



# **Formation Energies Renouvelables**

## **Syllabus de formation Installateurs**

### **Systemes Photovoltaïques Installations $\leq$ à 10kVA**

#### **Module 3 - Introduction à la technologie du photovoltaïque**

**Version 3 – Novembre 2021**



*La rédaction du présent volume relève d'un partenariat entre les Centres de Compétence de Liège et de Mons (CEFORTEC et FOREM ENVIRONNEMENT).  
La structure de la table des matières a été imposée par les trois régions du pays.*



# Table des matières

<b>OBJECTIFS DU PRESENT VOLUME .....</b>	<b>5</b>
<b>GLOSSAIRE .....</b>	<b>6</b>
<b>SOURCES .....</b>	<b>6</b>
<b>1 GENERALITES .....</b>	<b>7</b>
1.1. LE SOLEIL ET LA PUISSANCE D'ENSOLEILLEMENT .....	7
1.2. LE RAYONNEMENT SOLAIRE .....	8
1.2.1. <i>Le rayonnement direct</i> .....	8
1.2.2. <i>Le rayonnement diffus</i> .....	8
1.2.3. <i>Le rayonnement réfléchi</i> .....	8
1.3. HISTORIQUE DU PHOTOVOLTAÏQUE .....	8
1.4. LE GISEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE .....	9
1.4.1. <i>La situation en Belgique – 4,8 GWc installés début 2019, soit 423 Wc par habitant</i> .....	9
<b>2. LES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES.....</b>	<b>11</b>
2.1. LA FABRICATION DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES A BASE DE SI CRISTALLIN .....	11
2.2. LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.....	12
2.2.1. <i>Le type de courant</i> .....	12
2.2.2. <i>La jonction PN – dopage des semi-conducteurs</i> .....	12
2.3. LES TYPES DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES .....	14
2.3.1. <i>Les couches minces</i> .....	14
2.3.2. <i>Les cellules en silicium monocristallin</i> .....	15
2.3.3. <i>Les cellules en silicium polycristallin</i> .....	15
2.3.5. <i>Les collecteurs</i> .....	16
2.3.6. <i>Le rendement des cellules photovoltaïques</i> .....	16
2.3.7. <i>L'influence de la température et de l'irradiation sur le rendement</i> .....	17
<b>3. LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....</b>	<b>19</b>
3.1. L'ASSEMBLAGE DES CELLULES.....	19
3.2. LA FABRICATION D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE.....	20
3.3. LES DIFFERENTS TYPES DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	20
3.3.1. <i>Les modules verre - tedlar</i> .....	20
3.3.2. <i>Les modules verre -verre</i> .....	21
3.3.3. <i>Les modules « couche mince » - montage souple</i> .....	21
3.3.4. <i>Les modules « couche mince » - montage rigide</i> .....	22
3.3.5. <i>Les ardoises et tuiles solaires</i> .....	22
3.3.6. <i>Les technologies « tandem »</i> .....	22
3.4. LE RENDEMENT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	26
3.5. MONTAGES SERIE ET PARALLELE POUR PARVENIR A LA TENSION ET A L'INTENSITE DESIREES .....	26
3.6. LA PROTECTION DES MODULES – LA DIODE DE BY-PASS .....	27
<b>4. LES DIFFERENTS TYPES D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES.....</b>	<b>28</b>
4.1. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTEES AU RESEAU .....	28
4.1.1. <i>Généralité</i> .....	28
4.1.2. <i>Le choix de la taille de l'installation</i> .....	28
4.1.3. <i>La durée de vie des modules photovoltaïques</i> .....	29
4.2. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES AVEC STOCKAGE D'ENERGIE. ....	29
4.3. LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES (ILOTAGE) .....	30
4.3.1. <i>Généralités</i> .....	30
4.3.2. <i>Les limites de ce type d'installation</i> .....	30
4.4. LES DIFFERENTS TYPES DE POSE .....	31
4.4.1. <i>Pose sur toitures plates</i> .....	31
4.4.2. <i>Pose sur toitures inclinées</i> .....	32
4.4.3. <i>Pose en brises soleil</i> .....	33

---

4.4.4.	<i>Pose sur façades - parois verticales</i> .....	33
4.4.5.	<i>Pose en verrières</i> .....	34
4.4.6.	<i>Pose sur sol</i> .....	34
4.4.7.	<i>Le suiveur solaire</i> .....	34
4.5.	LE WATT-CRETE (Wc) ET L'ÉNERGIE PRODUITE.....	35
4.6.	LES CONDITIONS DE PLACEMENT.....	37
4.6.1.	<i>Le choix judicieux de l'emplacement</i> .....	37
4.6.2.	<i>L'orientation des modules photovoltaïques</i> .....	37
4.6.3.	<i>L'inclinaison des modules photovoltaïques</i> .....	38
4.6.4.	<i>Le facteur de correction</i> .....	39
4.6.5.	<i>L'influence de la neige sur la production</i> .....	40
4.7.	LE COURANT DE COURT-CIRCUIT ET LA TENSION A VIDE .....	41
4.8.	LE CALCUL DES TENSIONS EN FONCTION DE LA TEMPERATURE .....	44
4.8.1.	<i>Généralités</i> .....	44
4.8.2.	<i>Mesures pratiques</i> .....	45
4.8.3.	<i>Mesures en corrélation avec les valeurs affichées des onduleurs</i> .....	45
<b>ANNEXES</b>	.....	<b>47</b>

## **Objectifs du présent volume**

Ce volume se veut une large introduction au photovoltaïque. Nous aborderons les bases de la technologie photovoltaïque, nécessaires à la compréhension du dimensionnement d'une installation qui sera vue dans le volume 3.

Le présent volume abordera le mode de fabrication des cellules et des modules ainsi que le principe de fonctionnement de ces mêmes cellules. Les différents facteurs influençant la production et les différents modes de pose seront également présentés dans ce chapitre.

## Glossaire

- **PV** : photovoltaïque
- **UE** : Union Européenne
- **Wc / Wp** : watt-crête ou watt-peak
- **MWh / GWh** : Méga Watt heure / Giga Watt heure
- **Si** : silicium
- **CIS** : cuivre – indium – sélénium
- **CDTe** : tellure de cadmium
- **CIGS** : cuivre – indium – gallium - sélénium
- **Jonction PN** : jonction positive / négative
- **STC** : Standard Test Conditions
- **EVA** : éthylène vinyl acétate
- **PVB** : polyvinyl butyral
- **MPP** : maximal power point (point de puissance maximum)
- **DC / AC** : courant continu / courant alternatif
- **NOCT** : Nominal Operating Cell Temperature
- **FF** : Fill Factor (ou facteur de forme)
- **a-Si** : Silicium amorphe
- **μc-Si** : Silicium microcristallin
- **Nm<sup>3</sup>** : Normal mètre cube
- **GRD** : Gestionnaire de réseau de distribution

## Sources

- « *Le photovoltaïque pour tous – Conception et réalisation d’installations* »  
Observ’ER (Paris 2006)
- *Statistiques de production du photovoltaïque* – APERE
- Fiche technique module photovoltaïque – ISSOL
- Fiche technique module photovoltaïque – SCHOTT SOLAR
- Fiche technique module photovoltaïque - SUNPOWER
- Fiche de simulation solaire – DROBEN
- Certificat de conformité – TÜV GmbH
- Extraits de fiches techniques d’onduleurs - SMA / STECA

## 1 Généralités

### 1.1. Le soleil et la puissance d'ensoleillement

Le soleil est une étoile située à +/- 150 000 000 km de la terre. Il nous envoie de l'énergie sous forme de rayons lumineux.

L'énergie ainsi produite est beaucoup plus importante que ce que nous pouvons consommer. Même avec notre grand besoin énergétique, le soleil fournit en permanence 10.000 fois la consommation de l'humanité entière.



Fig. 3-1 : Le potentiel solaire mondial

C'est ainsi que pour couvrir la totalité des besoins mondiaux en électricité, une surface de 145.000 km<sup>2</sup> de modules PV dans les conditions européennes d'ensoleillement serait suffisante. Celle-ci correspond à un carré de 380 kms de côté, soit 1,5% de la superficie de l'UE.

La puissance du rayonnement solaire à l'entrée de l'atmosphère est de l'ordre de 1 360 W/m<sup>2</sup> (mesure réalisée sur un plan perpendiculaire aux rayons). Ces rayons lumineux perdent de leur puissance par absorption et diffusion suite à la traversée de l'atmosphère. En arrivant au niveau du sol, l'irradiation a une puissance maximale de 1 000 W/m<sup>2</sup> dans des conditions optimales.

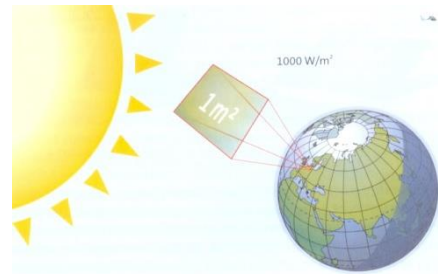


Fig. 3-2 : L'irradiation solaire

Comme le montre la figure ci-contre, les conditions atmosphériques ainsi que la qualité de l'atmosphère (brouillards, nuage, poussières, gaz,...) font varier la valeur de la puissance d'irradiation solaire.

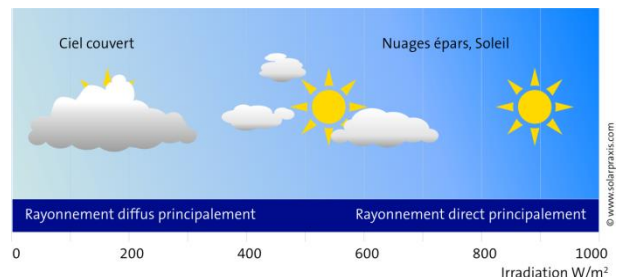


Fig. 3-3 : L'impact de l'ensoleillement

Si l'on tient compte de la répartition de cet ensoleillement sur l'année, chaque mètre carré au sol reçoit en moyenne une quantité d'énergie solaire égale à 1 000 kWh/an en Belgique. Cet apport énergétique n'est pas négligeable puisqu'il correspond à environ 100 litres de fuel ou 100 Nm<sup>3</sup> de gaz naturel. De quoi faire taire les détracteurs du solaire qui prétendent qu'il n'y a jamais de soleil en Belgique.

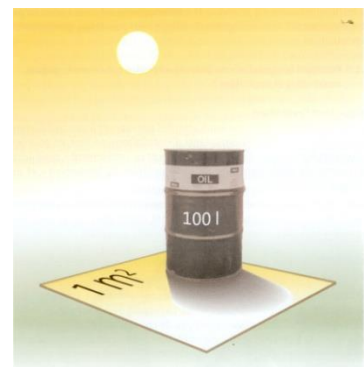


Fig. 3-4 : L'équivalence en combustible fossile

## 1.2. Le rayonnement solaire

Le rayonnement global que nous recevons sur terre est la somme de différents rayonnements (direct, diffus et réfléchis). Le schéma ci-joint stigmatise ces derniers.

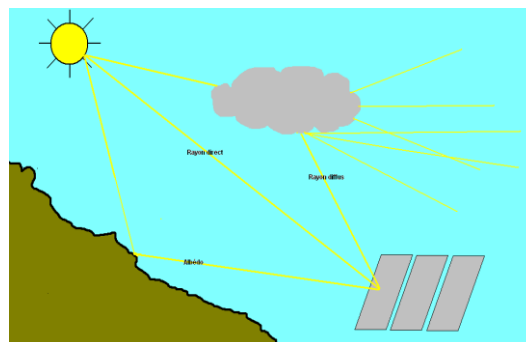


Fig. 3-5 : Les différents types de rayonnement

### 1.2.1. Le rayonnement direct

Il s'agit des rayons du soleil qui atteignent directement le sol sans subir de modifications de trajectoire. Les rayons restent parallèles.

### 1.2.2. Le rayonnement diffus

Il s'agit des rayons du soleil qui, en traversant l'atmosphère, rencontrent des obstacles tels que les nuages, les poussières. Ces obstacles ont pour effet de rediriger les rayons solaires parallèles en une multitude de faisceaux qui partent dans toutes les directions.

### 1.2.3. Le rayonnement réfléchi

Le rayonnement réfléchi est le résultat de la réflexion des rayons lumineux sur une surface réfléchissante. Cette réflexion, est appelée albédo et dépend de la nature de la surface réfléchissante. A titre d'exemple : albédo de la neige : 0,85 – albédo de l'asphalte : 0,15.

Il est donc important de tenir compte de la situation géographique de l'installation. Si en Belgique, la fraction solaire réfléchie est négligeable, elle l'est beaucoup moins dans des régions montagneuses et enneigées.

## 1.3. Historique du photovoltaïque

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par un physicien français, Antoine BECQUEREL, en 1839. Toutefois, il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène physique.

### Chronologie du photovoltaïque :

- 1839 : -Le physicien français BECQUEREL découvre l'effet photovoltaïque.
- 1954 : -Trois chercheurs américains (CHAPIN, PEARSON et PRINCE) mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- 1958 : -Une cellule avec un rendement de 9% est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- 1973 : -La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- 1983 : -La première voiture alimentée à l'énergie solaire photovoltaïque parcourt une distance de 4000 kms en Australie.

## 1.4. Le gisement du photovoltaïque

Les données ci-dessous sont reprises du site de l'APERe (Association pour la Promotion des Energies Renouvelables). Ces différents graphiques donnent un aperçu de la situation actuelle dans les trois régions et ce, sous deux angles :

- La puissance installée
- La production estimée

### 1.4.1. La situation en Belgique – 4,8 GWc installés début 2019, soit 423 Wc par habitant

Avec 544Wc installés en 2019, le parc photovoltaïque belge a dépassé le cap des 4,8 GWc. Cela représente une surface de panneaux de l'ordre de 35 km<sup>2</sup>, l'équivalent de 5 réacteurs nucléaires

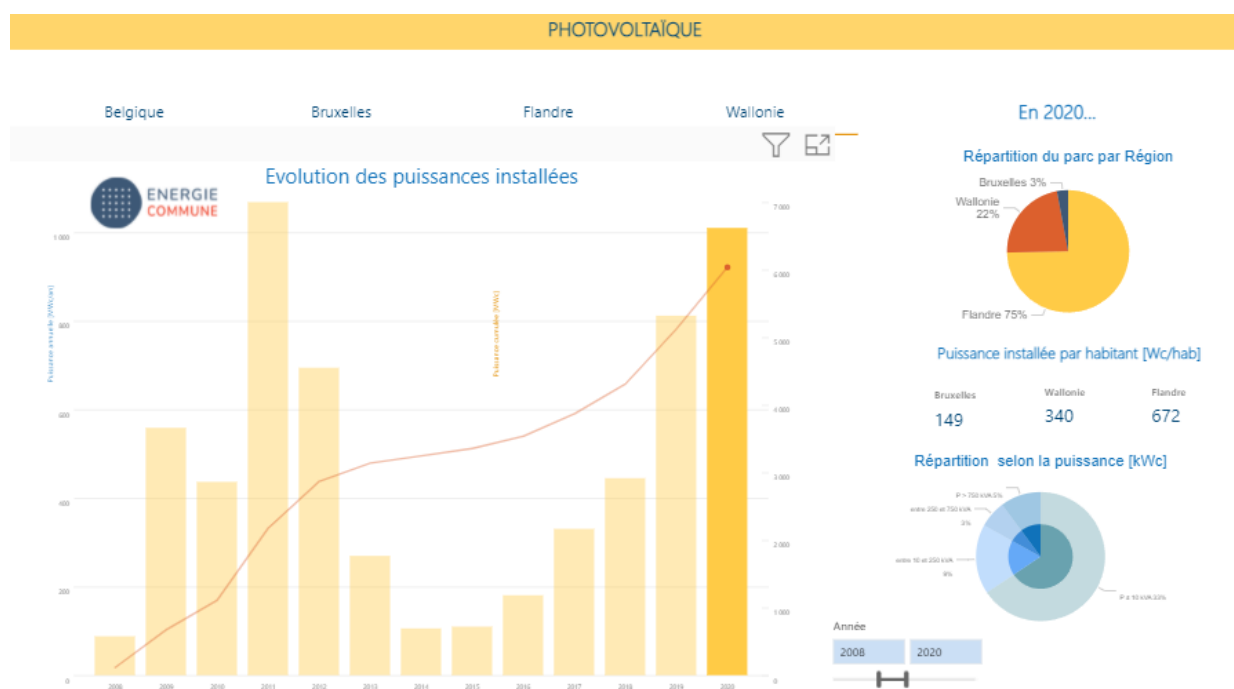


Fig. 3-6 : Les puissances PV installées en Belgique

Du point de vue de la **production** : 3.2 TWh ont été produits en 2017, soit **19% de la consommation électrique** résidentielle en Belgique, soit un peu moins de 4% de la consommation électrique totale.

