obligatoirement comprendre une étude des masques proches (arbres, autres bâtiments, poteau, grosse cheminée,...) et des masques lointains (relief, forêt, ensemble de bâtiments,..).

Ces masques sont relevés sur site et reportés sur un diagramme solaire (cf figure B.2.4), afin d'entrer dans le calcul de leur incidence sur la productivité.

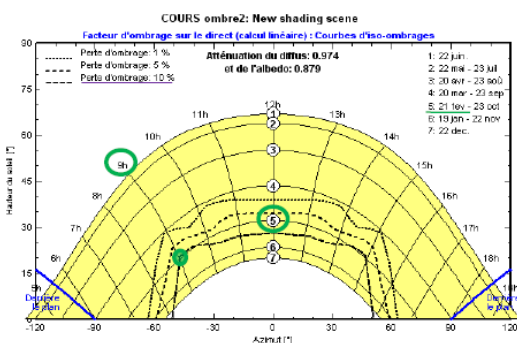
Il faut veiller à ce que les pertes provoquées par l'ensemble de ces masques **ne dépassent pas 5%** (correspondant à un rendement de 95% du gisement **Geff**) ; c'est pourquoi la pose en toiture est souvent une bonne solution de ce point de vue.

D'autre part, les ombres portées sur certaines parties des panneaux peuvent les détériorer (phénomène des points chauds, « hot points » en anglais).

Un tableau des pertes mensuelles doit être fourni : il permettra de prendre les bonnes décisions : élaguer ou couper des arbres, déplacer le capteur, etc ...

A retenir : Les projets dont les pertes par masques dépassent 5% de Geff doivent être modifiés, ou rejetés

Visu de l'ombrage le 21 février à 9 h



Le 21 février, à 9h,

10 % du champ PV est ombragé

Scène du 21 février à 9h :

fraction ombragée du champ PV (en gris)

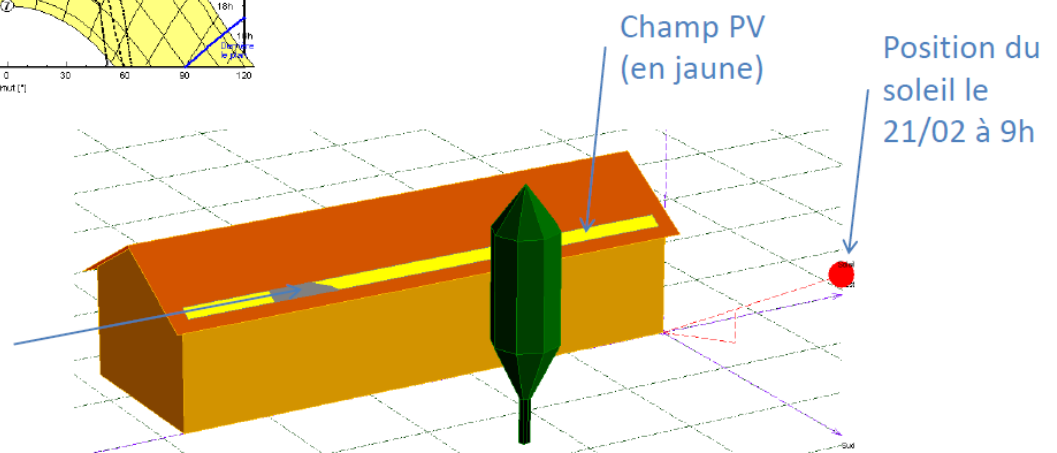


Figure B.2.4 : Extrait de document du bureau d'études Alliance Soleil

B.2.5 LA PRODUCTIVITE GLOBALE DU SYSTEME PV

A partir de la partie exploitable **Geff** du gisement solaire, du ratio de performance **RP** et du rendement STC des panneaux **Rpv**, on calcule la quantité d'électricité **Wel** effectivement produite par le système : **Wel = Geff * RP * Rpv = Geff * Rg** ; par exemple, avec **Geff** = 1550 kWh/m2 ; **RP** = 75% et **Rpv** = 21%, ce système produira **Wel** = 1550 * 75% * 21% = **244,1 kWh/m2** de panneau ;

Les bureaux d'études et installateurs mesurent souvent la productivité en kWh par kW crête. Si on raisonne en kilowatt-crête (kWc) : 1 m2 de ce type de panneau produit (cf tableau 2) : 210 watt-crête (= 0,210 kWc) ; ce système produira donc : 244,1/0,210 = **1162,4 kWh/kWc**

Il suffit alors de multiplier cette productivité par la puissance installée (mesurée en kWc), pour obtenir la **productivité annuelle escomptée** du système complet. Par exemple, pour ce système PV de 6 kWc, la productivité escomptée serait : **1162,4 * 6 = 6974 kWh /an.**

Cette productivité escomptée est parfois appelée « productible » ; ce productible peut diminuer si l'entretien est insuffisant, ou si l'année est particulièrement peu ensoleillée, ou si des arbres grandissent, ou si un bâtiment est construit devant le capteur...



B.3 STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

B.3.1 GENERALITES

La variabilité du rayonnement solaire disponible au sol (sur 24 heures, sur une semaine, sur plusieurs mois,..) s'accorde mal avec les besoins en électricité, dont la variabilité est différente. Ces variabilités sont telles que la recherche d'une « autonomie totale » pour un usager de l'électricité est économiquement difficile à atteindre avec les technologies actuelles.

Par temps fortement ensoleillé (y compris certains jours d'hiver), la puissance PV peut dépasser la puissance totale consommée par la maison (ou le bâtiment). En mode « injection de surplus », l'électricité non utilisée est alors injectée dans le réseau, au tarif de rachat en vigueur (qui est beaucoup plus bas que du prix du tarif réglementé de vente).

Il peut donc y avoir un intérêt à stocker l'électricité en surplus, pour l'utiliser quand le soleil fait défaut : la batterie va augmenter le degré d'autonomie du système. Cependant, le coût des batteries est tel que le stockage ne peut s'envisager qu'à l'échelle de la journée, voire 2 ou 3 jours dans les cas les plus favorables (le stockage inter-saisonnier est pratiquement non réalisable, et économiquement impossible en raison de la taille nécessaire des batteries).

