

# Contenu support de cours

## Table des matières

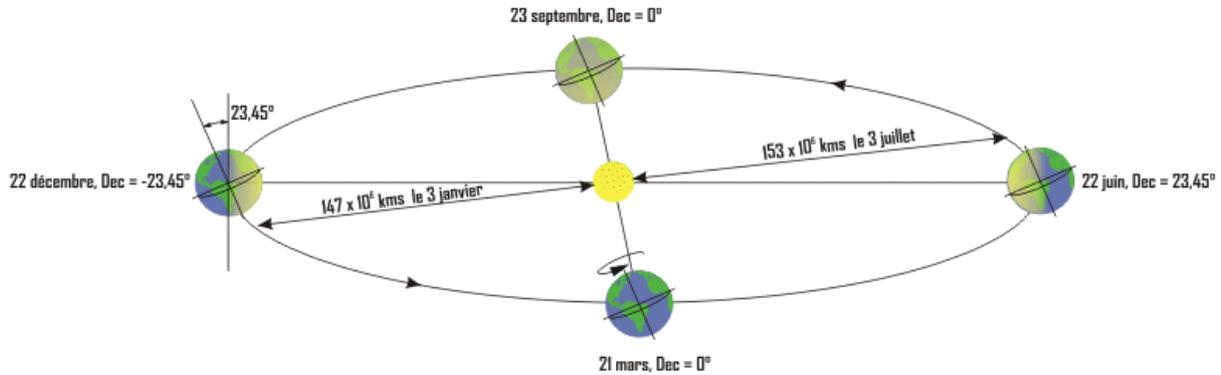
1. La ressource soleil.....	3
1.1 L'énergie reçue sur Terre.....	3
1.2 L'ensoleillement de la France.....	8
1.3 La course du soleil.....	13
1.4 Masques du soleil.....	14
1.5 La bonne orientation des capteurs solaires.....	17
2. Les capteurs solaires.....	19
2.1 Production d'un système photovoltaïque.....	19
2.2 La cellule photovoltaïque.....	22
2.3 Les principales technologies solaires photovoltaïques.....	25
2.4 Le silicium cristallin.....	26
2.5 Le silicium amorphe.....	28
2.6 Les technologies couches minces.....	29
2.7 Le photovoltaïque organique.....	33
2.8 Tableau comparatif.....	38
2.9 L'assemblage des cellules photovoltaïques.....	39
2.10 Le branchement des panneaux photovoltaïques.....	43
2.11 Les panneaux hybrides ou aérovoltaiques.....	46
3. Les onduleurs.....	47
3.1 Les type d'onduleurs.....	50
3.2 Adaptation des onduleurs au champ photovoltaïque.....	51
3.3 Performances des onduleurs.....	53
3.4 Tableau comparatif des onduleurs.....	54
4. Le stockage de l'énergie produite et les batteries.....	54
4.1 Utilité du stockage d'énergie.....	54
4.2 Les types de batterie.....	55
4.3 Rôle de la batterie.....	55
4.4 Impact écologique.....	55
4.4 Le stockage virtuel ou vente au surplus ?.....	55
5. Branchement de l'installation.....	56
Obligation de qualification professionnelle de l'installateur.....	56
Type de l'installation : l'implantation sur bâtiment.....	58
Même site d'implantation.....	59
Dérogations.....	59
Conditions particulières d'une installation avec stockage.....	60
5.1 Installations de petite puissance (jusqu'à 9 kWc).....	61
5.2 Installations de moyenne puissance (> 9 kWc et ≤ 100 kWc).....	62
5.3 Installations industrielles (>> 100 kWc).....	62
5.4 Evaluation du coût par Wc installé.....	63
5.5 Etudes techniques préalables.....	63
5.6 Les travaux de raccordement au réseau.....	63
5.7 Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE 5bis).....	66
5.8 Conseil juridique, Assurances, Emprunt.....	66
5.9 Suivi du chantier.....	66
5.10 Suivi, Maintenance et entretien.....	67
6. Outils de calcul de l'installation.....	67