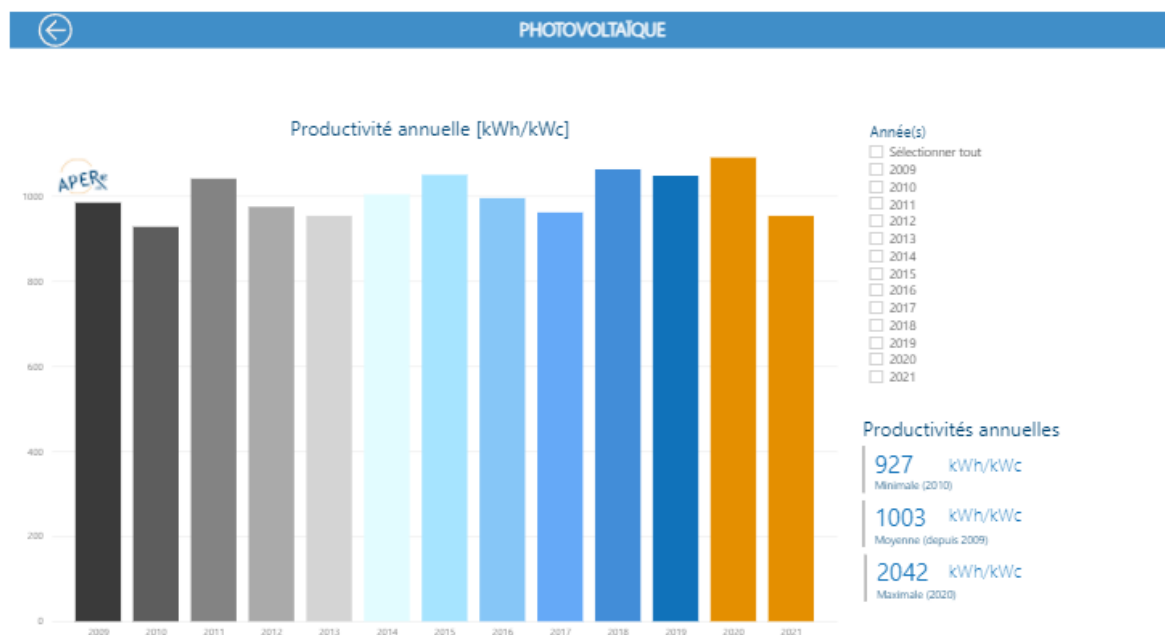


Fig. 3-7 Comparaison des productivités photovoltaïques annuelles en Belgique de 2009 à 2020. IPV installées orientation Sud-inclinaison 35°



Fig. 3-8 : La production annuelle PV par région et par catégorie de puissance en 2020

Les graphiques relatifs aux nombres d'installations photovoltaïques ainsi qu'à la production électrique issue du photovoltaïque dans les trois régions sont consultables sur le site de l'APERe – [www.apere.org](http://www.apere.org).

## 2. Les cellules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé au spectre solaire, génère une tension électrique (appelée effet photovoltaïque). Le courant obtenu est un courant continu et la tension, faible, est inférieure à 1 volt.

Les cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium (Si), de sulfure de cadmium (CdS), de tellure de cadmium (CdTe) ou encore à base de CIS (Cuivre-Indium-Sélénium) ou de CIGS (Cuivre-Indium-Gallium-Sélénium). Elles se présentent sous la forme de fines plaques de 10 (pour les couches minces) à 200  $\mu\text{m}$  d'épaisseur (pour le silicium cristallin).

### 2.1. La fabrication des cellules photovoltaïques à base de Si cristallin

La matière première des cellules est le silicium. Ce dernier se retrouve en grande quantité dans le sable marin voire dans les blocs de quartz. A l'état brut, ce matériau est inexploitable et doit être purifié par procédé chimique pour atteindre un taux de pureté de plus de 99%. Par la suite, le silicium devra être dopé pour obtenir une jonction PN. Ce point sera évalué au 2.2.2. ci-après. Un schéma de fabrication des cellules se trouve en annexe 1.

Une fois constituées, les cellules sont testées par effet flash. Il s'agit de les soumettre, durant une fraction de seconde, à un flash de lumière se rapprochant le plus possible du spectre solaire et ce, dans des conditions standards de test (STC = Standard Test Conditions).

Ces conditions sont une puissance d'irradiation de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , une température cellule de  $25^\circ$  et un air-mass de 1,5. Les cellules ( $10\times 10\text{ cm}$ ), une fois contrôlées, donnent des valeurs de l'ordre de  $0,6\text{V} - 3,5\text{A} - 2,1\text{Wc}$  (pour une cellule en cristallin).

L'air mass correspond au rapport entre la distance parcourue (à travers l'atmosphère) par le rayonnement solaire pour atteindre le sol et la plus petite distance parcourue par ce même rayon (verticalité du lieu).

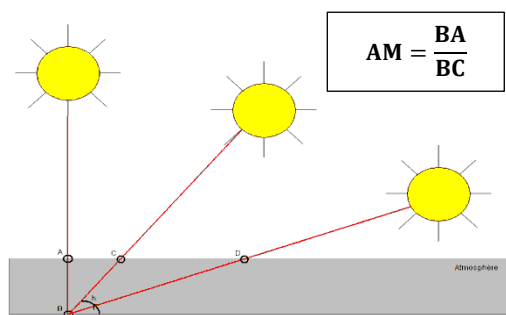


Fig. 3-9 : air-mass selon la position du soleil

A l'équateur, quand le soleil est au zénith, l'air mass = 1 ; au même endroit quelques heures plus tard, quand le soleil est redescendu et a atteint une hauteur de  $41,8^\circ$  par rapport à l'horizon, l'air mass à une valeur de 1,5. Plus tard encore, quand l'angle entre le soleil et l'horizon est de  $30^\circ$ , l'air mass atteint une valeur = 2.

Par convention,  $AM = 0$ , correspond au rayonnement solaire juste avant l'entrée dans l'atmosphère.

## 2.2. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

### 2.2.1. Le type de courant

Le courant circulant dans une cellule photovoltaïque est un courant continu. Afin d'être réinjecté sur le réseau, utilisé directement ou stocké en batteries (ilotage), ce courant devra être ondulé pour en faire un courant alternatif sinusoïdal 230V. Pour ce faire, on utilisera un onduleur. Ce matériel sera analysé plus loin dans ce cours.

La lumière du soleil se compose de photons contenant une énergie correspondant aux différentes longueurs d'onde du spectre solaire. Quand un photon heurte une cellule photovoltaïque, son énergie peut être transférée à un électron dans le matériau semi-conducteur de la cellule.

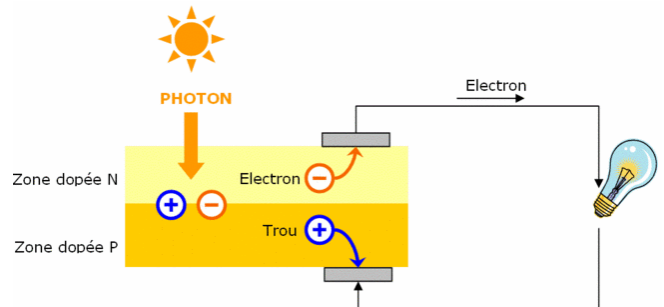


Fig. 3-10 : effet photovoltaïque

Avec cette énergie supplémentaire, l'électron peut alors s'échapper de sa position normale dans l'atome et créer un courant électrique.

Afin de favoriser un champ électrique permanent dans la cellule, les deux couches du semi-conducteur sont dopées de sorte que l'une conduise les charges négatives et l'autre, les charges positives.

Ce dopage, adjonction d'impuretés judicieusement choisies, permet la création de ce que l'on appelle dans le jargon du photovoltaïque : **la jonction PN** identique à une diode en électronique.

### 2.2.2. La jonction PN – dopage des semi-conducteurs

A l'état pur, l'excitation des électrons du silicium par des photons de la lumière n'engendrera aucun courant électrique. En effet, un électron de la couche de valence du silicium ainsi excité comblera le trou laissé par un autre électron excité d'un autre atome de silicium.

Autrement dit, les électrons libérés retrouveraient leur état initial en périphérie de l'atome. Cela ne libérerait que de l'énergie thermique mais aucune énergie électrique.

Le dopage du semi-conducteur a pour objectif d'améliorer la conductivité au sein du matériau. Le principe de dopage peut être illustré sur l'exemple ci-contre (exemple d'une cellule au silicium).

La couche supérieure est composée de silicium dopé par un élément chimique de valence supérieure à celle du silicium pur (càd possédant plus d'électrons que le silicium pur). On peut utiliser pour ce faire le **phosphore** (P). Le semi-conducteur ainsi obtenu possédera plus d'électrons et portera globalement une charge négative. Cette couche sera notée « type N » (pour négative).

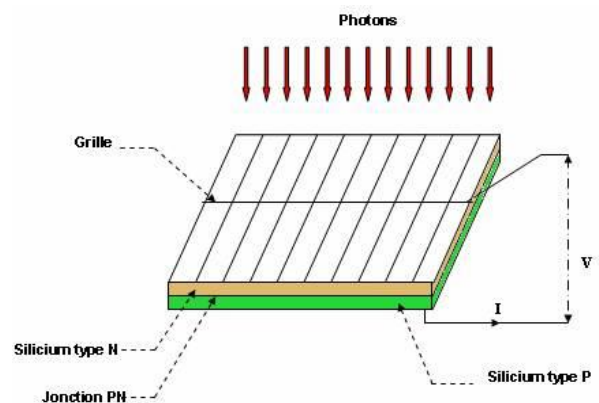


Fig. 3-11 : la jonction positive - négative

La couche inférieure est, quant à elle, composée de silicium dopé par un élément chimique de valence inférieure à celle du silicium pur (càd possédant moins d'électrons que le silicium pur). On peut utiliser à ces fins le **bore** (B). Le semi-conducteur ainsi obtenu possédera moins d'électrons et portera globalement une charge positive. Cette couche sera notée « type P » (pour positive).

Lorsqu'on effectue deux dopages différents (type N et type P) de part et d'autre de la cellule, il en résulte l'apparition d'une barrière de potentiel à la frontière des deux couches dopées. L'épaisseur de cette barrière de potentiel dépend de la quantité d'impuretés introduite.

Sous l'effet des photons, les électrons de la couche de valence du silicium sont excités et libérés tant dans la couche dopée N que dans la couche dopée P. Ces électrons peuvent se déplacer dans l'ensemble de la matière.

La barrière de potentiel, créée par le dopage, ne permet aux électrons que de circuler dans une seule direction à savoir de la couche N vers la couche P. Il en résulte une accumulation d'électrons dans la couche P et une déficience d'électrons dans la couche N. En plaçant un consommateur, les électrons, accumulés dans la couche N, peuvent retrouver leur place dans la couche P. C'est ce déplacement d'électrons qui crée un courant électrique.

Les « impuretés » que sont le phosphore et le bore présentent le meilleur rapport qualité / prix mais ne sont pas les éléments chimiques assurant la meilleure performance. Des cellules à base de tellure de cadmium (CdTe) présentent une performance accrue.

## 2.3. Les types de cellules photovoltaïques

### 2.3.1. Les couches minces

#### a. Le silicium amorphe

Le silicium n'est pas cristallisé ; la cellule est de couleur gris foncé. Le matériau semi-conducteur actif est, contrairement aux cellules cristallines, considérablement plus fin. Le procédé de fabrication consiste à vaporiser le silicium sur un matériau support (le verre par exemple).

C'est la cellule que l'on retrouve couramment dans les calculatrices et les montres dites solaires.

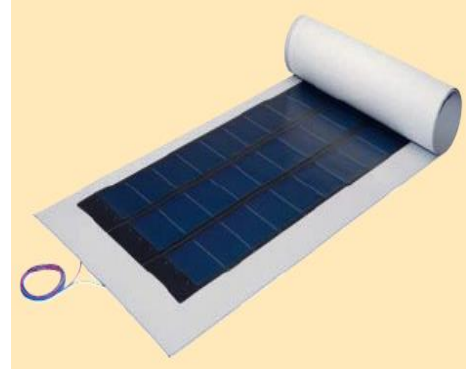


Fig. 3-12 : les couches minces

Il existe d'autres types de cellules en couches minces, fabriquées à partir d'autres semi-conducteurs tels que le tellure de cadmium (CdTe) et des alliages de cuivre, d'indium et de sélénium (CIS) ou cuivre, indium, gallium et sélénium (CIGS).

Les modules au CdTe atteignent un rendement de l'ordre de 15,8 % en laboratoire. Cependant la mise en production de ces capteurs reste encore problématique. Pour cette technologie, la toxicité du cadmium reste un problème de la fabrication. En laboratoire, les modules CIS atteignent un rendement de l'ordre de 17% alors que le rendement des produits commercialisés à peine 9%.

#### AVANTAGES :

- Sensibilité accrue aux rayonnements diffus.
- Moins sensible à l'ombrage dû à la forme longitudinale des cellules.
- Moins de matériaux de base → moins chères que les cellules mono- ou polycristallines.
- Moins sensibles aux températures élevées que les cellules mono- et polycristallines.
- Permet la fabrication de panneaux souples.
- Moins polluantes à la fabrication.

#### POINTS DE VIGILANCE :

- Surface plus importante pour une même production.
- Performance diminuant sensiblement avec le temps.
- Pic de puissance en début de vie avant stabilisation.

#### b. Le silicium multi-jonctions

Les cellules multi-jonctions sont des cellules dans lesquelles sont superposées plusieurs couches de silicium amorphe avec des propriétés différentes. Grâce à cette technologie, les cellules sont capables de capter un plus large spectre lumineux ce qui permet d'augmenter leur rendement. Ce type de cellule atteint un rendement de l'ordre de 7 à 9 % alors qu'une simple jonction arrive à un rendement de +/- 6%. Le **record revient à un labo américain** ayant développé une cellule avec un **rendement de 47,1 %** ; non destiné à approvisionner le marché.

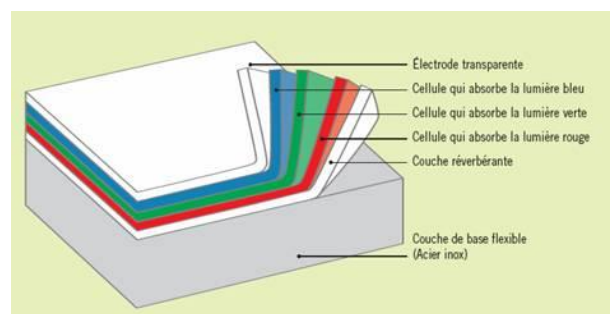


Fig. 3-13 : le multicouches

### 2.3.2. Les cellules en silicium monocristallin

Le silicium fondu se refroidit de manière contrôlée en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe alors le cristal en fines tranches, appelées « wafers » qui donneront, après dopage et traitement de surface (couche antireflets), les cellules. Ces dernières sont généralement d'un bleu uniforme.

#### AVANTAGES

- Bon rendement de l'ordre de 210- 220 Wc/m<sup>2</sup> dans les conditions STC.
- Sensibilité accrue aux rayonnements directs

#### POINTS DE VIGILANCES

- Coût relativement élevé.

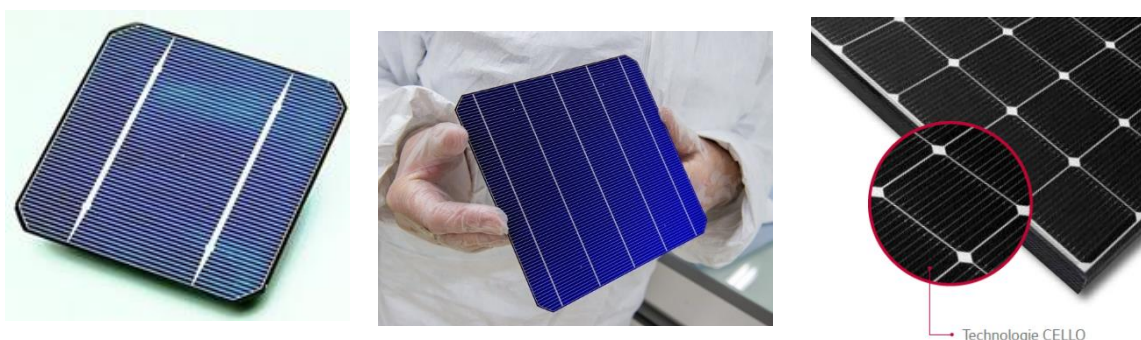


Fig. 3-14 : cellules monocristallines – 2, 5 voire 12 bus-bars

### 2.3.3. Les cellules en silicium polycristallin

Le refroidissement du silicium se fait de manière incontrôlée. Il se forme des cristaux s'orientant de manière irrégulière dans la matière. Ces cellules présentent ainsi des motifs générés par les différents cristaux de type marbrure ou encore effet fleuré.

#### AVANTAGES

- Meilleure absorption ; réflexion moindre.
- Rendement de l'ordre de 190 Wc/m<sup>2</sup> dans les conditions STC.
- Moins cher que le monocristallin.
- Sensibilité accrue aux rayonnements directs

#### POINT DE VIGILANCE

- Sensibilité accrue à la température.