Les batteries peuvent être du type stationnaire (fixe), ou mobile (intégré à un véhicule).

Dans tous les cas, une étude spécifique est indispensable pour vérifier l'opportunité (et la rentabilité) d'une batterie couplée à une installation PV.

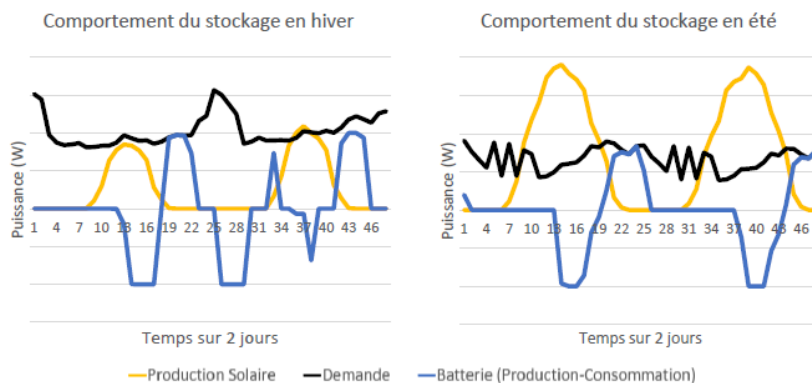


Figure 32 - Comportement des batteries couplées à l'installation photovoltaïque en hiver (à droite) et en été (à gauche)

Le graphique ci-dessus est extrait de l'« étude sur l'intérêt du stockage d'énergie » ATEE – ADEME ; 2023). Il est établi sur 48 heures, simule le comportement en hiver et en été de la production solaire (courbe jaune), des besoins du logement (courbe noire) et du stockage par batterie (courbe bleue). Les parties « négatives » de la courbe bleue correspondent au stockage, les parties « positives » le déstockage.

NB : les batteries « virtuelles » proposées par certains fournisseurs d'électricité et autres organismes, ne semblent pas présenter d'intérêt réel pour l'utilisateur.

B.3.2 TECHNOLOGIES DE STOCKAGE

B.3.2.1 batteries stationnaires (fixes) :

Il s'agit aujourd'hui de batteries au Lithium, principalement du type Lithium – Fer – Phosphate (qui ne contiennent ni Manganèse, ni Cobalt), comprenant toujours leur propre système de gestion interne¹⁰. Elles peuvent être groupées

¹⁰ Le « Battery Management System » (BMS) surveille la charge, la décharge, l'équilibre entre les éléments, les paramètres de sécurité

en série – parallèle suivant diverses tensions, de 48 Volts à plus de 500 Volts. Pour des applications domestiques, leur capacité énergétique va de 4 kWh à plus de 20 kWh, mais leurs prix sont élevés (de l'ordre de 500 à 600 €/kWh).

B.3.2.2 batteries de véhicules :

B.3.2.2.1 véhicule électrique strictement consommateur : c'est le cas le plus fréquent aujourd'hui ; la voiture électrique fait partie des usages consommateurs d'électricité. Sa consommation est comprise entre 2600 et 4600 kWh/an, suivant le véhicule et le kilométrage (15000 à 23000 km /an). Cette consommation vient s'ajouter d'une part aux « autres usages spécifiques » d'un logement (2500 à 3200 kWh/an), d'autre part à la production d'eau chaude sanitaire (1700 kWh/an), et celle du chauffage électrique pour les logements qui en sont équipés (8387 kWh en moyenne)

B.3.2.2.2 Les constructeurs automobiles commencent à mettre sur le marché des véhicules électriques dotés d'un **chargeur réversible**. Ce chargeur permet d'une part la charge de la batterie depuis le réseau, mais aussi la fourniture d'électricité au réseau (ou au logement), en déchargeant partiellement la batterie : système appelé VtG (vehicle to grid en anglais). On considère qu'une décharge quotidienne de 15 % de la batterie est acceptable pour l'utilisateur. Comme les batteries de voitures particulières ont des capacités de 40 à 100 kWh suivant les modèles, ce sont ainsi de 6 kWh à 15 kWh par jour qui seraient disponibles avec des puissances de 4 à 10 kW, soit pour les besoins du réseau, soit pour le logement du propriétaire de la voiture. Ces quantités d'électricité correspondent à l'ordre de grandeur des besoins d'un logement équipé d'une toiture photovoltaïque.

Un des intérêts de cette technologie, c'est que la batterie de la voiture électrique est « déjà payée »¹¹ par l'achat de la voiture, ce qui abaisse beaucoup son coût marginal d'utilisation en complément du système PV, permettant d'améliorer significativement le taux d'autonomie énergétique du logement équipé.

Un autre intérêt important, c'est la possibilité de fournir un complément de puissance au réseau à certaines heures de la journée. Si on prend l'exemple du territoire du SIPHEM, environ 2000 véhicules électriques pourraient y être en circulation en 2030¹². En prenant l'hypothèse de 25% de véhicules connectés en VtG grâce à une tarification incitative, 450 véhicules pourraient fournir ponctuellement en moyenne 6 kW chacun, soit 2700 kW (2,7 MW), une aide appréciable aux réseaux locaux en période de forte demande.

B.3.2.3 Exemple avec batterie stationnaire : consommation électrique (hors chauffage et eau chaude sanitaire) d'une maison sur le territoire du SIPHEM (surface moyenne 120 m²) : 3240 kWh/an (statistiques RTE)

Consommation du mois de décembre : $(3240/12) * 1,15 = 310 \text{ kWh/mois, soit } 10 \text{ kWh/jour}$

Rayonnement solaire au mois de décembre sur une toiture (pente 30%) en sud Gironde : **Geff = 56 kWh/m².mois**

Ratio de performance minimum du Système PV : **RP = 75 %**

Rendement des panneaux PV : **Rpv = 21%**

Production du capteur solaire PV au mois de décembre : **Geff * RP * Rpv = 56 * 75% * 21 % = 8,82 kWh/m².mois**

Pour couvrir les besoins de décembre, il faudra donc : 310 / 8,82 = 35 m² de panneaux PV (environ 7,4 kWc)

Cependant, il faut tenir compte de la nuit et des jours sans soleil à cette période ; si on veut couvrir les besoins en permanence en restant « autonome », le recours à un stockage d'électricité est inévitable.