7. Réaliser un projet.....	68
Particulier.....	68
Collectivités territoriales.....	71
Entreprises.....	71
8. Suivi et maintenance.....	73
Guide.....	73
Groupement de producteurs ou équivalent.....	74
Maintenance des installations photovoltaïques.....	74
9. Enjeux et chiffres.....	77
Les enjeux pour RTE – Réussir l’intégration des énergies renouvelables.....	77
Puissances installées (kW).....	79
Puissances installées par région, département et commune.....	81
Emplois générés par le photovoltaïque.....	81
Objectifs de puissance.....	82
Les objectifs cumulés des Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE).....	82
10. Sites à consulter, références.....	83

# 1. La ressource soleil

## 1.1 L'énergie reçue sur Terre

### La terre tourne autour du soleil



#### La déclinaison.

La déclinaison (Dec) est l'angle que forme le vecteur "centre de la terre->soleil" et le plan équatorial de la terre. La déclinaison varie de +23°,45 en degrés décimaux (23° 27' en degrés sexagésimaux) au solstice d'été (22 juin) à -23,45° au solstice d'hiver (22 décembre) (+ ou -23°,27' en degrés sexagésimaux) en passant par la valeur 0 aux équinoxes (21 mars et 23 septembre). Cette déclinaison est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestres par rapport au plan écliptique ce qui nous donne les différentes saisons (la terre est un peu plus proche du soleil en hiver mais pour la France les rayons étant plus rasants, la chaleur reçue est plus faible). Cette inclinaison est constante (voir le croquis de la révolution de la terre autour du soleil ci-dessous).

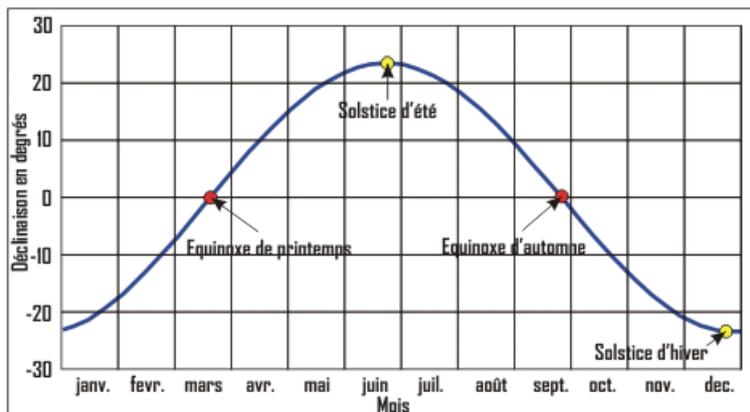
La déclinaison est obtenue avec l'équation suivante :

$$\text{Dec} = \text{ArcSin}(0,3978 \times \text{Sin}(\text{va} \times (\text{j} - (81 - 2 \times \text{Sin}(\text{va}^\circ \times (\text{j} - 2))))))$$

où va est la vitesse angulaire moyenne de rotation de la Terre en degrés/jour,  $\text{va} = 360 / 365,25$  et j est le numéro d'ordre du jour dans l'année (1 pour le 1er janvier)

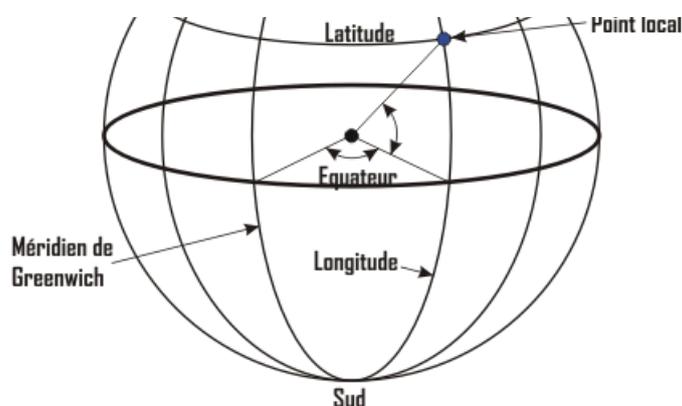
Cette formule peut être simplifiée tout en donnant une précision suffisante :

$$\text{Dec} = \text{ArcSin}(0,398 \times \text{Sin}(0,985 \times (\text{j} - 80)))$$



**Exercice 1 :** avec une calculatrice scientifique vérifier quelques points de la courbe ci-dessus.

### Latitude et longitude



### *La latitude et la longitude.*

La latitude est l'angle formé par le plan équatorial et la normale/verticale au point local. L'angle varie de 42°N au milieu de la Corse à 51°N près de Dunkerque.