Fig. 3-15 : cellule polycristalline

### 2.3.4. Les cellules n-PERT & p\_PERC

Il s'agit de cellules monocristallines mais dans ce cas, les fabricants ne travaillent plus sur la taille de la cellule mais plus sur le façonnage de cette dernière.

L'efficacité des cellules est accrue grâce à des bains que subissent ces dernières lors de leurs fabrications.

Il s'agit donc bien d'une évolution de la technologie monocristalline qui permet le gain de quelques dixièmes de pourcent de rendement.

### 2.3.5. Les collecteurs

Il s'agit, d'une part, de fins fils métalliques apposés sur la face supérieure de la cellule et formant ce que l'on appelle communément le « grid » (grillage en français). Ces derniers servent aux déplacements des électrons vers, d'autre part, des collecteurs principaux qui font la liaison entre l'une des faces de la cellule (face négative) et la face opposée de la cellule suivante (face positive).

Les premières générations de cellules comptaient 2 voire 3 collecteurs ; l'évolution a porté ce nombre à 9 aujourd'hui voire 12.

En augmentant ce nombre de busbar, les électrons voyageant au sein de la cellule, ont moins de déplacement à faire, leur migration est facilitée augmentant ainsi quelque peu le rendement de la cellule.

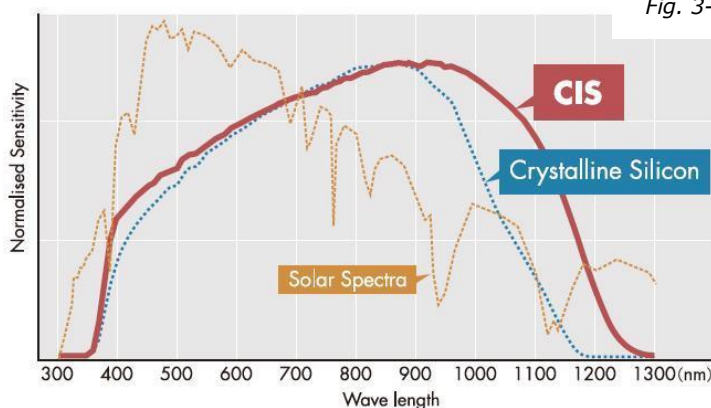
### 2.3.6. Le rendement des cellules photovoltaïques

Il s'agit du rapport entre l'énergie électrique produite par une cellule et l'énergie lumineuse, transmise par les photons, et reçue à la surface de cette même cellule. Si tous les photons, issus du spectre de la lumière solaire, pouvaient transférer leur énergie aux électrons du semi-conducteur, le rendement d'une cellule photovoltaïque avoisinerait les 85%.

Malheureusement, le transfert d'énergie ne peut se faire que selon la bande d'énergie du semi-conducteur. Cela signifie que les photons possédant une énergie inférieure à cette valeur « standard » ne pourront participer à l'effet photovoltaïque ; cette énergie sera convertie en chaleur et perdue. Dans la même logique, les photons possédant plus d'énergie que cette valeur « standard » ne pourront transmettre que l'énergie propre du semi-conducteur ; l'excédent étant également perdu sous forme de chaleur.

La limitation de l'énergie ainsi transmise a pour effet de réduire considérablement le rendement des cellules. Sur le graphique ci-contre, on voit clairement que les technologies cristallines et CIS absorbent les longueurs d'onde comprises entre 400 et 1200 nm. Parallèlement, le spectre solaire est essentiellement composé de longueurs d'ondes proches des 500 nm.

Fig. 3-16 : graphique des longueurs d'ondes



Si on superpose ces trois courbes, on voit aisément qu'entre 400 et 650 nm, les technologies photovoltaïques ne pourront absorber la totalité de l'énergie lumineuse ; l'excédent était converti en chaleur. Entre 650 et 1200 nm, les technologies photovoltaïques sont capables d'absorber une énergie supérieure à celle disponible.

Le tableau ci-dessous reprend des valeurs de rendement pour les différents types de cellules précitées (données 2021)

Technologie	Rendement typique (%)	Rendement théorique (%)
Monocristallin	21 à 22	24
Polycristallin	19	22
Amorphe	6 à 9	12,7

### 2.3.7. L'influence de la température et de l'irradiation sur le rendement

#### a. L'influence de la température

Le rendement d'une cellule est également influencé grandement par la température. Chaque degré de réchauffement occasionne une perte de rendement de l'ordre de 0,5% (par rapport au rendement maximum de la cellule considérée).

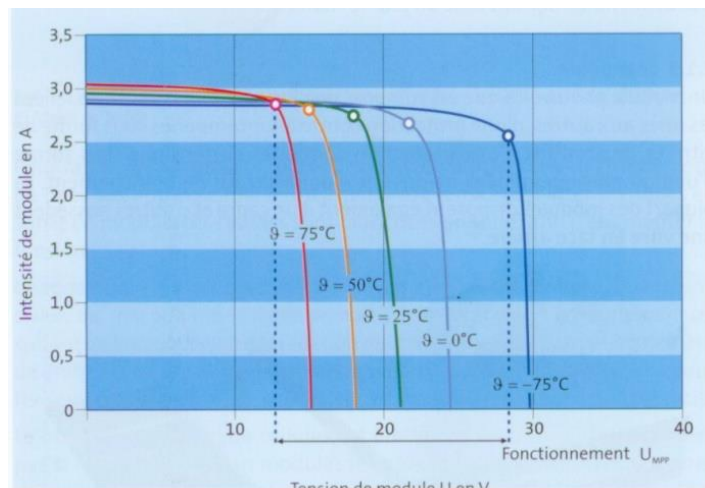


Fig. 3-17 : influence de la température sur la tension

L'influence de la température se répercute sur la tension aux bornes de la cellule, et de facto, aux bornes d'un module. La courbe ci-contre montre l'influence de la température sur la tension aux bornes d'une cellule / d'un module photovoltaïque.

L'influence de la température doit attirer l'attention de l'installateur sur l'importance de la ventilation arrière d'un module. Il n'est pas exclu d'intégrer un module en toiture mais il est impératif de veiller à ce que l'espace à l'arrière soit suffisamment ventilé et refroidi (comble à l'abri du gel ou mansardes aménagées).

**b. L'influence de la luminosité**

L'irradiation maximale par mètre carré de surface est de 1000 W. Cette valeur dépend essentiellement du degré d'éclairement et donc des conditions climatiques. La luminosité influence l'intensité du courant circulant dans les modules. Le graphique ci-contre montre cette influence. Au plus la couverture nuageuse est importante, au plus l'intensité du courant sera faible. Pour des cellules silicium cristallin la tension varie essentiellement jusqu'à 200 W/m<sup>2</sup> d'irradiation ensuite elle ne varie plus guère que d'environ 10% jusqu'à 1000 W/m<sup>2</sup>

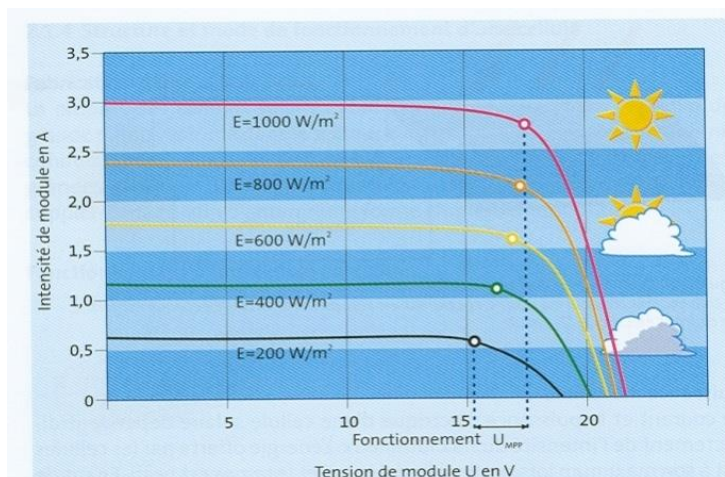


Fig. 3-18 1.: influence de l'irradiation sur le courant

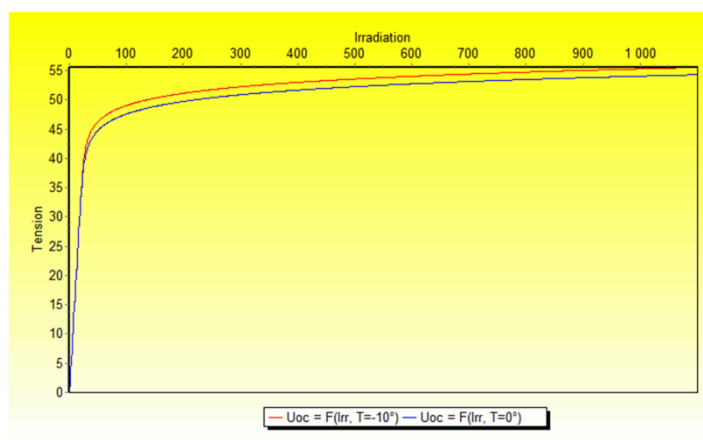


Fig. 3-18 2.: influence de l'irradiation sur la tension

### c. La courbe de puissance

Si l'on fait le produit de la tension  $U$  par le courant  $I$ , et ce dans les conditions parfaites d'ensoleillement, on obtient une courbe de puissance. Le sommet de cette courbe correspond au point de puissance maximum, point de fonctionnement optimal de l'installation photovoltaïque.

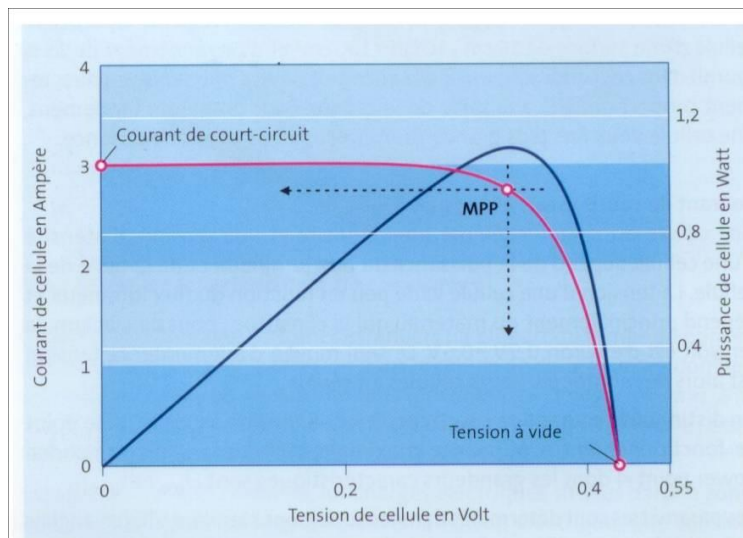


Fig. 3-19 : courbe de puissance en fonction de  $U$  et  $I$

## 3. Les modules photovoltaïques

### 3.1. L'assemblage des cellules

L'assemblage de plusieurs cellules en série est appelé un string (photo ci-contre). L'agencement de plusieurs strings entre eux forme le module.

Les cellules connectées en série doivent présenter les mêmes caractéristiques électriques pour assurer la circulation du même courant dans chacune d'entre-elles.

Le but de l'assemblage des cellules pour former un module est triple :

- Obtenir une tension suffisante exploitable grâce à la connexion en série des différentes cellules dont la tension est inférieure à 1 volt (varie selon la technologie) ;
- Protéger les cellules et leurs contacts métalliques contre les conditions ambiantes (surtout l'humidité) ;
- Protéger mécaniquement les cellules qui sont très fragiles.



Fig. 3-20 : string de cellules

### 3.2. La fabrication d'un module photovoltaïque

Différents composants entrent dans la composition des modules. La figure ci-dessous montre, en coupe, les éléments constitutifs d'un module photovoltaïque.

La surface exposée au soleil est généralement une plaque de verre extra claire pour favoriser la transmission de la lumière solaire. Pour maximaliser l'absorption de la lumière, certains verres sont recouverts d'une couche antireflet.

La face arrière du module est composée d'une seconde couche de verre ou de tedlar. Il s'agit d'un polymère présentant une excellente résistance aux UV et aux hautes températures. Le choix de ce matériau est justifié pour assurer la résistance du module aux efforts mécaniques (transport, résistance au vent, ...).

1. Cadre
2. Joint
3. Verre
4. EVA ou PVB
5. Cellule
6. Feuille de Tedlar

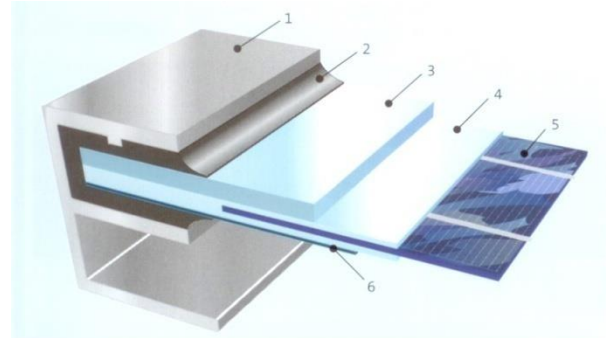


Fig. 3-21 : coupe d'un module photovoltaïque

Enfin, les cellules sont encapsulées entre deux couches d'EVA (Ethylène-Acétate de Vinyl), voire de PVB (PolyVinyl Butyral). Ces composants permettent de protéger la cellule contre les intempéries et l'humidité et, ainsi, éviter la corrosion. Ces cellules entrant dans la fabrication d'un module se doivent d'être issues d'un même lot de fabrication (mêmes caractéristiques électriques).

L'avantage de l'emploi du PVB par rapport à l'EVA est sa plus grande translucidité, engendrant moins de perte par absorption à sa surface.

### 3.3. Les différents types de modules photovoltaïques

On rencontre sur le marché 6 grandes familles de modules reprises ci-dessous.

#### 3.3.1. Les modules verre - tedlar

Il s'agit des modules les plus couramment rencontrés pour le montage sur toitures inclinées (rapportés ou intégrés) voire montés sur des structures métalliques posées sur plate-forme. L'élément semi-conducteur est entouré d'un cadre lui assurant une rigidité mécanique.

### 3.3.2. Les modules verre -verre

Dans ce type de module, les cellules sont posées sur un fond translucide : le verre. L'avantage indéniable est de permettre aux rayons du soleil de passer entre les cellules et d'éclairer naturellement un local.

Ce type de module se rencontre, par exemple, sur le toit des vérandas ou sur les verrières de halls d'entrée des entreprises.



Fig. 3-22 : module photovoltaïque verre / verre

### 3.3.3. Les modules « couche mince » - montage souple

Dans ce type de module, la surface orientée vers le soleil n'est plus le verre mais, par exemple, une couche de téflon translucide sur un support souple.

Le « module » se présente sous la forme de rouleau pouvant être déployé sur une toiture plate et, en plus assurer l'étanchéité de la toiture.

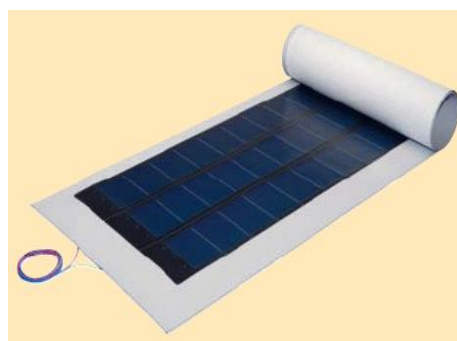


Fig. 3-23 : couche mince sur support souple

### 3.3.4. Les modules « couche mince » - montage rigide

Il s'agit de la technologie type CIS ou CGIS. La technique consiste à déposer un matériau semi-conducteur à base de cuivre, de gallium, d'indium et sélénium sur un support. Une inquiétude cependant : les ressources en matières premières. Ces nouvelles techniques utilisent des métaux rares comme l'indium dont la production mondiale est de 25 tonnes par an et le prix élevé au kg.

Bien que les quantités de ces matières premières nécessaires à la fabrication des cellules solaires soient infinitésimales, un développement massif mondial des panneaux solaires photovoltaïques en couches minces sans silicium ne manquerait pas de se heurter à cette disponibilité physique limitée.



Fig. 3-24 : couche mince sur support rigide

### 3.3.5. Les ardoises et tuiles solaires

Il s'agit de cellules mono- ou polycristallines en capsulées pour prendre la forme d'ardoises ou de tuiles. L'avantage est incontestablement le côté esthétique puisque ces modules peuvent parfaitement s'intégrer en toiture aux côtés des tuiles et ardoises dont ils ont les mêmes dimensions.

Toutefois, la ventilation de tels systèmes reste problématique. Quand on connaît l'influence de la température sur la production des modules photovoltaïques (voir courbes ci-avant), il y a lieu d'être vigilant.