Si on considère que le soleil n'est productif que un jour sur deux en décembre, il faut pouvoir stocker au moins : **10 * 2 = 20 kWh** ; c'est une capacité importante pour une batterie, dont le **coût est dans ce cas d'environ 10 000 €**.

Si on considère que cette installation PV de 7,4 kWc produit 8600 kWh/an, que le logement en autoconsomme 3240 kWh, et que le PV en fournit 5360 au réseau, et que la batterie en stocke 20 % sur l'année (soit 648 kWh), pendant sa durée de vie de 15 ans , $648 * 15 = 9720 \text{ kWh}$, le coût brut de stockage – déstockage **dépasse 1 €/kWh !** (10000 €/9720 kWh). Ce dimensionnement n'est donc pas raisonnable.

On peut toutefois rechercher une autonomie partielle, aussi importante que raisonnablement possible. Pour un ménage dans une maison, le degré d'autonomie fournie par une installation PV ne peut guère dépasser 50 %.

¹¹ Bien que les véhicules électriques soient plus coûteux que les véhicules à combustibles

¹² Suivant les études prospectives de RTE (au niveau national)



B.5 BILAN ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

La question de l'impact environnemental des panneaux PV est évidemment importante, et elle donne lieu à des affirmations souvent infondées aujourd'hui. En effet, des progrès technologiques très importants ont été réalisés depuis 10 ans dans les processus de fabrication des cellules et panneaux PV. Ces progrès ont conduit à diminuer beaucoup les impacts environnementaux¹³ (de moitié pour plusieurs critères), et à améliorer de façon très importante leur bilan énergétique global. La durée de vie conventionnelle est maintenant de 30 ans¹⁴.

On donne ci-après les principaux résultats, rapportés à l'ensoleillement du sud Gironde, déterminés par les analyses en cycle de vie¹⁵ réalisées par plusieurs organismes de recherche¹⁶ indépendants des fabricants (ces résultats portent sur des cellules PV produites en Chine, dont la production a consommé une électricité produite à 80% par du charbon) :

- Emissions de Gaz à Effet de Serre (GES) : les panneaux PV en silicium produits depuis 2020 présentent un ratio d'émission de **32 à 34 g CO₂ équivalent/kWh** (environ 10 fois moins que le pétrole)
- Emission de polluants acidifiants : les panneaux PV en silicium présentent une émission de **0,35 g SO₂ équivalent/ kWh**.
- Temps de retour énergétique, (ou EPBT, *energy payback time* en anglais) : temps de fonctionnement au bout duquel un panneau PV aura produit autant d'énergie électrique que sa production a demandé d'énergie primaire (dont le charbon consommé par les centrales électriques en Chine, par exemple...). Puisque la production de 1 kWh électrique demande 3 kWh de charbon, ce critère est très pénalisant pour la production de cellules PV, qui consomme de l'électricité. Les travaux de recherche réalisés en 2020 et 2021 montrent que ce temps de retour est désormais de **1 an** environ.
- Taux de retour énergétique (ou EROI : *energy return on investment* en anglais) : rapport entre l'énergie produite par un kW crête de panneau PV pendant tout son cycle de vie, et l'énergie totale consommée pour permettre sa fabrication, son transport, son installation, son entretien, son recyclage en fin de vie...C'est évidemment un critère fondamental, reflétant le facteur multiplicatif, l'efficacité globale de cette filière énergétique. Ce taux de retour est désormais **de 13 à 42** (suivant le mix énergétique de l'électricité dans le pays). Cela signifie qu'un panneau PV rembourse **13 à 42 fois sa dette énergétique** sur sa durée de vie, suivant qu'il est fabriqué en Chine ou France.
- *Remarque : Globalement, l'ensemble de ces résultats seraient nettement améliorés par une production des cellules et panneaux intégralement en France (ou en Norvège), avec une électricité fortement « décarbonée », des réseaux électriques très performants, peu de transport, etc...*
- Recyclage PV cycle : la société SOREN a été créée en 2014 pour assurer le recyclage des panneaux PV. Elle regroupe les principaux acteurs industriels de la filière.

¹³ Ces progrès ont aussi contribué à la baisse des coûts de production, par exemple en diminuant les pertes de matière (sciage des lingots de silicium)

¹⁴ D'après les recommandations de l'Agence Internationale de l'Energie

¹⁵ études ACV : analyse du cycle de vie d'un produit ou d'un procédé, comprenant la production, le transport, l'installation, et le fonctionnement sur toute la durée de vie de ces produits

¹⁶ Center for Life Cycle Analysis, Columbia University, et l'institut Fraunhofer en Allemagne

C – APPEL D’OFFRES – CONSULTATION DES ENTREPRISES



C.1 OUTIL DE PRODUCTION ET DEMARCHE ECONOMIQUE

Pour tout achat important, le consommateur doit savoir exactement ce qui va lui être vendu. Par exemple, le consommateur qui achète une voiture ne se contente pas de dire au vendeur « je veux une voiture »... Il exige une marque, un type bien particulier avec telle ou telle option, telle couleur, tel moteur, etc... Le consommateur veut savoir, et doit savoir exactement ce qu'il achète !

Or, dans le cas des installations PV, l'expérience montre que ce n'est pas toujours le cas, car les offres des installateurs ne sont souvent pas assez précises, pas assez détaillées, et surtout, incomparables entre elles ...

De plus, une installation PV est une unité de production, qui doit maintenir sa productivité initiale pendant toute sa durée de vie : son propriétaire doit donc adopter une attitude *d'industriel - producteur*, plutôt que de simple « consommateur » d'un produit ordinaire, plus ou moins *consommable*.