La longitude est l'angle formé par le méridien référence de Greenwich et le méridien du point local. Cet angle varie de -5° pour la pointe de Bretagne à +9,5° pour le côté est de la Corse. Comme la terre tourne sur elle même (360°) en 24 heures, chaque heure représente 15° d'écart de longitude.

### **Position du soleil**

La position du soleil est exprimée par deux angles que sont :

#### La hauteur du soleil

La hauteur du soleil (h), ou encore l'altitude, est l'angle formé par le plan horizontal du lieu considéré et le vecteur "point local->soleil" (trait bleu sur le croquis ci-dessous). Cette hauteur du soleil intervient fortement sur la valeur de l'éclairement solaire et pour apprécier cette valeur en un point et une heure donnés il est nécessaire de calculer cette hauteur. La formule classique est la suivante :

$$h = \text{ArcSin}(\text{Sin}(\text{Lat}) \times \text{Sin}(\text{Dec}) + \text{Cos}(\text{Lat}) \times \text{Cos}(\text{Dec}) \times \text{Cos}(\text{Ah}))$$

où Lat est la latitude du lieu, Dec la déclinaison fonction du lieu et de la date, Ah l'angle horaire fonction de l'heure vraie.

A 12h, Ah est égal à 0°, A 11h -15°, A 6h -90°, à 18h +90° et à 0h il vaut -180°

$$\text{Ah} = 180 \times (h / 12 - 1)$$

où h est l'heure locale

Exemple, quelle est la hauteur du soleil à 10 h vrai le 1er juillet pour Mulhouse ?

$$\text{Ah} = 180 \times (10 / 12 - 1) = -30^\circ$$

$$j = 30 + 28 + 31 + 30 + 31 + 30 + 1 = 181 \text{ jours}$$

$$\text{Dec} = \text{ArcSin}(0,398 \times \text{Sin}(0,985 \times (181 - 80))) = 23,19^\circ$$

$$\text{Mulhouse, Lat} = 47,6^\circ$$

$$h = \text{ArcSin}(\text{Sin}(47,6) \times \text{Sin}(23,19) + \text{Cos}(47,6) \times \text{Cos}(23,19) \times \text{Cos}(-30)) = 55,85^\circ$$

**Exercice 2 :** calculer la hauteur du soleil à Paris (Lat=48,85°) le 29 avril à 15h vrai

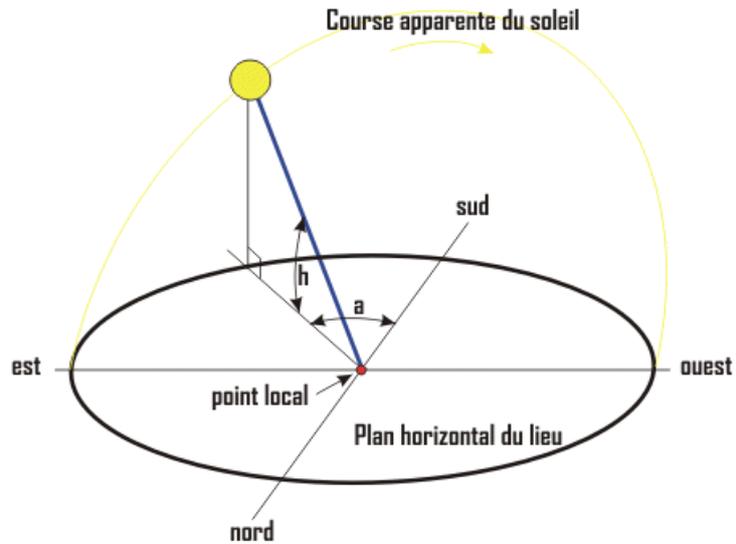
#### L'azimut du soleil

L'azimut solaire (a) est l'angle horizontal formé par le plan méridien (axe nord-sud) et le plan vertical du vecteur "point local->soleil". Le signe de l'azimut est le même que celui de l'angle horaire.