Enfin, en ce qui concerne les tuiles solaires (et dans une moindre mesure les ardoises), chaque élément présentent ses fiches de connexion. Le montage est donc plus complexe. Ce système est toutefois modulable. En effet, il est possible de varier la capacité de puissance voulue en augmentant ou en réduisant le nombre de tuiles ou d'ardoises (cfr. annexe 2).

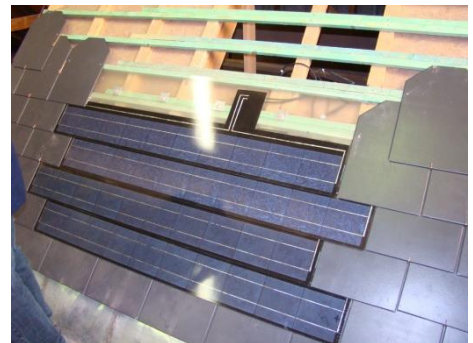


Fig. 3-25 : ardoises solaires

### 3.3.6. Les technologies « tandem »

Il s'agit d'un empilement monolithique de cellules simples de technologie différente (combinaison de couche mince de silicium amorphe sur silicium cristallin par exemple). Ces deux technologies absorbent dans des domaines spectraux se chevauchant. On améliore ainsi le rendement théorique par rapport à des cellules simples distinctes, qu'elles soient amorphes ou cristallines.

Malgré la sensibilité accrue sur une large plage de longueur d'onde, le coût élevé d'une telle technologie reste un inconvénient majeur.

### 3.3.7. Les modules à demi-cellules et 1/3 de cellules (half cut et third cut)

La différence ne réside pas tant dans la technologie ; cette dernière équivaut à celle des cellules mono-cristallines. Cette différence réside dans le couplage des cellules ; la tension reste identique à une cellule classique dès lors qu'elle est liée au semi-conducteur proprement dit. Par contre, le courant est réduit de moitié ce qui réduit les pertes résistives et améliorant ainsi la performance globale.

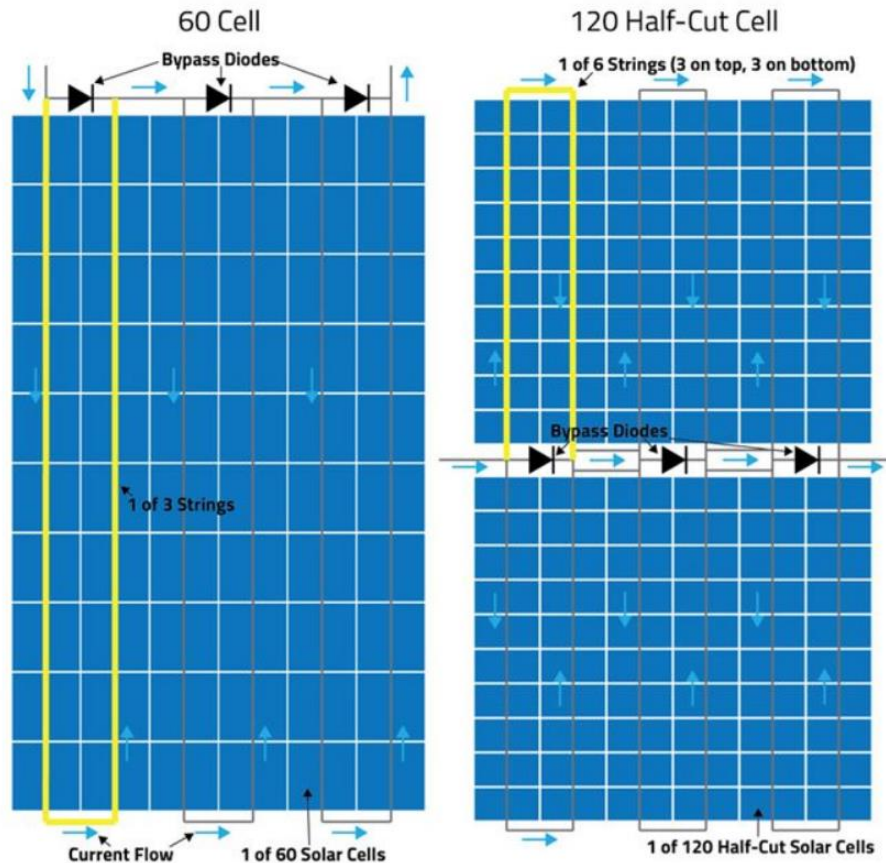


Fig. 3-25b : demi-cellules

Comment cela fonctionne-t-il ?

Pour rappel, l'ajout de cellules dans une chaîne (série) accumule de la tension et non du courant ; l'ajout d'une deuxième chaîne de cellules (en parallèle) accumule du courant et non de la tension.

Si les 120 demi-cellules coupées étaient câblées dans une chaîne (toutes en série), nous aurions deux fois la tension et la moitié du courant d'un panneau classique.

Pour résoudre ce problème, les fabricants ont repensé la disposition des cellules afin que deux chaînes de 60 demi-cellules soient assemblées en parallèle. Le résultat global est assez intelligent : la tension et le courant qui en sortent sont identiques à ceux d'un panneau standard à 60 cellules, mais le courant interne est divisé par deux.

AVANTAGE :

- Meilleure gestion de l'ombrage (\*\*)
- Augmentation d'efficacité de 1.5 à 3%
- Moins de perte résistive

### 3.3.8 Les modules photovoltaïques bifaciaux

Cette technologie n'est pas entièrement nouvelle puisque les premières recherches, en Australie, remontent aux années '80. La volonté d'optimiser la couche anti-reflets, d'affiner les contacts électriques font que ce type de modules n'arrivent sur le marché que récemment.

Ces modules bifaciaux présentent de nombreux avantages sur leurs confrères. Le premier est indéniablement la possibilité de produire de l'électricité sur les deux faces du module, accroissant la quantité totale d'énergie produite.

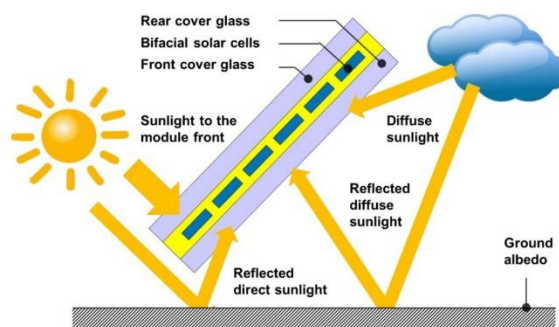


Fig. 3-26 : Principe de la réflexion pour les modules bifaciaux

Les études et mesures ont permis de montrer que les modules peuvent produire une puissance supérieure de 10 à 20% par rapport aux modules mono-faciaux. Si les conditions sont optimisées, cette puissance supplémentaire peut atteindre les 30 à 40%.

Le coût de fabrication des modules bifaciaux sont désormais quasi similaires à ceux des modules mono-faciaux que nous connaissons depuis l'avènement du photovoltaïque.

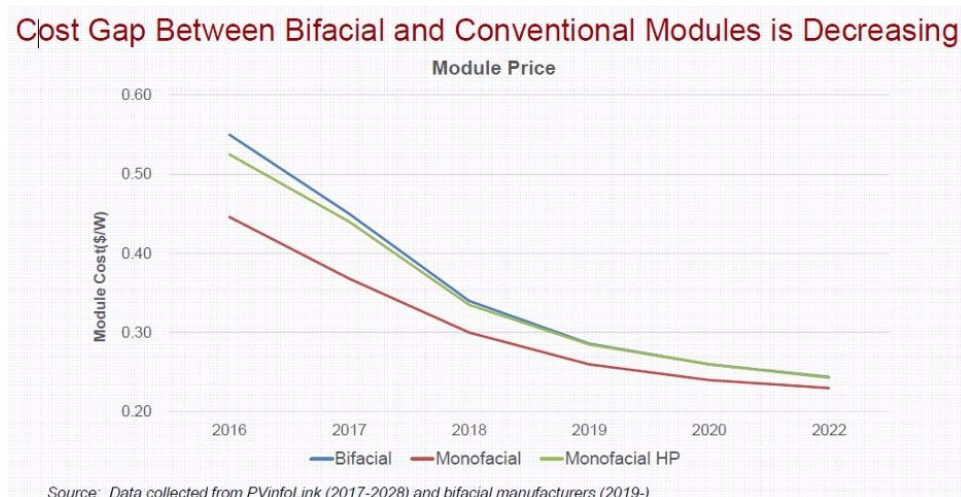


Fig. 3-26b : Ecart des coûts de fabrication

**a. Coefficient de bifacialité**

Ce coefficient exprime l'efficacité de la face arrière du module par rapport à la face avant, pour une même intensité de rayonnement. Ce ratio dépend de la technologie des cellules et du type de parois du module (verre, polymère, ...)

Il est généralement compris entre 60 et 95%.

Les modules n-PERT présente un coefficient de 95% mais sont très onéreux ce qui les disqualifie très souvent. Les modules p-PERC restent plus abordables avec des coefficients de l'ordre de 70 à 90%.

**Exemple de produit :**

JOLYWOOD, spécialiste chinois dans le domaine du photovoltaïque annonce un module de 570Wc et 615Wc avec un rendement de 22.1%.

**b. Importance de l'albédo**

Pour rappel, l'albédo quantifie la proportion du rayonnement solaire réfléchi par le sol. Pour les modules bifaciaux, captant le rayonnement par la face arrière, la nature du sol a donc une importance primordiale pour la valeur de l'albédo.



Fig. 3-26c : Valeurs d'albédo selon type de sol

L'albédo varie également selon la position du soleil voire selon la hauteur des modules par rapport au sol. Plus la structure sera surélevée, mieux le module captera le rayonnement réfléchi.

L'albédo est relativement stable dans des régions comme le Proche-Orient ; par contre, il peut connaître de fortes amplitudes dans des régions plus nordiques lorsque la neige fond.

**Exemple de mesure :**

En hiver, avec sol enneigé, les modules bifaciaux offrent une production supplémentaire d'environ 40%.

L'idéal est de poser la structure des modules sur un revêtement en béton peint en blanc. Toutefois, le surcoût de ce revêtement risque bien d'avoir un impact négatif sur le retour sur investissement d'une telle installation.

### c. Optimisation de la technologie bifacial

Pour assurer, sur le long terme, un accroissement de production grâce à l'utilisation de modules bifaciaux, il est donc important de veiller à certains points essentiels :

- Le choix du revêtement de sol
- L'entretien de ce revêtement (nettoyage, tonde, ...)
- Réduire les ombres portées sur la face arrière des modules
- Optimiser l'inclinaison des modules

### 3.4. Le rendement des modules photovoltaïques

En général, les modules sont caractérisés par leur puissance crête mais rarement par leur rendement. Or ce paramètre est bien entendu très important pour juger de la performance d'un module. Heureusement, ces deux éléments (Wc et rendement) sont étroitement liés. En effet, en connaissant la surface d'un module et sa puissance crête, il est aisé de calculer le rendement. Il suffit de comparer la puissance crête par mètre carré à l'ensoleillement dans les conditions standards (1000 W/m<sup>2</sup>).

**Le rendement d'un module est donc égal à la puissance crête par m<sup>2</sup> (W/m<sup>2</sup>) divisé par 1000 W/m<sup>2</sup>**

Exemple : soit un module de 200 Wc a une surface de 1,6m<sup>2</sup>

$$\eta \text{ (rendement)} = \frac{200 \text{ Wc}}{1,6 \text{ m}^2 \times 1000 \text{ W/m}^2} \times 100 = 12,5\%$$

### 3.5. Montages série et parallèle pour parvenir à la tension et à l'intensité désirées

Dans les conditions standards, la puissance maximale pour une cellule de Si mono- ou polycristallin de 10x10 (100 cm<sup>2</sup>) est d'environ 2 Watt. Cette cellule constitue donc un générateur de très faible puissance, insuffisant pour les applications domestiques. Les modules sont donc réalisés par association, en série ou en parallèle, de cellules élémentaires.

Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis compte tenu des déséquilibres existants dans un réseau de modules en fonctionnement. En effet, les cellules constituant le module présentent des caractéristiques différentes du fait des dispersions inévitables de construction, d'un éclaircissement ou d'une température non uniforme.

Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant ; la mise en parallèle augmente le courant pour une tension identique (cfr. figures ci-dessous).

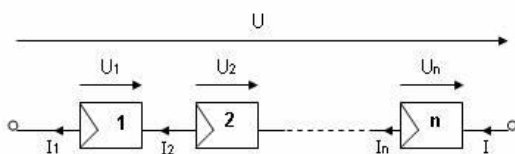


Fig. 3-26 : connexion série

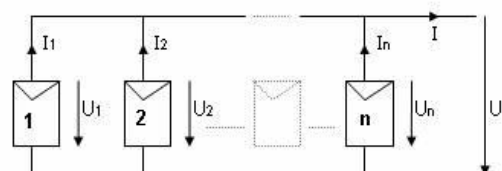


Fig. 3-27 : connexion parallèle

### 3.6. La protection des modules – la diode de by-pass

La diode de by-pass est une des solutions pour protéger les cellules contre l'ombrage ou une quelconque détérioration. Cette diode se place, toujours, en parallèle et en inverse d'un ensemble de cellules en série. En cas de bon fonctionnement des cellules de ce string, la diode est plus résistive et ne laisse donc pas passer le courant.

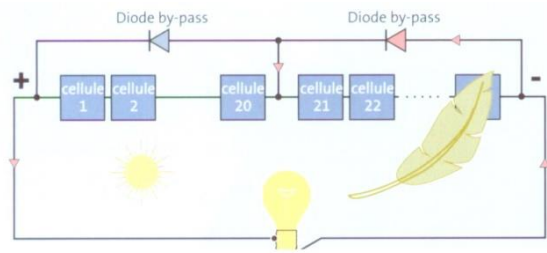


Fig. 3-28 : fonctionnement de la diode de by-pass

Par contre, lorsqu'une cellule d'un string est défectueuse voire fortement ombragée, cette dernière n'est plus productive (génératrice) et devient très résistive (réceptrice). On retrouve alors aux bornes de cette cellule la tension totale du circuit et engendre une augmentation importante de la température jusqu'à destruction de la cellule. C'est ce que l'on appelle communément l'effet « Hot Spot ».

A la différence d'une diode traditionnelle, passante dans un sens et bloquante dans l'autre, la diode photovoltaïque est de type Schottky. Celle-ci est initialement bloquante et devient passante lorsque la différence de potentiel de conduction (0,5V) aux bornes de la diode est atteinte ; elle court-circuite alors le string concerné.

Cette diode peut être remplacée le cas échéant mais il faut veiller à choisir une diode ayant les mêmes caractéristiques que celle placée par le fabricant.

Lors du montage des modules en toiture, il faut également être attentif à une conception judicieuse de l'installation (voir figure ci-jointe).

Selon l'ombrage et la position de la diode, le choix de la pose en portrait ou en paysage s'avère plus judicieux.

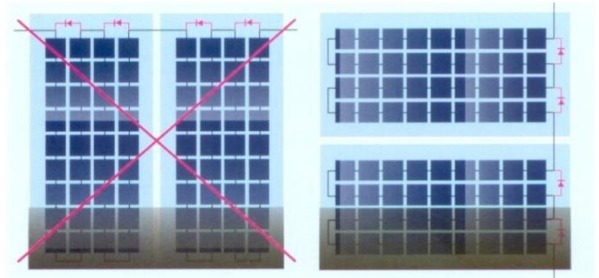


Fig. 3-29 : positionnement des modules tenant compte de la diode de by-pass

## 4. Les différents types d'installations photovoltaïques

### 4.1. Les installations photovoltaïques connectées au réseau

#### 4.1.1. Généralité

Par système photovoltaïque interconnecté au réseau, on entend un système qui est directement relié au réseau électrique et qui réinjecte la production électrique non consommée sur le réseau de distribution. Ce type d'installation offre une grande facilité pour l'utilisateur puisque c'est le réseau même qui équilibrera les disparités entre production et consommation.

Dans ce type d'installation, il est impératif de convertir le courant continu, produit par l'installation photovoltaïque, en courant alternatif sinusoïdal, synchronisé sur le réseau. Pour réaliser cette conversion, on emploie un convertisseur dénommé « onduleur ».

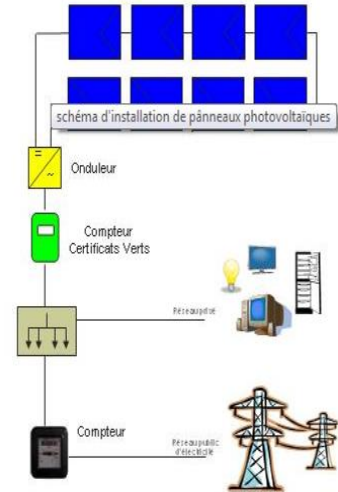


Fig. 3-30 : Schématisation d'une installation photovoltaïque connectée au réseau

#### 4.1.2. Le choix de la taille de l'installation

Différents critères entrent en ligne de compte pour déterminer le choix de l'installation :

- Le budget du client ;
- La surface de toiture disponible ;
- Les éventuelles contraintes liées à l'ombrage ;
- Les différentes inclinaisons et orientations de la toiture ;
- La consommation effective du client ;

Pour dimensionner une installation sur base de la consommation effective, la première chose à déterminer est la puissance à installer. On pourra se baser également sur la moyenne de consommation d'un ménage en Belgique (3500 kWh/an pour le simple comptage ou 4800 kWh/an pour le double comptage) ainsi que du rapport entre 1kWc installé dans les conditions optimales et une production moyenne annuelle en Région Wallonne de 1050kWh/an.