Pour une installation photovoltaïque, qui représente un investissement important, et dont la rentabilité est loin d'être rapide, il est donc très important de définir très précisément :

- L'installation photovoltaïque dans tous ses détails, sa productivité immédiate, et surtout sa productivité pendant au moins 20 ans de fonctionnement,
- Le coût total des travaux, auxquels il faut parfois rajouter des coûts induits ou annexes (remaniement de la couverture d'un toit, contrôle CONSUEL, les coûts ENEDIS, travaux induits divers, etc...)
- Les coûts de maintenance (voir tableau 5 ci-dessous) : remplacement de l'onduleur dont la durée de vie est de 10 à 15 ans ; autres coûts pendant 20 ans

Organes	Durée de vie	Commentaires	
Panneaux PV	30 ans	Productible garanti 20 ans	Dépréciation : 1 à 2% année 1 ; 0,3 à 0,5% ensuite
Onduleur	10 à 15 ans		1 à 2 remplacements en 25 ans
Tableaux électriques	30 à 40 ans		
câbles	50 ans		
Connecteurs des câbles	20 à 30 ans		Remplacement au bout de 20 ans

Tableau C.1 : durée de vie des principaux organes d'une installation PV



La conformité aux normes de sécurité électrique est garantie par l'attestation délivrée par le **CONSUEL**, qui est obligatoire.

A retenir : Afin de pouvoir faire un choix éclairé, il convient de consulter plusieurs entreprises avec le même cahier des charges (partie C.2 ci – jointe), ce qui va permettre de comparer facilement les offres sur une même base, bien établie.



C.2– DOSSIER DE CONSULTATION DES ENTREPRISES

Ce dossier de consultation comprend un cahier des charges (2 pages) et un bordereau de prix des travaux et prestations. Il est destiné à être remis aux entreprises, qui devront s'y conformer dans leurs offres. Il est conseillé de consulter au moins 2 entreprises.

C.2.1 CONSULTATION DES ENTREPRISES : EXIGENCES MINIMALES

1 Emplacement : en premier lieu, déterminer l'emplacement possible (toiture, auvent, véranda, au sol...)

- Si en toiture, faire vérifier l'état de la couverture par un couvreur (travaux éventuels à faire AVANT la pose du capteur PV)
- Se dégager des ombres portées par les masques proches (on ne peut rien aux masques « lointains = situés à plus de 100 m)

2 Etude technique complète, comprenant obligatoirement au moins :

- Détermination du gisement solaire brut, établi en fonction de l'orientation et de l'inclinaison du capteur : résultats en kilowatt – heure par m², par mois et par an
- Etude de l'influence des masques proches et lointains : résultats en kWh perdus par m², par mois et par an ; évaluation en % de ces pertes
- Détermination des divers autres types de pertes solaires : par réflexion, encrassement, ...
- Détermination du gisement solaire net, effectif, qui va éclairer les capteurs = gisement brut – pertes masques – autres pertes solaires : résultats en kWh par m², par mois et par an
- Détermination de la **puissance crête** de l'installation (kW crête) ; exemples : 3 kWc, 6 kWc, 9 kWc, ...
- Détermination de **l'énergie productible** par l'installation projetée ; en fonction de la puissance crête choisie, tableau de production nette utilisable (logement et/ou réseau), en kWh par mois et par an
- Choix des panneaux PV :
 - Marque, type précis, série précise¹⁷
 - Rendement STC
 - Fiche technique des panneaux proposés ; doit être obligatoirement jointe à l'offre
 - Type de support et fixations des panneaux – compatibilité avec la toiture
- Choix des autres organes électriques :
 - Onduleur : marque, type, rendement européen, etc..
 - Câbles : type, sections, longueurs, pertes par effet Joule
 - Tableau courant continu : indices de protection IP et IK, description, contenu
 - Tableau courant alternatif : indices de protection IP et IK, description, contenu, organes de coupure, de commande, de protection
 - Organes de sécurité : liaisons équipotentielles – prise de terre, disjoncteurs différentiels
 - Organes de protection de l'installation : parafoudres, para - surtenseurs
- Détermination des pertes électriques :
 - Pertes annuelles par dégradation des panneaux
 - Pertes dans les câbles (courants continu et alternatif)
 - Pertes par cellules hétérogènes (*mismatch*)
 - Pertes par températures élevées sur les cellules
 - Pertes de l'onduleur
 - Autres pertes éventuelles

¹⁷ En raison de la dispersion des caractéristiques lors de la fabrication, chaque type de panneau présente un rendement STC différent suivant la série : il est donc très important que cette série soit indiquée dans l'offre.

- Détermination du **Ratio de Performance RP**, suivant tableau ci-dessous :

	Pertes		rendement	
	type	taux	symbole	taux
Pertes solaires	Pertes par masques (ombres)		Rm	
	Pertes par réflexion (IAM)		Riam	
	Pertes par encrassement		Re	
	totales		Rsol	
	Pertes dans les câbles		Rc	
	Pertes par cellules hétérogènes (mismatch)		Rm	
	Pertes par température élevée		Rt	
	Pertes onduleur		Ro	
	indisponibilité (panne partielle ou totale)			
	totales		Relec	
Pertes ensemble	Pertes solaires + pertes électriques		RP	

- Détermination de **l'énergie productible** par l'installation projetée ; en fonction de la puissance crête choisie, tableau de production nette utilisable (logement et/ou réseau), en kWh par mois et par an
 - **Etude économique** : en fonction du coût total de l'installation, du coût de maintenance sur 20 ans, du coût du crédit éventuel, du prix du kWh vendu sur le réseau et du prix de kWh non acheté (économisé) au réseau ; en cas de véhicule électrique, l'étude devra en tenir compte.
- 3 Devis détaillé** par poste : pour chaque organe de l'installation : désignation, prix unitaire, quantité, prix HT ; TOTAL HT, TOTAL TTC
 - 4 Autres dépenses** : logiciel de suivi, CONSUEL, ENEDIS, etc...
 - 5 Conditions de garantie** : durée de garantie et conditions d'application pour :
 - les panneaux : durée de vie, évolution du rendement sur 20 ans
 - l'onduleur (ou les micro – onduleurs)
 - les autres organes électriques
 - mise à jour logiciel de suivi
 - éventuelle extension de garantie
 - 6 Qualifications** de l'entreprise
 - 7 Proposition d'un CONTRAT DE MAINTENANCE** : contenu précis, coût annuel, conditions

C.2.2 DECOMPOSITION DU DEVIS : INSTALLATION

BORDEREAU DE PRIX unitaires (matériels fournis et posés)