$$a = \text{ArcSin}((\text{Cos}(\text{Dec}) \times \text{Sin}(\text{Ah})) / \text{Cos}(h))$$

Exemple avec les valeurs précédentes :

$$a = \text{ArcSin}((\text{Cos}(23,19) \times \text{Sin}(-30)) / \text{Cos}(55,85)) = -54,96^\circ$$



**Exercice 3 :**  
*calculer l'azimut  
 du soleil à Paris, le  
 29 avril à 15h vrai*  
Heures de lever et  
 de coucher du  
 soleil

A partir de la latitude et de la déclinaison, il est possible de connaître l'heure solaire vrai du lever et du coucher de soleil :

$$t_{SVLever} = 12 - (\text{ArcCos}(-\text{Tan}(\text{Lat}) \times \text{Tan}(\text{Dec}))) / 15$$

$$t_{SVCoucher} = 12 + (\text{ArcCos}(-\text{Tan}(\text{Lat}) \times \text{Tan}(\text{Dec}))) / 15$$

**Exercice 4 :** *calculer l'heure du lever et du coucher du soleil à Paris le 29 avril*

Durée d'insolation

La durée d'insolation représente la durée maximale de la journée :

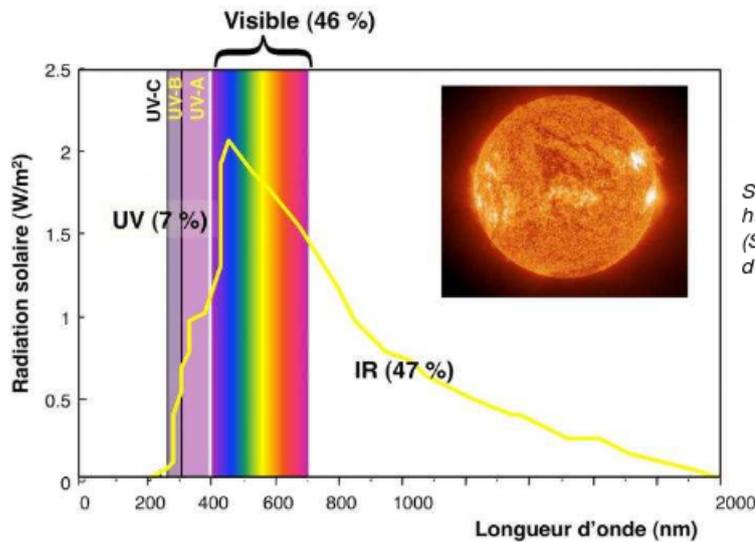
$$D_i = 2 / 15 \times \text{ArcCos}(-\text{Tan}(\text{Lat}) \times \text{Tan}(\text{Dec}))$$