Pour la Région Flamande, les données à prendre en considération sont données par le site <https://www.vlaanderen.be/nl/publicaties/detai/elektriciteit-uilt-zonlicht-1>

Si d'expérience, les installateurs considèrent généralement une productivité photovoltaïque annuelle de 850 kWh/kWc à 950 kWh/kWc, les observations indiquent que ces valeurs restent relativement conservatrices. en effet, la moyenne observée pour les 10 dernières années reste légèrement supérieure à 1000 kWh/kWc avec même une production de 1090 kWh/an en 2020. En accord avec le SPW nous prendrons pour la Région Wallonne la valeur de 1050 kWh/kWc (installation ≤10kVA - orientation sud avec une inclinaison de 35°).

La détermination du nombre de modules à installer dépendra des caractéristiques de ces derniers (puissance, tension, dimensions, ...). Ces données sont reprises sur les fiches techniques des différents modules.

$$\text{Le nombre de modules} = \frac{\text{Puissance de l'installation}}{\text{puissance d'un module choisi}}$$

Exemple : Un client a une consommation électrique de 3500 kWh/an et souhaite placer des modules de 385 Wc. Combien de modules faudra-t-il lui installer sachant que sa toiture est parfaitement inclinée et orientée ?

$$\text{Puissance crête total à installer} = \frac{1000 \times 3500}{1050} = 3333 \text{ Wc}$$

$$\text{Nombre de modules à installer} = \frac{3333}{385} = 8,65 \text{ soit } 9 \text{ modules}$$

#### 4.1.3. La durée de vie des modules photovoltaïques

La durée de vie d'un système photovoltaïque peut être largement estimée à plus de 25 ans et même atteindre, dans certains cas, les 40 ans. Par ailleurs, la plupart des fabricants donnent une garantie de performance de leur produit sur une durée de 20, 25 voire 30 ans. Ils garantissent qu'au-delà de ce laps de temps, le module photovoltaïque aura **encore 80% de sa puissance crête**.

Cette garantie à long terme laisse à penser que les fabricants sont convaincus d'une longévité de leurs modules plus grande encore que les 25 ans de garantie précitée.

#### 4.2. Les installations photovoltaïques avec stockage d'énergie.

Il s'agit d'installation alliant la connexion au réseau et le stockage en batteries.

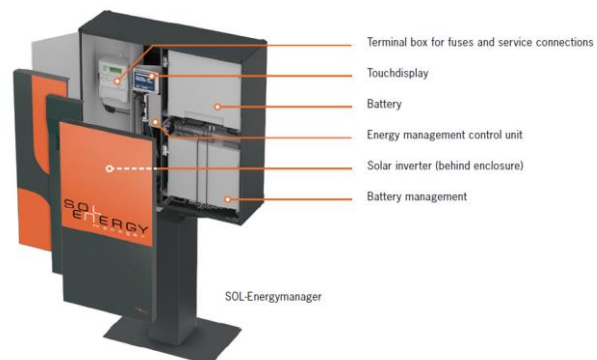


Fig. 3-31 : Schématisation d'une installation photovoltaïque connectée au réseau avec stockage d'énergie

La production, électrique est, prioritairement autoconsommée et le surplus de production est alors stockée dans les batteries. L'excédent est, éventuellement, renvoyé sur le réseau de distribution.

Toutefois, le dimensionnement de ce type d'installation doit être affiné de sorte à limiter au maximum la réinjection évitant ainsi la surcharge du réseau. Des systèmes intelligents permettront au GRD, à terme, de venir puiser de l'énergie dans les batteries en cas de besoin.

Vu le système de tarification électrique actuellement en vigueur dans les différentes Régions, ce principe de fonctionnement n'est que peu développé dans notre pays. On le retrouve davantage présent en Allemagne.

### 4.3. Les installations photovoltaïques autonomes (ilotage)

#### 4.3.1. Généralités

Il s'agit d'installations non connectées au réseau de distribution.

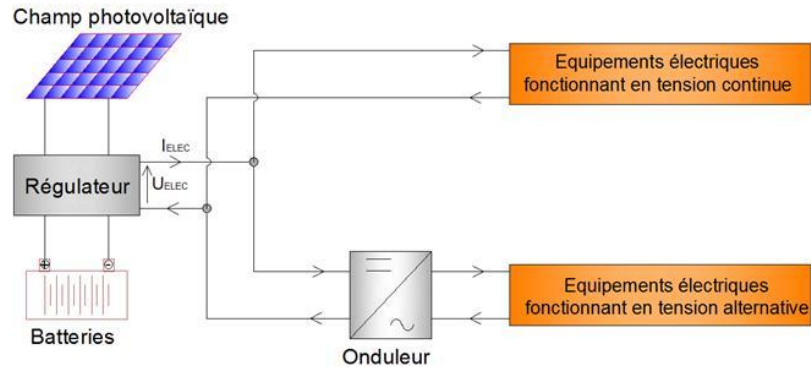


Fig. 3-32 : Schématisation d'une installation photovoltaïque autonome

La production électrique est stockée dans des batteries adaptées, dont le nombre dépend de l'autonomie souhaitée.

Ce type d'installation est très peu répandu dans nos régions compte tenu du maillage intense des réseaux de distribution. Elle représente, en Belgique, moins de 1% des installations photovoltaïques.

#### 4.3.2. Les limites de ce type d'installation

Il est plus difficile de dimensionner ces installations autonomes car il faut parfaitement maîtriser les caractéristiques d'ensoleillement (presque journalièrement) ainsi que les périodes d'utilisation des consommateurs.

$$\text{Energie produite} = \frac{\text{Energie consommée}}{\eta}$$

Plusieurs aspects limitent l'emploi de telles installations :

- La dimension du local « batteries » (d'autant plus grand que la consommation sera importante et que l'autonomie demandée sera élevée).
- La durée de vie des batteries ; cette dernière reste relativement faible et avoisine les 5 ans.
- Le prix des batteries élevé.
- Le recyclage lié aux agents polluants contenus dans les batteries.
- Le surcoût lié au régulateur DC/DC et au convertisseur DC/AC. Il s'agit d'un convertisseur spécifique aux installations autonomes, non conforme à la réglementation en vigueur pour les installations connectées au réseau.

#### 4.4. Les différents types de pose

##### 4.4.1. Pose sur toitures plates

- Structure aluminium sur laquelle vient se poser le module. L'avantage de cette structure est la ventilation naturelle de l'arrière du module photovoltaïque.
- Bac en PVC. Dans cette configuration, l'arrière du module n'est plus ventilé ; l'échauffement de ce dernier engendrera une chute du rendement du système.



Fig. 3-33 : pose sur toiture – structure en aluminium

- Pose sur plots



Fig. 3-34 : pose sur plots

Pour la pose sur toiture plate, il faudra tenir à l'œil plusieurs éléments :

- Le lestage des modules ; valeur courante en Belgique jusque 12m de hauteur de bâtiment : jusqu'à 80kg de lestage (hors module) par m<sup>2</sup> installé.

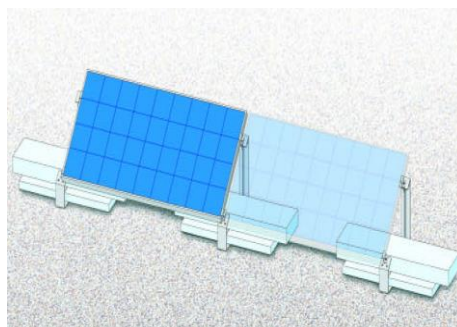


Fig. 3-35 : principe du lestage

- La pose d'une semelle, chimiquement inerte, qui évitera toute réaction entre la structure métallique et la couverture de toiture (si métallique également).
- Les modules seront installés à une distance minimale de 1,5m des bords de la toiture pour limiter la prise au vent.
- La distance entre deux rangées, pour une inclinaison des modules de 35°, sera de 4 à 6 fois la projection verticale de la hauteur du module. Aujourd'hui, on sacrifie une partie de la production en privilégiant la pose à 15° d'inclinaison.

Cette configuration permet d'augmenter le nombre de rangées de modules et d'ainsi augmenter la puissance installée (+/- 1,75m entre deux rangées).

Certains fabricants proposent des systèmes soumis à étude et ne nécessitant qu'un faible lestage. Ces structures sont solidaires de la toiture, permettant la répartition uniforme des effets du vent.

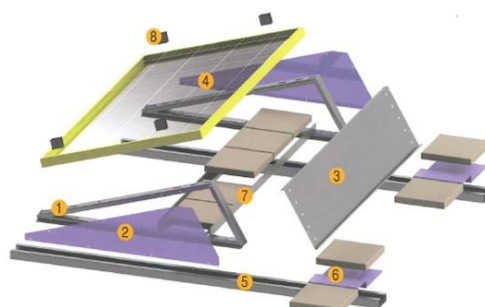


Fig. 3-36 : principe du faible lestage

#### 4.4.2. Pose sur toitures inclinées

##### Les modules rapportés sur toiture

Les modules sont fixés sur des rails eux-mêmes montés sur des pattes de fixation. Différents modèles existent et sont fournis par les fabricants.

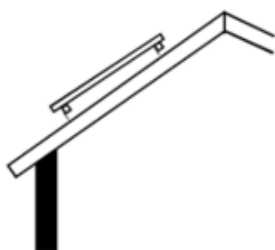


Fig. 3-37 : schéma de superposition de modules



Fig. 3-38 : installation en superposition

##### Les modules intégrés en toiture

Les modules remplacent ici la couverture de toiture. Néanmoins, il faut tenir compte de l'échauffement des modules dû au manque de ventilation de ces derniers.

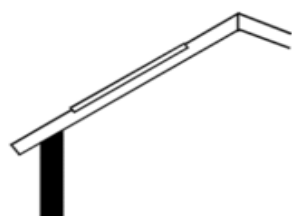


Fig. 3-39 : schéma d'intégration de modules



Fig. 3-40 : installation en intégration

##### Les tuiles et ardoises solaires

Elles sont aussi une solution pour l'intégration. Certaines tuiles sont indépendantes les unes aux autres et donc nécessitent un raccordement électrique individuel (main d'œuvre importante !); dans d'autres systèmes, plusieurs tuiles sont interconnectées avant placement.



Fig. 3-41 : tuiles solaires

#### 4.4.3. Pose en brises soleil

Modules semi-transparents permettant l'entrée de lumière naturelle mais jouant également un effet de protection surchauffe du local.



Fig. 3-42 : brises soleil société Solarwatt – Dresden (D)

#### 4.4.4. Pose sur façades - parois verticales

Ce système ne se justifie que pour un souci architectural ou pour éviter le placement d'un bardage. Le rendement d'une telle installation reste médiocre puisque de l'ordre de 70% par rapport à une inclinaison optimale.



Fig. 3-43 : société SMA – Kassel (D)



Fig. 3-44 : société Solarwatt – Dresden (D)

#### 4.4.5. Pose en verrières

Cette pose s'apparente à l'intégration de toiture mais demande une finition plus rigoureuse vu que l'arrière du module est visible depuis le local concerné.

Le type de module est lui aussi différent puisqu'il est semi-transparent pour laisser passer une partie de la lumière naturelle.



Fig. 3-45 : pose en atrium société Solarwatt – Dresden (D)

#### 4.4.6. Pose sur sol

Ce type de pose nécessite de s'assurer la stabilité du sol d'autant plus pour de grandes installations.



Fig. 3-46 : Installation photovoltaïque de la commune de Chemnitz (D)

#### 4.4.7. Le suiveur solaire

Pour cette configuration, il est important de disposer d'un espace suffisant vu la rotation de la structure. Il faut également prendre en compte le génie civil nécessaire au maintien du suiveur et ce, vu le poids et la prise au vent.



Fig. 3-47 : Suiveur solaire au centre FOREM Environnement

#### 4.5. Le Watt-crête (Wc) et l'énergie produite

Le Watt-crête caractérise la puissance maximale d'un module photovoltaïque dans les conditions standard de test (STC). Cette puissance crête n'est qu'un point de comparaison.

La puissance utile est en pratique plus faible que cette valeur théorique et chute en cas de mauvaises conditions. En outre, comme le module est généralement fixe, il n'est que quelques dizaines de minutes par jour orienté de façon optimale vers le soleil.

Puissance crête et production électrique issue d'une installation photovoltaïque sont étroitement liées puisqu'en Belgique, 1 kWc de modules, optimalement installés, produira environ 1050 kWh électrique/an. Vu les différences quant au potentiel d'ensoleillement selon la situation géographique où l'on se trouve, cette production électrique reste variable. En effet, en Espagne, ce même kWc peut fournir jusqu'à 1400 à 1500 kWh électrique par an

##### Exercice :

Mais comment cette valeur de 1050 kWh électrique par an a-t-elle été obtenue ?

.....

.....

.....

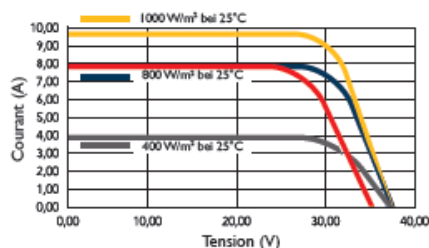
.....

.....

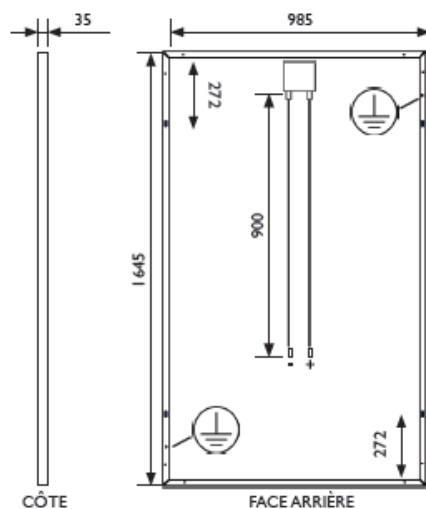
# SOLUXTEC DAS MODUL

## Multi Serie

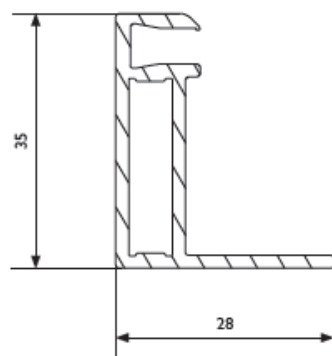
### I-V COURBES



### DIMENSIONS MODULE



### DIMENSIONS CADRE



Soluxtec GmbH, Werner von Siemens Str. 25, 54634 Bitburg  
Tel: +49 65 61 69 37 265 Fax: +49 65 61 69 40 521  
E-Mail: info@soluxtec.de Web: www.soluxtec.eu

### PERFORMANCES ÉLECTRIQUES SOUS CONDITIONS STANDARDS, 1000 W/m<sup>2</sup>, AM=1.5

Puissance maximale	Pmax	Wp	250	255	260	265	270
Tension en circuit ouvert	Voc	V	37,90	37,92	37,95	37,98	38,01
Courant de court circuit	Isc	A	8,75	8,84	8,91	8,98	9,05
Tension nominale	Vmpp	V	30,40	30,60	30,80	31,00	31,22
Courant nominal	Impp	A	8,25	8,34	8,45	8,55	8,65
Efficacité	%		15,48	15,75	16,06	16,35	16,65

### PERFORMANCES ÉLECTRIQUES SOUS NOCT, 800 W/m<sup>2</sup>, AM=1.5, T=20°C

Puissance maximale	Pmax	Wp	185	189	193	196	199
Tension en circuit ouvert	Voc	V	34,70	34,80	34,90	35,05	36,00
Courant de court circuit	Isc	A	7,12	7,14	7,17	7,20	7,25
Tension nominale	Vmpp	V	27,80	28,20	28,60	29,00	29,05
Courant nominal	Impp	A	6,69	6,72	6,76	6,80	6,86

### COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE

STC	25°
NOCT	45°
TC Isc	+0,052%/K
TC voc	- 0,335%/K
TC Pmpp	- 0,440%/K

### COMPOSANTS

Nombre de cellules	60
Technologie silicium polycristallin	
Dimensions cellule	156 x 156 mm
Boîte de Jonction	IP 67, ventilée
Connecteurs	MC4
Verre tempé+structuré	
Épaisseur du verre	3,2 mm

### CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Poids du Module	18 kg
Couleur noir / blanc	
Couleur du Cadre	noir / argent
Épaisseur totale	35 mm

### CARACTÉRISTIQUES SYSTÈME

Tension maximale du système	1000 Vdc
Classe de protection	classe A
Température de fonctionnement	- 40 ... + 80
Courant maximal inverse	16 A

### CERTIFICATIONS

IEC 61215  
EN 61730

### GARANTIE DE PERFORMANCE

Linéaire  
80,20% après 25 ans

### GARANTIE PRODUIT

20 ans

### TOLÉRANCE DE PUISSANCE\*

0/+3% de Pmpp  
PFlash > Pmpp

Cette feuille technique répond aux normes en 50380.