	Marque	Type	Caractéristiques	Quantité	Prix unit	Prix total HT
Panneaux PV			P STC (Wc) :			
Support rails et accessoires			Surface totale panneaux (m2)	ensemble		
Coffret DC				ensemble		
Coffret AC				ensemble		
Câbles continu	Section mm2		Longueur (m)			
Câbles alternatif	Section mm2	1000R2V	Longueur (m)			
Liaisons équipotentielles	Section mm2		Longueur (m)			
Onduleur(s)			P(kVA) :			
Système gestion et suivi, compris logiciel				ensemble		
Petites fournitures et divers				ensemble		
échafaudage				ensemble		
nacelle				ensemble		
Etude complète				ensemble		
Mise en service						
Documentation des matériels (Capteurs, onduleurs, coffrets)				ensemble	gratuit	gratuit
Démarches administratives						
CONSUEL						
TOTAL HT						
TVA						
TOTAL TTC						

C.2.3 BORDEREAU DE PRIX : CONTRAT DE MAINTENANCE

Type contrat		Hors taxe	TTC
Panneaux PV			
Organes électriques			
Onduleurs			
logiciel	Mise à jour		
Service gestion de l'énergie			
TOTAL			

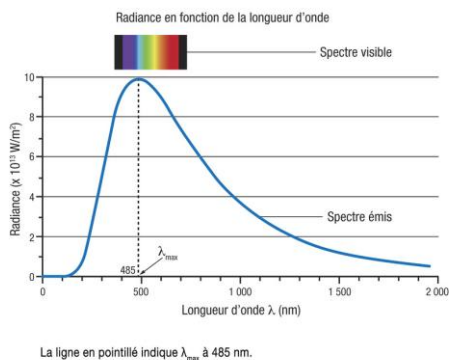
D – ANNEXE SCIENTIFIQUE : SURVOL DE LA THEORIE DU PHOTOVOLTAIQUE



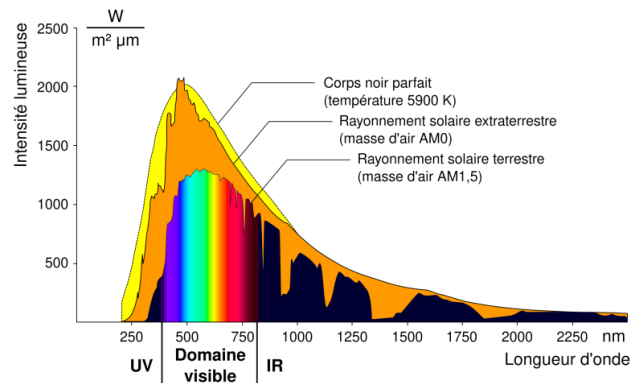
D.1 PHYSIQUE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

Le soleil émet en permanence un flux d'énergie gigantesque, sous forme d'un spectre continu de radiations électro – magnétiques, dont la composition est analogue à celle d'un « corps noir » théorique porté à 5685 °C (5958 K), selon la loi de Planck¹⁸. Le graphique D.1.1 représente la distribution du flux d'énergie en fonction de la longueur d'onde des radiations, mesurée en nanomètres¹⁹ (nm). Le spectre de la lumière solaire s'étend de 150 nanomètres (ultra - violet) à plus de 2200 nanomètres (infra – rouge), avec un maximum à 485 nm (correspondant au bleu). La partie du spectre visible par l'œil humain (du violet au rouge sombre, qui compose la lumière « blanche ») s'étend de 380 à 780 nm, avec un maximum de sensibilité de l'œil à 555 nm (correspondant au jaune-vert).

Mais la traversée de l'atmosphère modifie assez fortement ce spectre, car plusieurs gaz (oxygène, ozone, gaz carbonique, vapeur d'eau,...) absorbent certaines longueurs d'onde. Le graphique D.1.2 représente plusieurs courbes superposées : en jaune, le spectre du corps noir théorique à 5958 K ; en orange, le rayonnement solaire réel au dessus de l'atmosphère ; et « en couleurs et noir », ce qui reste du rayonnement au niveau du sol.



graphique D.1.1 : émission du corps noir à 5958 K



graphique D.1.2 : spectre du rayonnement solaire

La traversée de l'atmosphère, ou « masse d'air » se traduit donc par une double modification du flux solaire : modification spectrale, avec plusieurs « trous » dus aux bandes d'absorption des gaz, et affaiblissement de l'intensité du flux, qui passe de 1367 W/m² à la limite de l'atmosphère, à 1000 W / m² (au maximum) au niveau de la mer. La traversée de l'atmosphère fait donc perdre 27 % de la puissance solaire, dans le meilleur des cas.

Mais ce meilleur des cas correspond au soleil au zénith, situation qui n'existe qu'entre les tropiques ; partout ailleurs, le soleil est toujours plus bas, la couche d'atmosphère à traverser est plus épaisse, le spectre solaire sera plus modifié et son intensité plus affaiblie. La notion « d'air-masse » caractérise cette modification du flux solaire en fonction de la hauteur **h** du soleil au dessus de l'horizontale (cf tableau D.1.1).

Les valeurs de ce tableau sont établies pour des conditions de ciel clair. D'autres facteurs de trouble atmosphérique (forte humidité, fumées, poussières, pollution,...) peuvent encore modifier et affaiblir le rayonnement parvenant au sol.

flux du rayonnement solaire global suivant la hauteur du soleil (Watt/m2) – sud Gironde , latitude 44,5° N					
		hauteur du soleil	épaisseur atmosphère (air-masse)		irradiance
		h (degrés)	sinus (h)	AM = 1/sin(h)	W/m2
hors atmosphère	constante solaire			0	1367
entre les tropiques	soleil au zénith	90°	1	1	1040
au sol sur plan horizontal, altitude proche du niveau de la mer latitude 44,5°N		30°	0,5	2	840
		45°	0,707	1,41	950
	pour air masse = 1,5	41,68°	0,665	1,5	1000
	21 décembre, midi solaire	22°	0,374	2,7	750
	21 juin, midi solaire	65°80	0,912	1,1	1010
	8 h ou 17 h solaire en février	10°	0,17	5,9	300
	lever ou coucher de soleil	5°	0,087	11,5	≈ 0

Tableau D.1.1

Pour mesurer les performances des panneaux PV, une norme internationale (IEC 61215) définit deux intensités de flux solaire :

- Conditions STC : flux solaire 1000 Watts/m², air - masse 1,5
- Conditions NOCT : flux solaire 800 Watts/m², air - masse 1,5

¹⁸ Max Planck, physicien allemand (1858-1947), prix Nobel de Physique 1918

¹⁹ 1 nanomètre = 10⁻⁹ mètre = 1 milliardième de millimètre

D.2 CONVERSION DU RAYONNEMENT SOLAIRE EN ELECTRICITE

La conversion du rayonnement solaire en électricité relève de la physique quantique, ce qui rend l'exposé complet du phénomène hors de portée du présent guide. En simplifiant beaucoup, on propose cependant ici une explication plus abordable en 4 points essentiels :

D.2.1 : effet photo - électrique

- Certains matériaux semi – conducteurs soumis à la lumière peuvent produire un courant électrique ; c'est l'effet photo – électrique, découvert par Edmond Becquerel²⁰ en 1839 ; mais les théories physiques de l'époque ne pouvaient pas expliquer ce phénomène. C'est Albert Einstein, s'appuyant sur les travaux de Max Planck, qui a fourni l'explication dans le premier²¹ de ses quatre articles de 1905, qui allaient révolutionner toute la physique.

D.2.2 : structure électronique des atomes

- Dans le tableau « de Mendeleïev »²² (figure D.2.2.1), les éléments chimiques sont classés en lignes appelées périodes, et en colonnes appelées groupes ; périodes et groupes reflètent la structure électronique des atomes, et donc leurs propriétés physico – chimiques. Chaque élément est repéré par son symbole et son numéro atomique Z (Z = nombre de protons = nombre d'électrons). Le cercle rouge repère les éléments chimiques concernés par les semi – conducteurs.

Tableau périodique des éléments chimiques

Le tableau périodique des éléments chimiques est présenté ci-dessous. Les éléments concernés par les semi-conducteurs sont soulignés en rouge dans l'image originale.

Groupe	1	II A	III B	IV B	V B	VI B	VII B	VIII A										
1	Hydrogène 1 H							Hélium 2 He										
2	Lithium 3 Li	Béryllium 4 Be						Néon 10 Ne										
3	Sodium 11 Na	Magnésium 12 Mg						Argon 18 Ar										
4	Potassium 19 K	Calcium 20 Ca	Scandium 21 Sc	Titane 22 Ti	Vanadium 23 V	Chrome 24 Cr	Manganèse 25 Mn	Fer 26 Fe	Cobalt 27 Co	Nickel 28 Ni	Cuivre 29 Cu	Zinc 30 Zn	Aluminium 13 Al	Silicium 14 Si	Phosphore 15 P	Soufre 16 S	Chlore 17 Cl	Krypton 36 Kr
5	Rubidium 37 Rb	Strontium 38 Sr	Yttrium 39 Y	Zirconium 40 Zr	Niobium 41 Nb	Molybdène 42 Mo	Technétium 43 Tc	Ruthénium 44 Ru	Rhodium 45 Rh	Palladium 46 Pd	Argent 47 Ag	Cadmium 48 Cd	Indium 49 In	Étain 50 Sn	Antimoine 51 Sb	Tellure 52 Te	Iode 53 I	Xénon 54 Xe
6	Césium 55 Cs	Baryum 56 Ba	Lanthanides 57-71	Hafnium 72 Hf	Tantale 73 Ta	Tungstène 74 W	Rhénium 75 Re	Osmium 76 Os	Iridium 77 Ir	Platine 78 Pt	Or 79 Au	Mercury 80 Hg	Thallium 81 Tl	Plomb 82 Pb	Bismuth 83 Bi	Polonium 84 Po	Astato 85 At	Radon 86 Rn
7	Francium 87 Fr	Radium 88 Ra	Actinides 89-103	Rutherfordium 104 Rf	Dubnium 105 Db	Seaborgium 106 Sg	Bohrium 107 Bh	Hassium 108 Hs	Méitnerium 109 Mt	Darmstadtium 110 Ds	Roentgenium 111 Rg	Copernicium 112 Cn	Nihonium 113 Nh	Flerovium 114 Fl	Moscovium 115 Mc	Livermorium 116 Lv	Tennessee 117 Ts	Oganesson 118 Og
				Lanthane 57 La	Cérium 58 Ce	Praséodyme 59 Pr	Néodyme 60 Nd	Prométhium 61 Pm	Samarium 62 Sm	Europium 63 Eu	Gadolinium 64 Gd	Terbium 65 Tb	Dysprosium 66 Dy	Holmium 67 Ho	Erbium 68 Er	Thulium 69 Tm	Ytterbium 70 Yb	Lutécium 71 Lu
				Actinium 89 Ac	Thorium 90 Th	Protactinium 91 Pa	Uranium 92 U	Neptunium 93 Np	Plutonium 94 Pu	Americium 95 Am	Curium 96 Cm	Berkélium 97 Bk	Californium 98 Cf	Einsteinium 99 Es	Fermium 100 Fm	Mendélévium 101 Md	Nobélium 102 No	Lawrencium 103 Lr

Figure D.2.2.1

- La couche externe des électrons est la couche « de valence », qui est le siège des réactions chimiques... et des courants électriques par déplacements d'électrons. L'atome de silicium (cf figure D.2.2.2) comprend 14 électrons, dont 4 sur sa couche de valence ; son noyau comprend 14 protons (charge positive) qui équilibrent la charge des électrons.

Dans un cristal de silicium, les atomes juxtaposés partagent ces électrons de valence qui sont donc 8 pour chaque atome (figure D.2.2.3). Au repos, ces électrons qui assurent la cohésion du cristal, sont fortement liés aux atomes de Silicium ; l'état électronique du cristal est neutre ; aucun courant électrique ne peut se manifester.

Remarque : les éléments de numéros atomiques 57 à 71 (ligne 8 du tableau périodique) constituant la famille des « Lanthanides », plus les éléments Scandium (Sc) et Yttrium (Y), forment un ensemble dénommé « terres rares », qui ne concerne en rien les technologies photovoltaïques actuelles « au silicium ».