Soluxtec se réserve le droit à toutes modifications sans préavis.

\* Flasher AAA, tolérance de mesure sur Pmpp de +/- 3%.

V01\_2017

www.soluxtec.eu

## 4.6. Les conditions de placement

### 4.6.1. Le choix judicieux de l'emplacement

Les modules photovoltaïques sont très sensibles à l'ombrage. Ils ne peuvent être occultés, principalement à cause des connexions électriques (en série) entre les cellules et entre les modules. Qu'il soit temporaire ou durable, l'ombrage diminue la production totale d'une installation. Les obstacles doivent donc être soigneusement évités.

Souvent, les modules photovoltaïques sont connectés en série. Ainsi, la cellule la plus faible va déterminer et limiter la puissance des autres cellules. En effet, si le courant ne circule plus dans une cellule, il ne circule pas non plus dans les cellules placées en série avec cette première.

C'est ce qu'on pourrait appeler l'effet « **tuyau d'arrosage** » : si on écrase un tuyau sur une petite partie de sa longueur, le débit d'eau en sortie s'en voit diminué.

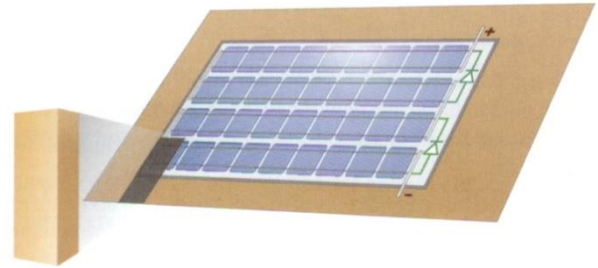


Fig. 3-48 : exemple d'ombrage

On distingue néanmoins deux types d'obstacles : les obstacles temporaires et les obstacles fixes.

- Les obstacles temporaires apparaissent typiquement avec la neige, les feuilles mortes, les excréments d'oiseaux et autres salissures qui se déposent sur la surface vitrée des modules. Une inclinaison de 15° est suffisante pour obtenir un auto-nettoyage efficace du verre mais un angle d'inclinaison plus important permet un écoulement plus rapide et améliore ainsi l'évacuation des particules.
- Les obstacles fixes sont créés par des éléments situés autour du bâtiment (arbres, bâtiment voisin, ...) ou par certaines parties du bâtiment lui-même (cheminée, toiture, façade saillante, ...). Les lignes électriques aériennes passant au-dessus de l'installation ont également des répercussions sur la production de celle-ci.

Pour les raisons précitées, il sera important de choisir judicieusement l'endroit où l'on installera un système photovoltaïque. Néanmoins, si l'ombrage ne peut être évité, la conception du système devra permettre d'en réduire les effets sur la production autant que faire se peut (connexion des modules en série et parallèle).

Pour évaluer les risques liés aux obstacles permanents, un relevé d'ombrage peut s'avérer nécessaire. Ce point sera envisagé au volet 4 – Mise en œuvre de l'installation.

### 4.6.2. L'orientation des modules photovoltaïques

Il est important d'orienter correctement ses modules photovoltaïques pour maximaliser la captation des rayons du soleil. En règle générale, l'orientation optimale est le sud bien que cette orientation ne satisfasse qu'une partie du temps compte tenu du balayage du soleil de l'est à l'ouest. Le sud est dès lors le meilleur compromis possible.

En effet, si on distingue les deux grandes périodes de l'année que sont l'été et l'hiver, on se rend compte que l'optimum varie selon la saison et ce, du fait de la hauteur à laquelle se trouve le soleil par rapport à l'horizon. En été, le soleil étant plus haut dans le ciel, les modules devront être placés plus horizontalement afin de mieux capter les rayons du soleil et inversement en hiver lorsque le soleil est plus bas sur l'horizon.

Les deux graphiques ci-dessous illustrent le choix de ces orientations en été et en hiver.

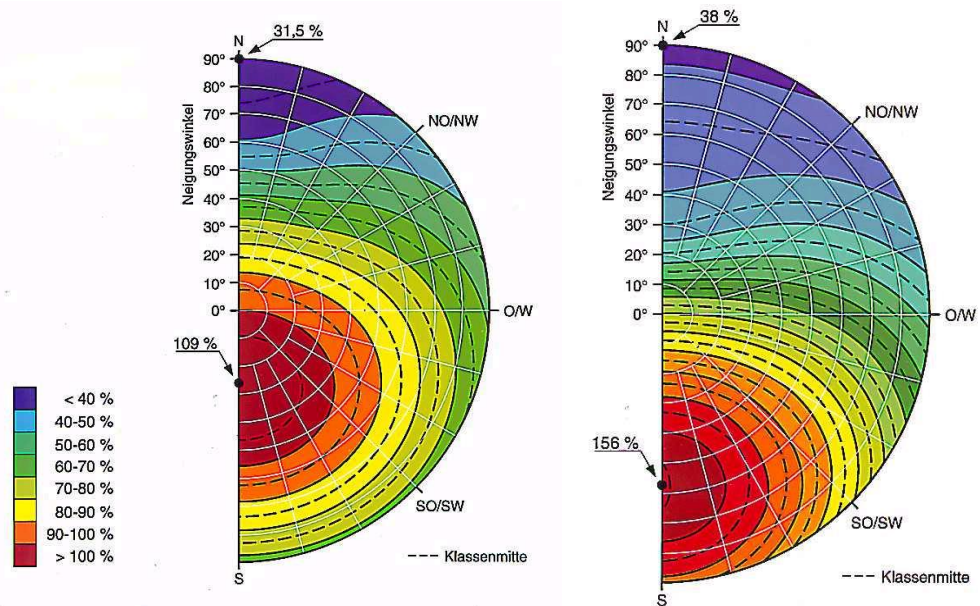


Fig. 3-49 : optimum solaire selon les saisons

Néanmoins, si un choix s'impose, on privilégiera une orientation **Est** plutôt qu'une orientation **Ouest**. En effet, le matin, la température est moins élevée. Même si le risque de rosée est présent, cela se limite à certaines périodes en hors saison où la part de production est beaucoup plus faible.

Pour contrer une orientation plus défavorable, il faudra tenir compte d'un facteur correctif. Ce point sera évalué au point 4.5.4. du présent chapitre.

Enfin, il est possible d'utiliser un système de suiveur solaire (tracker) qui permet aux modules de suivre automatiquement le mouvement du soleil et d'assurer constamment une orientation parfaite. Ce point sera évalué plus loin dans ce document.

#### 4.6.3. L'inclinaison des modules photovoltaïques

L'inclinaison est un peu plus particulière à déterminer. L'énergie solaire reçue sur la surface d'un module sera d'autant plus importante que cette surface sera perpendiculaire aux rayons du soleil.

La figure ci-contre démontre à souhait qu'à surface égale, une surface perpendiculaire au flux lumineux capte d'avantage d'énergie qu'une surface disposée avec une inclinaison différente.

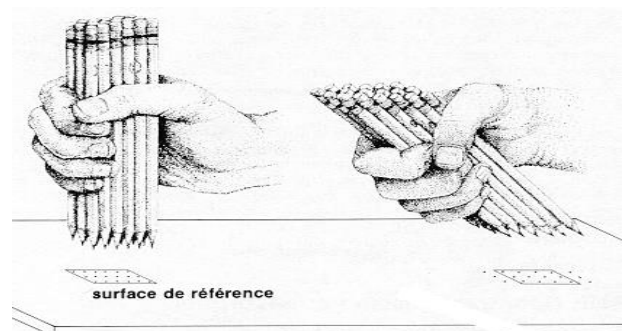


Fig. 3-50 : importance de l'inclinaison

Pour les installations fixes, **l'optimum d'inclinaison est de 35°** par rapport à l'horizontal. Dans les conditions d'orientation et d'inclinaison précédemment choisies, **un système de 1kWc produira environ 1050 kWh d'électricité par an** (soit environ 5 à 6 m<sup>2</sup> de modules photovoltaïques monocristallins).

Certains systèmes photovoltaïques sont néanmoins orientables : l'orientation reste fixe mais l'inclinaison peut être modifiée chaque mois. Par facilité, on choisira une inclinaison pour l'été et une autre pour l'hiver. On emploie généralement ce type de structure pour des applications au sol ou sur toitures plates.

#### 4.6.4. Le facteur de correction

Plus on s'écartera des valeurs d'orientation et d'inclinaison optimale, plus la production diminuera. Cette diminution de production peut être calculée en intégrant un facteur de correction pour l'orientation et l'inclinaison choisies réellement.

On notera qu'une installation orientée entre le **sud est** et le **sud ouest** (en passant par le **sud**) et dont l'inclinaison par rapport à l'horizontale est comprise entre 15° et 50° produira une quantité d'énergie presque optimale.

Le tableau ci-dessous reprend les valeurs de ce facteur de correction selon l'orientation et l'inclinaison choisie pour l'installation.

orientation	inclinaison (°)						
	0	15	25	35	50	70	90
est	88%	87%	85%	83%	77%	65%	50%
sud-est	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
sud	88%	96%	99%	max 100%	98%	87%	68%
sud-ouest	88%	93%	95%	95%	92%	81%	64%
ouest	88%	87%	85%	82%	76%	65%	50%

Fig. 3-51 : table des facteurs correctifs – EF4

Exemple : Soit une installation photovoltaïque de 4 kWc, orientée sud-est avec une inclinaison de 15°. Quelle sera la production de ce système ?

Production optimale – sud / 35° = 4kWc x 1050 kWh/kWc = 4 200kWh/an

Production réelle – Sud-est / 15° = 4kWc x 1050 kWh/kWc x **0,93** = 3 906 kWh/an

Il existe d'autres options pour déterminer ce facteur de correction comme celle des disques avec codes de couleurs. A chacune des couleurs correspond un pourcentage de correction.

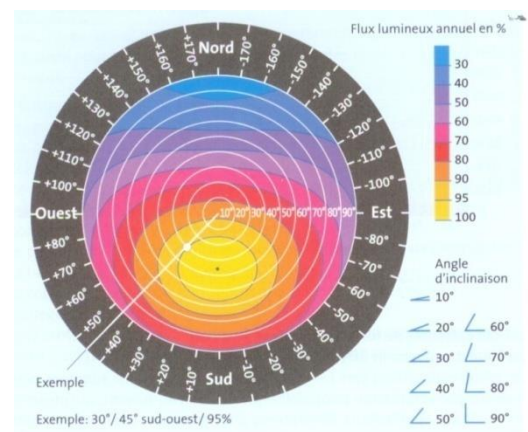


Fig. 3-52 : disque des facteurs correctifs

Remarque :

L'orientation Est-Ouest permet d'optimiser la surface de toiture exploitable pour la pose de modules photovoltaïques. Les modules sont disposés dos à dos et inclinés à environ 10° de sorte qu'ils ne s'ombragent pas mutuellement. Cette configuration de pose réduit la prise au vent ce qui réduit le lestage à prévoir et offre aussi une répartition de la production plus homogène sur la journée.

En termes de production en kWh/m<sup>2</sup> de modules, ce type de montage est moins avantageux qu'une orientation plein Sud et cela influence le temps de retour. Mais pour une même toiture, l'orientation Est-Ouest permet de placer deux fois plus de puissance qu'une orientation plein Sud.



Fig. 3-53 : Orientation Est-Ouest

Exercice 1 : Soit une installation photovoltaïque de 5 kWc, orientée Ouest et inclinée à 50°. Quelle sera la production estimée de ce système ?

.....

.....

.....

Exercice 2 : Soit un client dont la consommation électrique annuelle est de 4175 kWh. Il dispose d'une toiture orientée Sud-ouest, inclinée à 25°. Combien de modules de 235 Wc faudra-t-il installer ?

.....

.....

.....

.....

#### 4.6.5. L'influence de la neige sur la production

Contrairement à ce que l'on pourrait supposer, la présence de neige sur les modules a une influence relativement faible sur la production annuelle de l'installation en Belgique. Elle tombe en effet à une période où cette production est de toute façon moindre. Annuellement, 30% de la production est obtenu au printemps, 40% en été, 20% en automne et seulement 10% en hiver.

Il faut également noter qu'il est rare qu'une installation soit recouverte entièrement et encore moins durant une aussi longue période. Cela étant, en considérant même une installation recouverte durant une semaine complète par la neige, le rendement annuel chuterait d'environ 0,5%.

L'évacuation de la neige n'est rentable que pour les grandes installations ou dans des régions plus fortement enneigées (cantons de l'est, régions montagneuses).

#### **4.7. Le courant de court-circuit et la tension à vide**

Un module est caractérisé par une tension et une intensité. L'intensité dépend du flux lumineux et de la taille des cellules constituant le module ; la tension, quant à elle, dépend essentiellement de la qualité de la cellule et de la température.

Nous distinguons trois grandeurs physiques :

- le courant de court-circuit (noté  $I_{sc}$  – Short Circuit Current) ;
- la tension à vide (notée  $U_{oc}$  – Open Circuit Voltage)
- le point de fonctionnement à puissance maximale (notée MPP – Maximal Power Point)

Ces différents paramètres sont déterminés dans les conditions standards de test (STC). Ci-après est reprise la courbe caractéristique d'un module, éditée par le fabricant lors du flash test. Au point de fonctionnement à puissance maximale (MPP) correspond une tension  $U_{MPP}$ , située à environ 80% de la tension à vide et un courant  $I_{MPP}$  situé à environ 95% du courant de court-circuit.

Le produit de ces deux grandeurs définit une surface représentant la puissance maximale délivrée par le module dans les conditions standards de test ( $MPP = U_{MPP} \times I_{MPP}$ )

**Exercice** : La figure ci-dessous représente la courbe caractéristique d'un module après son flash test.

Sur cette courbe, annoter les points caractéristiques d'un module photovoltaïque.

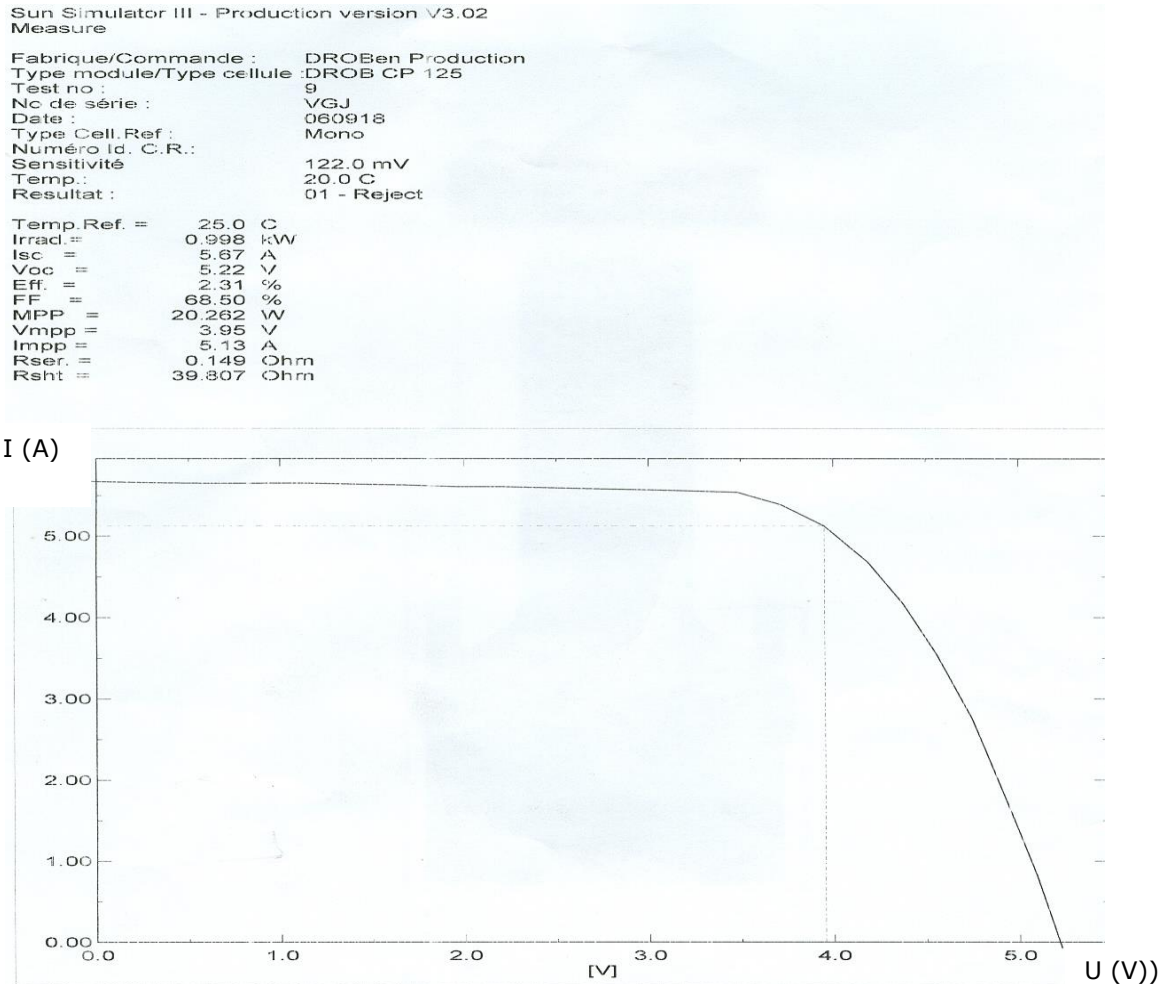


Fig. 3-54 : Courbe caractéristique d'un module

Si l'on trace, en superposition de la courbe caractéristique d'un module, la courbe de puissance, on en arrive à la figure ci-contre. Le sommet de la courbe de puissance correspond à la valeur maximale de cette dernière et coïncide avec le point MPP de la courbe caractéristique du module.