²⁰ Edmond Becquerel, physicien français, 1820 - 1891

²¹ « Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière », mars 1905

²² Un premier tableau de classification des éléments (connus à l'époque) avait été fourni par Lavoisier en 1789

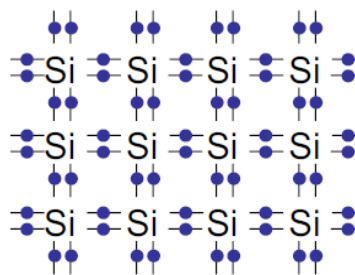
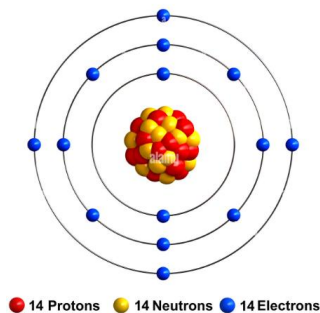


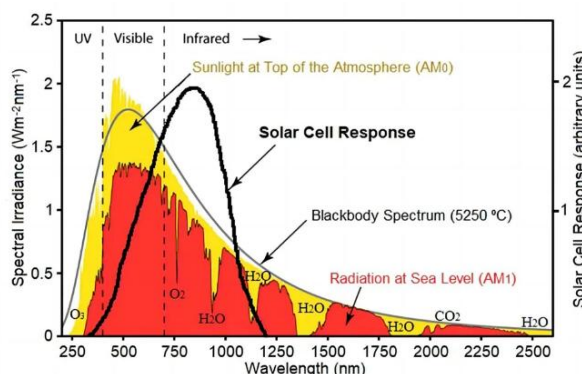
Figure D.2.2.2 atome de silicium : 4 électrons sur la couche externe Figure D.2.2.3 : cristal de silicium : électrons externes

D.2.3 : création de paires « électron – trou » par les photons lumineux

- Le rayonnement solaire est constitué d'ondes électro – magnétiques qui possèdent à la fois des propriétés des ondes et des particules : les photons, ou quantum d'énergie
- Les électrons, porteurs de charges négatives, occupent des « couches » autour des atomes, caractérisées par leurs niveaux d'énergie. Mais seuls certains niveaux d'énergie bien définis peuvent exister, les niveaux intermédiaires étant impossibles : les niveaux d'énergie des électrons ne peuvent pas augmenter progressivement, mais procèdent par « sauts quantiques » d'un niveau à l'autre (c'est la première découverte fondamentale de Einstein²³).
- Pour effectuer ce saut quantique, un électron peut accéder au niveau d'énergie supérieur, ou être « extrait » de l'atome, s'il absorbe une quantité d'énergie suffisante W_0 , dont la valeur minimale E_g appelée « gap » est caractéristique du matériau ; pour le Silicium, $E_g = 1,126$ eV (électron – volt²⁴).
- Cette énergie « de gap » peut être fournie par un photon de lumière qui vient « frapper » l'électron. L'énergie d'un photon, appelée « quantum » est proportionnelle à la fréquence ν de son onde, avec $\nu = C / \lambda$ (vitesse C / longueur d'onde λ)



Albert Einstein en 1905 (à 26 ans)



graphique D.2.3.2

- Ce photon lumineux communique son énergie à l'électron, qui se trouve alors éjecté de l'atome sous forme d'électron libre (de charge électrique négative) ; cela a pour conséquence de créer un manque d'électron, un « trou » sur la couche (7 électrons au lieu de 8), qui est assimilable à une charge positive (par absence de charge négative). Ce phénomène a finalement créé une paire « électron – trou »²⁵, qui peut permettre l'établissement d'un courant électrique (figure D.2.3.1)

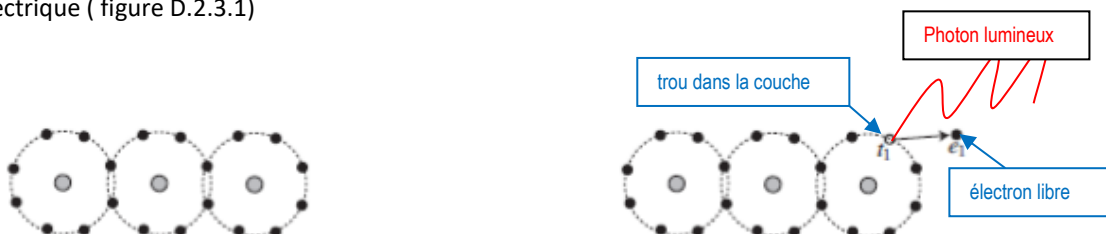


Figure D.2.3.1 : Cristal au repos : charge électrique neutre devient libre

un photon fournit son énergie à un électron, qui est éjecté et Un « trou » positif remplace l'électron

²³ C'est pour cette découverte qu'il a obtenu le prix Nobel en 1921 (pas pour la relativité...)

²⁴ Electron – volt : unité d'énergie en physique atomique ; $1\text{eV} = 1,602 \cdot 10^{-19}$ Joule

²⁵ Paire électron – trou : paire constituée d'un électron (charge négative) et d'un « trou »

Calcul de la longueur d'onde maximale de lumière pour le Silicium, correspondant au gap du Silicium $E_g = 1,126 \text{ eV}$:

un quantum de lumière est mesuré par son énergie $E = h * \nu = h * C / \lambda$, avec :

E en Joules (ou en électron - volt),

h : constante de Planck = $6,626 * 10^{-34}$ Joules-seconde = $4,136 * 10^{-15}$ eV- seconde (électron – volt – seconde)

C : vitesse de la lumière = $3 * 10^8$ mètres/seconde

λ : longueur d'onde, en mètres

- longueur d'onde λ maximale pouvant extraire un électron du Silicium :
- $\lambda \leq h * C / 1,126 = 4,136 * 10^{-15} * 3 * 10^8 / 1,126$
- $\lambda \leq 11,02 * 10^{-7} \leq 1102 * 10^{-9}$ mètres = 1102 nanomètres

Seuls les rayons solaires de longueur d'onde inférieure à 1102 nm pourront arracher des électrons au Silicium, pour être convertis en courant électrique (cf graphique D.2.3.2, courbe noire) ; toutes les longueurs d'onde supérieures à 1102 nm (à droite du graphique) ne produiront que de la chaleur, pas d'électricité...

Nb : un autre phénomène (non décrit ici) interdit la conversion des longueurs d'onde inférieures à 350 nm (à gauche du graphique D.2.3.2).

- Mais le Silicium seul ne permet pas la création d'un courant électrique, car les paires « électron – trou » sont trop peu nombreuses. Il est nécessaire de provoquer des déséquilibres permanents de charges électriques, sous forme d'un grand nombre de paires « électron – trou »
- Pour y parvenir, les fabricants de semi – conducteurs doivent « doper » le silicium

D.2.4 : dopage et performances du Silicium

- Les fabricants de semi – conducteurs modifient le cristal de silicium en 2 parties :
 - En introduisant dans une partie du cristal des atomes de Bore²⁶ (cf figure D.2.4 - a) , dont la couche de valence ne comprend que 3 électrons ; le déficit d'électrons dans cette partie crée un déséquilibre électronique positif du cristal, qui devient « dopé P »
 - En introduisant dans l'autre partie du cristal des atomes de Phosphore²⁷ (cf figure D.2.4 - b) , dont la couche de valence comprend 5 électrons ; l'excès d'électrons dans cette partie crée un déséquilibre électronique négatif du cristal, qui devient « dopé N »

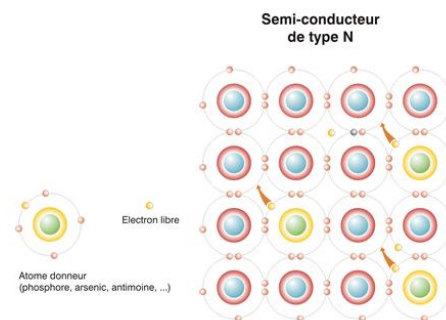
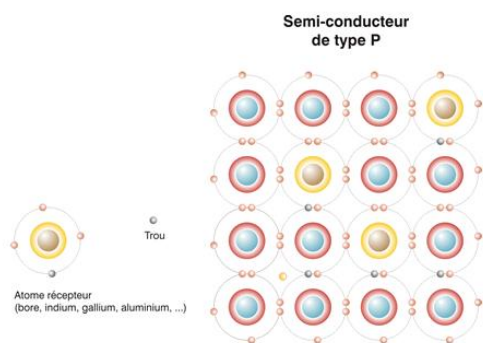


Figure D.2.4 – a : dopage par atomes de bore

figure D.2.4 – b : dopage par atome de phosphore

- La jonction des deux parties ainsi dopées est appelée « jonction P-N » (figure D.2.4 – c), massivement utilisée dans la production des composants électroniques actifs (transistors, diodes, circuits intégrés, lampes LED, cellules PV...) : les processeurs des ordinateurs et téléphones actuels contiennent des milliers, souvent des millions de jonctions P-N et surtout N-P-N.

²⁶ D'autres atomes que le Bore, ayant 3 électrons sur la couche externe, peuvent convenir : Gallium, Indium

²⁷ D'autres atomes que le Phosphore, ayant 5 électrons sur la couche externe, peuvent convenir : Arsenic, Antimoine

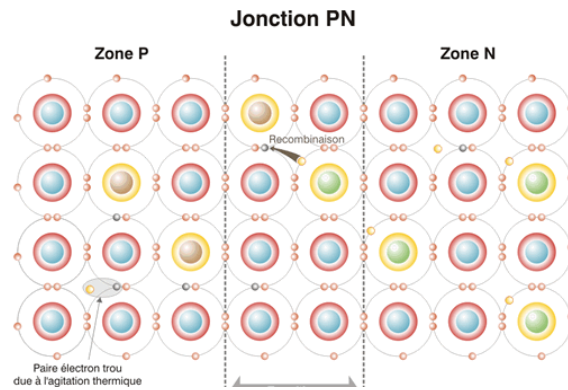
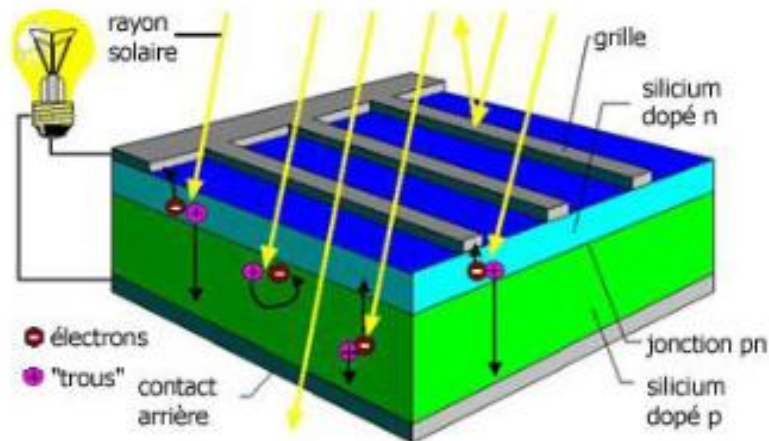


figure D.2.4 – c : jonction P-N

- Le taux de dopage est compris entre 10^{-6} et 10^{-7} , ce qui signifie que les atomes dopeurs (Phosphore, Bore, etc..) ne représentent que 1 à 10 millièmes des atomes du Silicium. Malgré cette faible proportion, le déséquilibre des charges électroniques (le nombre de paires électron – trou) est suffisant pour créer un courant électrique, dès que les photons lumineux ont une énergie et une intensité suffisante pour éjecter des électrons de leur couche d'origine
- Le courant électrique créé est continu ; il doit être ensuite transformé en courant alternatif par un onduleur.
- L'efficacité, le rendement de la transformation de la lumière en électricité (courant continu) se situe entre 18 % et 23 % pour des panneaux PV cristallins actuels au Silicium. Le reste de l'énergie solaire (soit 77 à 81%) est perdu, transformé en chaleur dans le cristal de Silicium au cours de divers processus complexes qui ne sont pas exposés ici.





Si vous souhaitez **plus de renseignements sur la rénovation énergétique et les énergies renouvelables,**

Les conseiller(e)s de la Maison de l'Habitat et de l'Énergie répondent à vos questions et vous accompagnent dans vos projets

05 56 61 20 75



www.siphem.fr