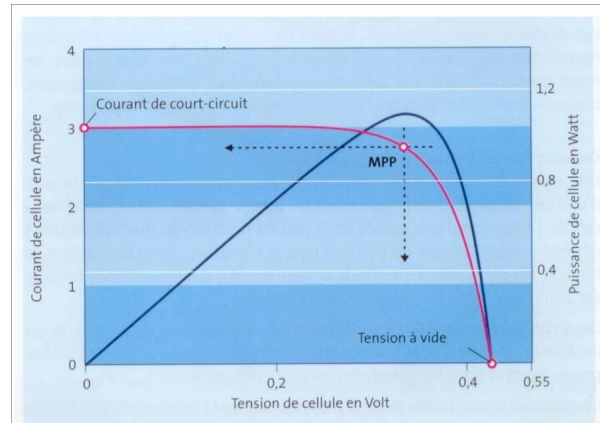


Fig. 3-55 : courbe de puissance en fonction de U et I

A l'image du rapport  $U_{MPP} \times I_{MPP}$ , le produit de la tension  $U_{oc}$  par l'intensité du courant  $I_{sc}$  donne une seconde surface de puissance (surface théorique). Le rapport entre ces deux surfaces caractéristiques définit une grandeur appelée « Fill Factor » ou en français « facteur de forme ». Cette valeur est essentielle pour caractériser la performance d'un module PV.

$$\text{Fill Factor} = \frac{MPP}{U_{oc} \times I_{sc}}$$

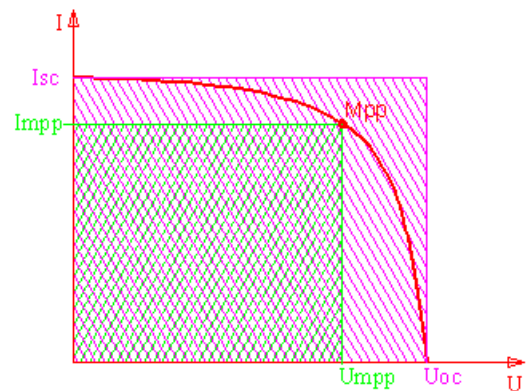


Fig. 3-56 : visualisation graphique du Fill Factor

Les modules mis sur le marché sont ainsi soumis à une certification. Pour obtenir un certificat (par exemple la certification allemande TÜV), les fabricants doivent s'assurer que ce facteur de forme atteigne une valeur minimale de 0,6 mais tende vers une valeur proche des 80% (0,8).

En annexe 3 se trouve un exemple de certificat TÜV.

## 4.8. Le calcul des tensions en fonction de la température

### 4.8.1. Généralités

La tension en circuit ouvert ( $U_{oc}$ ), donnée par les fabricants dans les fiches techniques des modules, est la tension fournie dans les conditions standards, soit à 25°C de température. Compte tenu que la tension diminue lorsque la température augmente, on peut s'attendre à ce qu'en hiver, la tension soit supérieure à la tension en été.

On peut aisément calculer les variations de tension aux bornes d'un module en tenant compte du coefficient de température également repris sur les fiches techniques.

Le calcul de tension en fonction des variations de température se base sur la formule générale suivante :

$$U_{t^{\circ}} = U_{25^{\circ}} + (\text{coeff.temp.} \cdot U_{oc} \times \text{diff.t}^{\circ})$$

PERFORMANCES ÉLECTRIQUES SOUS CONDITIONS STANDARDS, 1000 W/m <sup>2</sup> , AM=1.5							
Puissance maximale	Pmax	Wp	250	255	260	265	270
Tension en circuit ouvert	Voc	V	37,90	37,92	37,95	37,98	38,01
Courant de court circuit	Isc	A	8,75	8,84	8,91	8,98	9,05
Tension nominale	Vmpp	V	30,40	30,60	30,80	31,00	31,22
Courant nominal	Impp	A	8,25	8,34	8,45	8,55	8,65
Efficiency	%		15,48	15,75	16,06	16,35	16,65

COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE		COMPOSANTS
STC	25°	Nombre de cellules 60
NOCT	45°	Technologie silicium polycristallin
TC Isc	+0,052%/K	Dimensions cellule 156 x 156 mm
TC voc	-0,335%/K	Boîte de Jonction IP 67, ventilée
TC Pmpp	-0,440%/K	Connecteurs MC4
		Verre tempé+structuré
		Épaisseur du verre 3,2 mm

Pour le 250Wc :  
 $-0,335 \times 37,9 / 100$   
 $= -0,127 \text{ V}/^{\circ}\text{K}$

Fig. 3-57 : extrait d'une fiche technique d'un module

**Exemple** : Sur base de l'extrait de la fiche technique ci-dessus, calculons la tension à vide aux bornes du module de 250Wc dont la température cellule serait de +40° :

$$U_{oc+40^{\circ}} = 37,90\text{V} + (-0,127\text{V}/^{\circ}\text{K} \times 15^{\circ})$$

$$U_{oc+40^{\circ}} = 37,90\text{V} - 1,90\text{V} = 35,99\text{V}$$

#### 4.8.2. Mesures pratiques

La plage de tension à prendre en considération dépend de la situation géographique de l'installation. Pour la Belgique, les fabricants d'onduleurs donnent leur garantie pour des tensions variant entre  $-10^{\circ}\text{C}$  et  $+70^{\circ}\text{C}$ . C'est donc dans cette plage de température qu'il faudra calculer les tensions extrêmes.

Exemple pratique : Calculez les tensions limites du module dont les caractéristiques sont reprises ci-dessus :

**$U_{oc}$  à  $-10^{\circ}$**  = .....

.....

**$U_{oc}$  à  $+70^{\circ}$**  .....

.....

Or, si nous regardons la courbe caractéristique d'un module et que nous voulons prendre en considération les valeurs extrêmes de tension lors du fonctionnement de ce dernier, la tension minimale ne sera pas la valeur  $U_{oc}$  à  $+70^{\circ}$  mais bien la valeur  $U_{MPP}$  à  $+70^{\circ}$ . Corrigeons donc notre calcul ci-dessus :

**$U_{mpp}$  à  $+70^{\circ}$**  = .....

.....

Le choix de l'onduleur se fera judicieusement de sorte que la plage de fonctionnement de l'installation s'inscrive dans la plage de fonctionnement tant au point de vue de la puissance, des tensions, et du courant  $I_{mpp}$ . Ce dernier ne variant pratiquement pas avec la température, le calcul aux différentes températures ne se justifie pas.

#### 4.8.3. Mesures en corrélation avec les valeurs affichées des onduleurs

Les valeurs de tensions des onduleurs sont de deux ordres :

- La tension DC max. ; il s'agit de la tension maximale à circuit ouvert.
- La plage de tension en MPP ; il s'agit de la plage de tension dans laquelle fonctionnera l'onduleur lorsque l'installation produira.

Certains onduleurs affichent une tension DC max et une tension MPP max. identiques.

Données techniques		
	SB 2500	SB 3000
<b>Grandeurs d'entrée</b>		
Puissance max. PV recommandée ( $P_{PV}$ )	env. 3000 W <sub>C</sub>	env. 3600 W <sub>C</sub>
Puissance DC maximale ( $P_{DC, max}$ )	2700 W	3200 W
Tension DC maximale ( $U_{DC, max}$ )	600 V	600 V
Plage de tension PV, MPPT ( $U_{PV}$ )	224 V - 600 V	268 V - 600 V
Courant maximal d'entrée ( $I_{PV, max}$ )	12 A	12 A

Fig. 3-58 : fiche technique onduleur SMA (D)

Dans ce cas, il n'y a lieu que de calculer **deux tensions différentes** pour l'installation à savoir :

- $U_{oc}$  à  $-10^{\circ}$  correspondant à la tension maximale admissible (tension de sécurité)
- $U_{MPP}$  à  $+70^{\circ}$  correspondant à la tension minimale au point de fonctionnement (tension de décrochage)

Toutefois, de plus en plus de fabricants d'onduleurs affichent des tensions DC max et MPP max distinctes. Il apparaît dès lors trois valeurs de tension différentes qu'il faut prendre en considération dans les calculs des tensions.

	8000 3ph	10 000 3ph
Côté entrée DC (générateur photovoltaïque)		
Tension de démarrage maximale	845 V	
Tension d'entrée maximale	845 V	
Tension d'entrée minimale	350 V	
Tension d'entrée minimale pour puissance assignée	350 V	
Tension MPP	350 V ... 700 V	
Courant d'entrée maximum	27 A	32 A

Fig. 3-59 : fiche technique onduleur STECA

Ces valeurs à mesurer sont :

- $U_{oc}$  à  $-10^\circ$  correspondant à la tension maximale admissible (tension de sécurité)
- $U_{MPP}$  à  $+70^\circ$  correspondant à la tension minimale au point de fonctionnement (tension de décrochage)
- **$U_{MPP}$  à  $-10^\circ$  correspondant à la tension maximale au point de fonctionnement**

Enfin, la complexité de certaines fiches techniques fait apparaître pas moins de six tensions distinctes comme sur l'extrait de la fiche technique ci-dessous. Le tout est de choisir correctement les tensions de l'onduleur pour les comparer aux tensions de l'installation.

Données techniques	Sunny Boy 3000TL
<b>Entrée (DC)</b>	
Puissance DC max. (pour $\cos \varphi=1$ )	3200 W
Tension d'entrée max.	750 V
Plage de tension MPP / tension d'entrée assignée	175 V – 500 V / 400 V
Tension d'entrée min. / de démarrage	125 V / 150 V
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 15 A
Courant d'entrée max. par string (entrée A / entrée B)	15 A / 15 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes / strings par entrée MPP	2 / A : 2 ; B : 2
<b>Sortie (AC)</b>	
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	3000 W
Puissance apparente AC max.	3000 VA
Tension nominale AC / plage	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Fréquence / tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V
Courant de sortie max.	16 A
Facteur de puissance à la puissance assignée	1
Facteur de déphasage réglable	0,8 inductif ... 0,8 capacitif
Phases d'injection / de raccordement	1 / 1

Fig. 3-60 : fiche technique complexe

Dans le cas présent, il faudra comparer les tensions suivantes :

- $U_{oc}$  à  $-10^\circ$  >< tension d'entrée max (750 V)
- $U_{mpp}$  à  $-10^\circ$  >< plage MPP max. (500V)
- $U_{mpp}$  à  $+70^\circ$  >< tension d'entrée min. (125V)

La tension d'entrée assignée (400V) correspond ici à la tension de fonctionnement à laquelle le rendement de l'onduleur est max.

La tension de démarrage (150V) correspond à la tension, à circuit ouvert, qu'il faut atteindre en cas de coupure pour que l'onduleur se mette à fonctionner à nouveau.

## **Annexes**

Annexe 1 : Processus de fabrication des cellules (source : Kyocera)

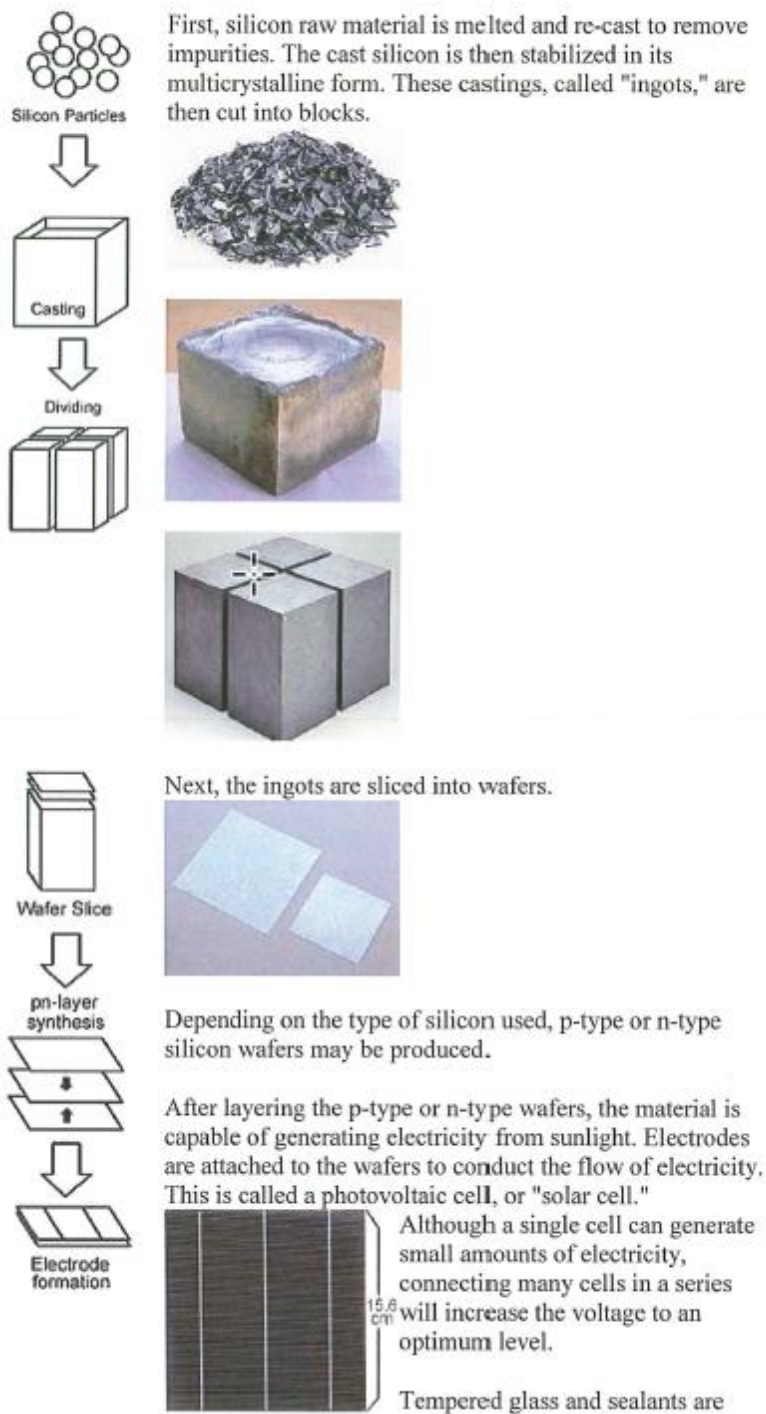
Annexe 2 : Ardoise solaire – fiche technique

Annexe 3 : Exemple de certificat de conformité – module photovoltaïque

## Annexe 1 : Processus de fabrication des cellules (source : Kyocera)

## Manufacturing Solar Modules

### How Solar Modules Are Manufactured



## Annexe 2 : Ardoise solaire – fiche technique

## PANNEAUX SOLAIRES: SOLESIA® - PANNEAU SOLAIRE - ARDOISES

### PARTIE 2 – DONNEES TECHNIQUES SPECIFIQUES PAR PANNEAU SOLAIRE

#### 1 DONNEES TECHNIQUES DES ARDOISES SOLAIRE SOLESIA®

Le système photovoltaïque SOLESIA® ardoise concerne un procédé innovant et esthétique entièrement intégré dans une toiture en ardoise fibres-ciment Eternit. Les ardoises photovoltaïques SOLESIA® sont compatibles avec les ardoises fibres-ciment ALTERNA et BORONDA 45x32 et se posent à pureau entier (double recouvrement) sans l'utilisation d'accessoires spécifiques complémentaires pour assurer l'étanchéité de la couverture.

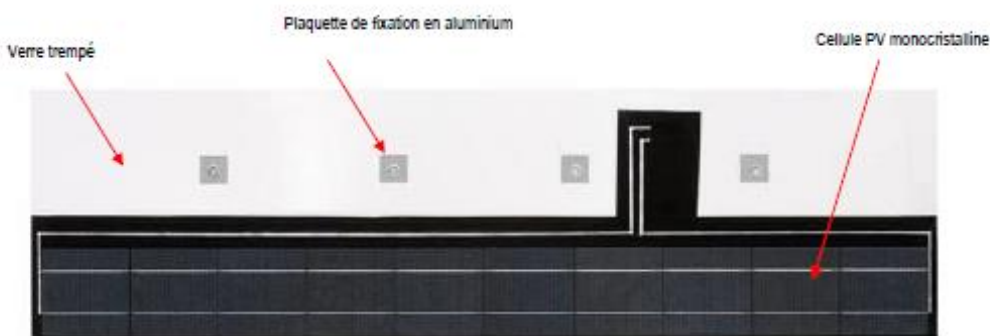


Photo 1: Ardoise SOLESIA®

#### COMPOSITION DU PRODUIT

##### 1. Les ardoises photovoltaïques

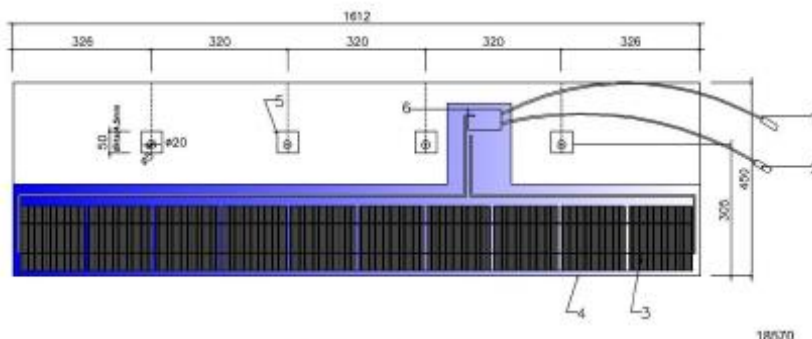


Fig. 1: ardoise solaire SOLESIA®

1. Connecteur (mâle) MC4
2. Connecteur (femelle) MC4
3. Cellule solaire monocristalline
4. Couche de verre trempé transparent
5. Perçage du verre + plaque de fixation en aluminium épaisseur 4.5mm
6. Boîtier électrique avec 1 diode by-pass

L'ardoise SOLESIA® est composée de 10 cellules monocristallines de 156x156 mm. Celles-ci sont enclavées dans de l'EVA (Ethyl Vinyl Acétate) entre une couche de verre trempé hautement transparent pour la partie supérieure et en face arrière un polymère haute performance (Tedlar) de couleur noir.

Le Tedlar en face arrière en polymère est légèrement structuré (relief) sur 170 mm en partant du bas de l'ardoise afin d'éviter les remontées d'eau par capillarité.

L'ardoise SOLESIA® est de dimension 1612 x 450 mm. Elle possède 4 percements munis d'une plaque en aluminium. Ces plaquettes sont pré-montées en usine pour la fixation de l'ardoise.

## Annexe 2 : Ardoise solaire – fiche technique (suite)

## PANNEAUX SOLAIRES: SOLESIA® - PANNEAU SOLAIRE - ARDOISES

### PARTIE 2 – DONNEES TECHNIQUES SPECIFIQUES PAR PANNEAU SOLAIRE

Sur la partie arrière de l'ardoise SOLESIA® est fixé un connecteur type PV-JBIK d'où sortent 2 câbles pourvus d'une connexion unipolaire, afin d'assurer un raccordement sans faute.

A l'extrémité de ces deux câbles de raccordement, on retrouve 2 fiches, l'une mâle type PV-KST3, l'autre femelle type PV-KBT3.

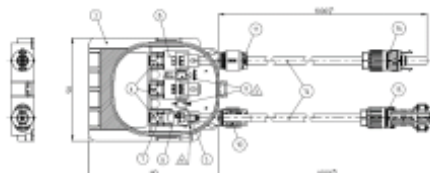


Photo 2 : Boîtier électrique



Photo 3: connecteur type MC4  
Gauche fiche mâle – droite fiche femelle



Photo 4: Rallonge avec fiches type MC4 disponible en 2-5-10-25 m

La totalité du module est assemblée en Belgique.

#### 2. Les accessoires

Les vis en inox de 30 mm destinées à la fixation des ardoises SOLESIA® sont livrées en même temps que les panneaux photovoltaïques.

Les différentes colonnes d'ardoises SOLESIA® sont connectées entre elles avec des rallonges pré-montées de connecteurs MC4. La longueur des câbles dépend de la configuration de la toiture. Différentes longueurs sont disponibles : 2 m, 5 m, 10 m et 25 m. La longueur et le nombre de ces câbles est à préciser lors de la commande.

#### 3. Les onduleurs

Les ardoises SOLESIA® sous l'action du rayonnement solaire produisent un courant continu qui est transformé en courant alternatif par l'onduleur. Ce courant est injecté dans le réseau public par l'intermédiaire d'un compteur électrique.

Le type et le nombre d'onduleurs sont définis par l'installateur selon la configuration et la puissance installée sur la couverture.

#### DIMENSIONS, MASSE ET TOLERANCES

Les caractéristiques ont été mesurées selon les normes internationales avec un niveau de rayonnement de 1000 W/m<sup>2</sup> et une température de 25°C.

La tolérance sur la puissance maximale est de +/- 5%.

Tableau 1: Données techniques:

	Unité	Ardoise SOLESIA® 40 Wp avec un recouvrement de 11 cm
Dimension du panneau avant intégration (longueur x largeur)	mm	1612 x 450
Epaisseur	mm	5
Poids total par panneau	kg	+/- 7
Nombre de cellules par panneau	pc	10
Puissance maximale pm par panneau	Wc*	40
Tension à la puissance maximale vm	V	5
Courant à la puissance maximale Im	A	8
Tension en circuit ouvert Voc	V	6,4
Courant de court-circuit Isc	A	8,6
Tension maximale du système	V	750
Coefficient température Voc	%/°C	-0,33
Coefficient température Isc	%/°C	+0,05

Wc\* = Watt crête = la puissance maximale d'un panneau solaire en plein soleil (= puissance crête).  
Plein soleil = ensoleillement de 1000 Watt/m<sup>2</sup> sur la surface terrestre.

## Annexe 2 : Ardoise solaire – fiche technique (suite)


**PANNEAUX SOLAIRES: SOLESIA® - PANNEAU SOLAIRE - ARDOISES**  
**PARTIE 2 – DONNEES TECHNIQUES SPECIFIQUES PAR PANNEAU SOLAIRE**
**8. Mise en place de la 2<sup>ème</sup> colonne des ardoises SOLESIA®**

Les ardoises SOLESIA® sont fixées de la même façon que la 1<sup>ère</sup> colonne. Les ardoises SOLESIA® sont posées les unes à côté des autres avec un joint de 8 mm. La connexion des ardoises SOLESIA® et des colonnes entre elles s'effectue de la même façon que précédemment.

Les ardoises 45x32 périphériques sont fixées à l'aide de vis (et non par un crochet pointe ou clous) dans le liteau.

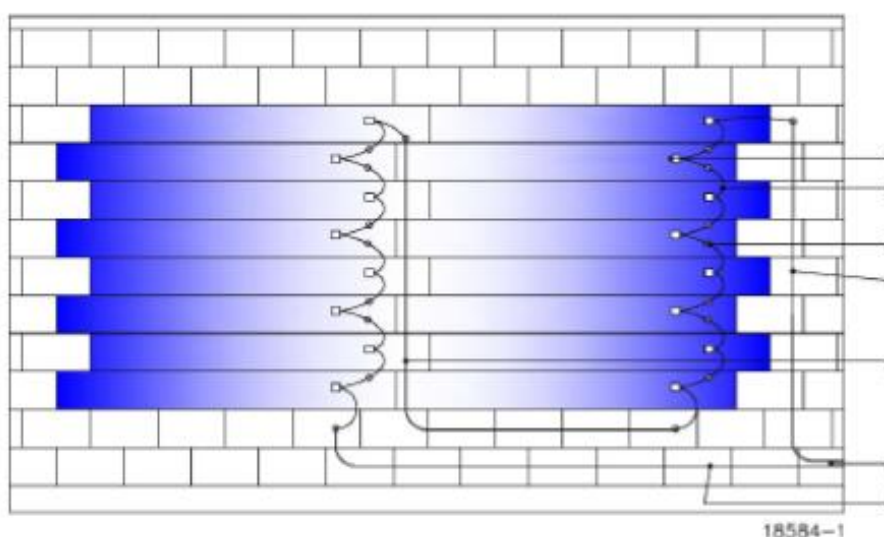


Fig.7 : Schéma de pose – ordre de pose.

1. Connecteur
2. Câble de liaison
3. Fiches MC4
4. Rallonge avec fiches MC4
5. Point où les deux câbles traversent le sous-toiture vers l'intérieur

Etant donné que les ardoises SOLESIA® sont de CLASS II et qu'elles ne possèdent pas de cadre métallique, il n'est pas nécessaire de relier l'ensemble des ardoises SOLESIA® à la terre.

Il est conseillé de mesurer la tension DC électrique par groupe de 5 ardoises solaires SOLESIA® posées les unes au-dessus des autres afin de détecter au plus vite une éventuelle mauvaise connexion. Ceci peut être réalisé en mesurant la différence de tension entre l'ardoise inférieure et l'ardoise supérieure à l'aide d'un multimètre (voir tableau 3 ci-dessous).

Puissance électrique générée par les ardoises solaires SOLESIA® avec 10 cellules en série:

- sombre (nuit): 0 V
- Par mauvais temps ou temps nuageux – panneaux non chauds: 5,5 V
- Par temps ensoleillé – panneaux chauds: 5 V

Tableau 3: Différence de tension en fonction du nombre de panneaux

Puissance	Nombre d'ardoises SOLESIA®	Surface des panneaux	Par mauvais temps ou temps nuageux	Par temps ensoleillé
400 Wc	10	2,74 m <sup>2</sup>	55 V	50 V
800 Wc	20	5,48 m <sup>2</sup>	110 V	100 V
1200 Wc	30	8,22 m <sup>2</sup>	165 V	150 V
1600 Wc	40	10,96 m <sup>2</sup>	220 V	200 V
2000 Wc	50	13,70 m <sup>2</sup>	275 V	250 V
2400 Wc	60	16,44 m <sup>2</sup>	330 V	300 V
3000 Wc	70	19,18 m <sup>2</sup>	385 V	350 V

## Annexe 2 : Ardoise solaire – fiche technique (suite)


**PANNEAUX SOLAIRES: SOLESIA® - PANNEAU SOLAIRE - ARDOISES**  
**PARTIE 2 – DONNEES TECHNIQUES SPECIFIQUES PAR PANNEAU SOLAIRE**
**9. Passage des câbles au niveau de l'écran de sous-toiture**

Lors de la pose de la dernière ardoise SOLESIA®, le câble terminal et le câble de début traverseront la sous-toiture afin d'être connectés à l'onduleur et au réseau électrique. Le passage des câbles sous l'écran de sous-toiture doit être réalisé dans la mesure du possible entre deux lés de manière à ne pas percer la sous-toiture. Dans le cas où le passage entre deux lés est impossible, un trou sera réalisé dans l'écran de sous-toiture puis une pièce sera rajoutée, type ruban adhésif, conformément aux prescriptions du fabricant de l'écran de sous-toiture.

Une fois l'installation terminée, elle doit être vérifiée avant son raccordement à l'onduleur. Comme précédemment, on utilise un multimètre pour tester la tension en circuit ouvert.

**REMARQUE:** conseils pour une nouvelle construction et une pose ultérieure d'ardoises solaires SOLESIA®

Quand il y a un intérêt pour la pose d'ardoises solaires SOLESIA®, et qu'il n'est pas possible pour diverses raisons d'en effectuer immédiatement la pose, on peut préparer le bâtiment à une pose future.

En choisissant le format d'ardoises 45x32, il suffira en temps voulu de démonter quelques m<sup>2</sup> d'ardoises fibres-ciment et de les remplacer par des ardoises solaires SOLESIA®. Ceci, plus une double gaine électrique du grenier vers le compteur électrique facilitera le passage à une production d'énergie verte.

**3 ARDOISES SOLAIRES SOLESIA® ET ACCESSOIRES**
**Ardoises solaires Solesia®:**

Les ardoises solaires Solesia® sont vendues à l'unité. Vous trouverez ci-dessous quelques exemples de rendement énergétique pour différentes configurations.

Tableau 4: Exemples de configurations avec des ardoises solaires SOLESIA®

NOMBRE DE PANNEAUX	37	55	73	92	110	128	146
Puissance max.	1480 Wcr	2200 Wc	2920 Wcrête	3680 Wc	4400 Wc	5120 Wc	5840 Wcr
Rendement annuel	1258 kWh	1870 kWh	2482 kWh	3128 kWh	3740 kWh	4352 kWh	4964 kWh
Superficie ardoises Solesia 40 Wc	10 m <sup>2</sup>	15 m <sup>2</sup>	20 m <sup>2</sup>	25 m <sup>2</sup>	30 m <sup>2</sup>	35 m <sup>2</sup>	40 m <sup>2</sup>

**Câbles :**

Afin de pouvoir connecter les différentes colonnes de tuiles solaires entre elles et d'ensuite connecter les différents circuits à l'onduleur, plusieurs longueurs de câbles sont disponibles : 2m – 5m – 10m et 25m. La longueur et le nombre de ces câbles est à préciser lors de la commande.

**4 INFORMATIONS SUPPLEMENTAIRES**

Ces données techniques spécifiques remplacent toutes les éditions précédentes. ETERNIT se réserve le droit de modifier ces directives sans notification préalable. Le lecteur doit s'assurer qu'il dispose effectivement de la version la plus récente de cette documentation. Aucune modification ne peut être apportée à ce texte sans autorisation.

Ces données techniques spécifiques sont seulement valables pour des applications en Belgique, au Pays-Bas et au Grand-duché de Luxembourg; pour des applications hors de cette région, il est nécessaire de contacter le Technical Service Center de ETERNIT.

Pour de plus amples détails techniques, consulter la documentation ETERNIT « Partie 1 – Données générales techniques des panneaux solaires », les textes de cahier de charges ETERNIT, le texte de garantie ETERNIT, la liste de prix ETERNIT, le site web ETERNIT, etc.




Eternit SA, département Toiture  
 Kuijermansstraat 1  
 B-1880 Kapelle-op-den-Bos  
 Belgique  
 Tel 0032 (0)15 71 73 50  
 Fax 0032 (0)15 71 73 19  
 info.toiture@eternit.be  
 www.eternit.be

RPM 0 466 059 065, Bruxelles – TVA BE 0 466 059 066 – Compte bancaire 482-009801-09

pv-solesia-partie-2-specifique-ardoise-frs  
 ETERNIT, Technical Service Centre

an etex company  
 11/11  
 Dernière révision 15/12/2016

## Annexe 3 : Exemple de certificat de conformité – module photovoltaïque


**TÜVRheinland®**  
Precisely Right.

# Certificate

**Registration No.: PV 60025348**      Page 1      **Report No.: 21207402-2**


---

<b>License Holder:</b> Changzhou EGing Photovoltaic Technology Co., Ltd. No. 18 Jinwu Road, Yaolang Town Jintan City, Jiangsu Province 213213 China	<b>Product:</b> PV Module Type: EGM-150; EGM-155; EGM-160; EGM-165; EGM-170; EGM-175; EGM-180.
--	--

**Manufacturing Plant:**  
 Changzhou EGing  
 Photovoltaic Technology Co., Ltd.  
 No. 18 Jinwu Road, Yaolang Town  
 Jintan City, Jiangsu Province 213213  
 China

---


**Basis:**

<input checked="" type="checkbox"/> <b>IEC 61730-1:2004</b> <b>IEC 61730-2:2004</b> <b>EN 61730-1:2007</b> <b>EN 61730-2:2007</b> *Photovoltaic (PV) module safety qualification*		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualified, IEC 61215</li> <li>• Safety tested, IEC 61730</li> <li>• Periodic Inspection</li> </ul>
---	---	---

**Factory Inspection**  
 To document the consistent quality of the product factory inspections are performed periodically.

**Remarks:**  
 - IEC EN 61730 consists of part 1 ( Requirements for construction) and part 2 (Requirements for testing).  
 - The above listed PV modules fulfil the requirements of Application Class A (Safety Class II ). They may be used in PV plants at a maximum system voltage (Voc at STC) of up to **1000 VDC**.  
 - The fire test (IEC 61730-2 / MST 23) was not performed.  
 - The details of the factory inspection are documented in report no. 15031950.001.

**Conditions:**  
 The product test is voluntarily according to technical regulations. Any change of the design, materials, components or processing may require the repetition of some of the qualification tests in order to retain type approval.  
**The certificate is valid until 7 July 2013.**

  
 Dipl.-Ing. M. Adrian

Cologne, 18 May 2009

TÜV Rheinland Product Safety GmbH, Am Grauen Stein, D-51105 Cologne