**Exercice 5 :** *calcul durée insolation à Paris le 29 avril*

## Caractéristiques du rayonnement solaire

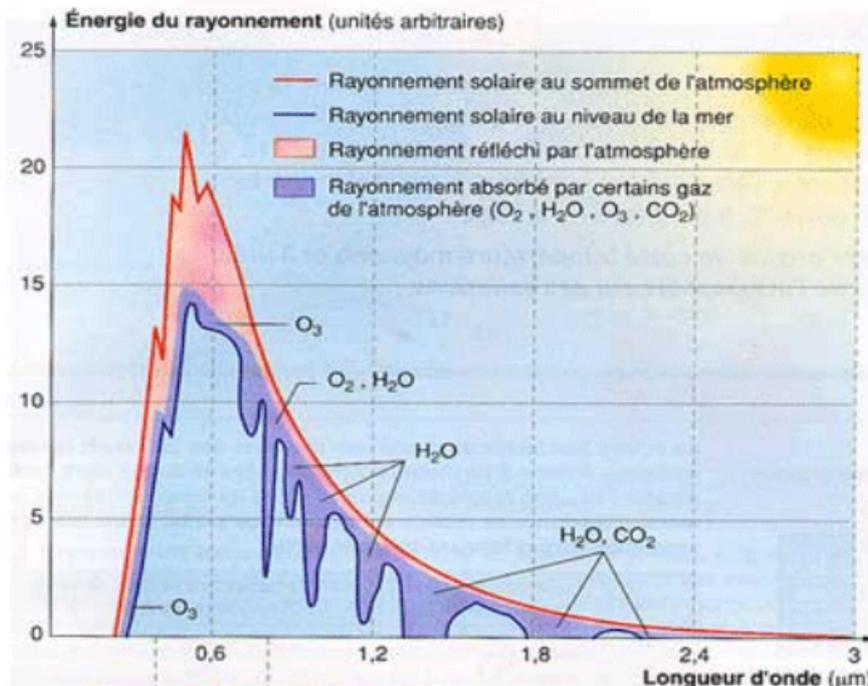
L'énergie solaire arrive sous la forme d'un rayonnement dont les longueurs d'onde vont de l'ultraviolet à l'infrarouge, avec un maximum vers 550 nm, soit une nuance jaune-vert.

Le



*Spectre du rayonnement solaire en haute atmosphère.  
(Source CNRS ; Institut National des Sciences de l'Univers)*

Le spectre du rayonnement parvenant au niveau de la mer diffère quelque peu, car les constituants de l'atmosphère absorbent sélectivement dans certaines bandes de longueurs d'onde.



*Absorption et réflexion du rayonnement solaire par l'atmosphère  
(Source CNRS ; Université de Lyon ; Géosciences)*

En dehors de l'atmosphère à 50 kms de hauteur, le soleil envoie un flux énergétique variant de 1320 W/m<sup>2</sup> à 1410 W/m<sup>2</sup>. La valeur moyenne retenue de cette puissance appelée AM0 est 1350 W/m<sup>2</sup>. La traversée de l'atmosphère diminue fortement ce flux par absorptions diverses. Au niveau de l'Equateur on traverse une épaisseur d'atmosphère (AM1). Au niveau des latitudes moyennes on traverse 1,5 fois l'épaisseur de l'atmosphère (AM1,5). Aux pôles on traverse environ 2 fois cette même épaisseur (AM2). **La puissance AM1,5 retenue, dite standard est de 1000 W/m<sup>2</sup>.** Chaque m<sup>2</sup> de surface normale à l'axe Soleil Terre, reçoit une quantité d'énergie solaire par seconde estimée à **1kW**. A l'équateur cette énergie est reçue au maximum. Un m<sup>2</sup> de surface normale

recupère ainsi environ 2300 kWh par an. Il y a 8760 heures par an. Le rendement solaire de base est donc de  $2300 / 8760 = 26,25 \%$ .

Dès que la latitude augmente, les rayons solaires arrivent avec une incidence qui diminue la quantité d'énergie reçue par chaque m<sup>2</sup> de surface au sol ou en mer. Par ailleurs, l'ensoleillement varie en fonction de l'épaisseur d'atmosphère traversée et des conditions atmosphériques. Les nuages épais masquent le flux d'énergie solaire. De même la rotation de la Terre sur elle-même, fait varier l'incidence des rayons du soleil dans la journée.

Il faut donc tenir compte de plusieurs facteurs pour déterminer le flux solaire effectivement récupérable :

- **L'ensoleillement local annuel** qui dépend essentiellement du climat,
- La rotation de la Terre dans la journée ou **course du soleil**,
- La latitude qui commande la **bonne orientation des capteurs solaires**,
- Le **rendement des capteurs solaires**.

## 1.2 L'enseillement de la France

Quelques sources d'information :

<http://www.meteopassion.com/enseillement-annuel.php>

<https://www.actualitix.com/nombre-d-heures-d-enseillement-par-departement.html>

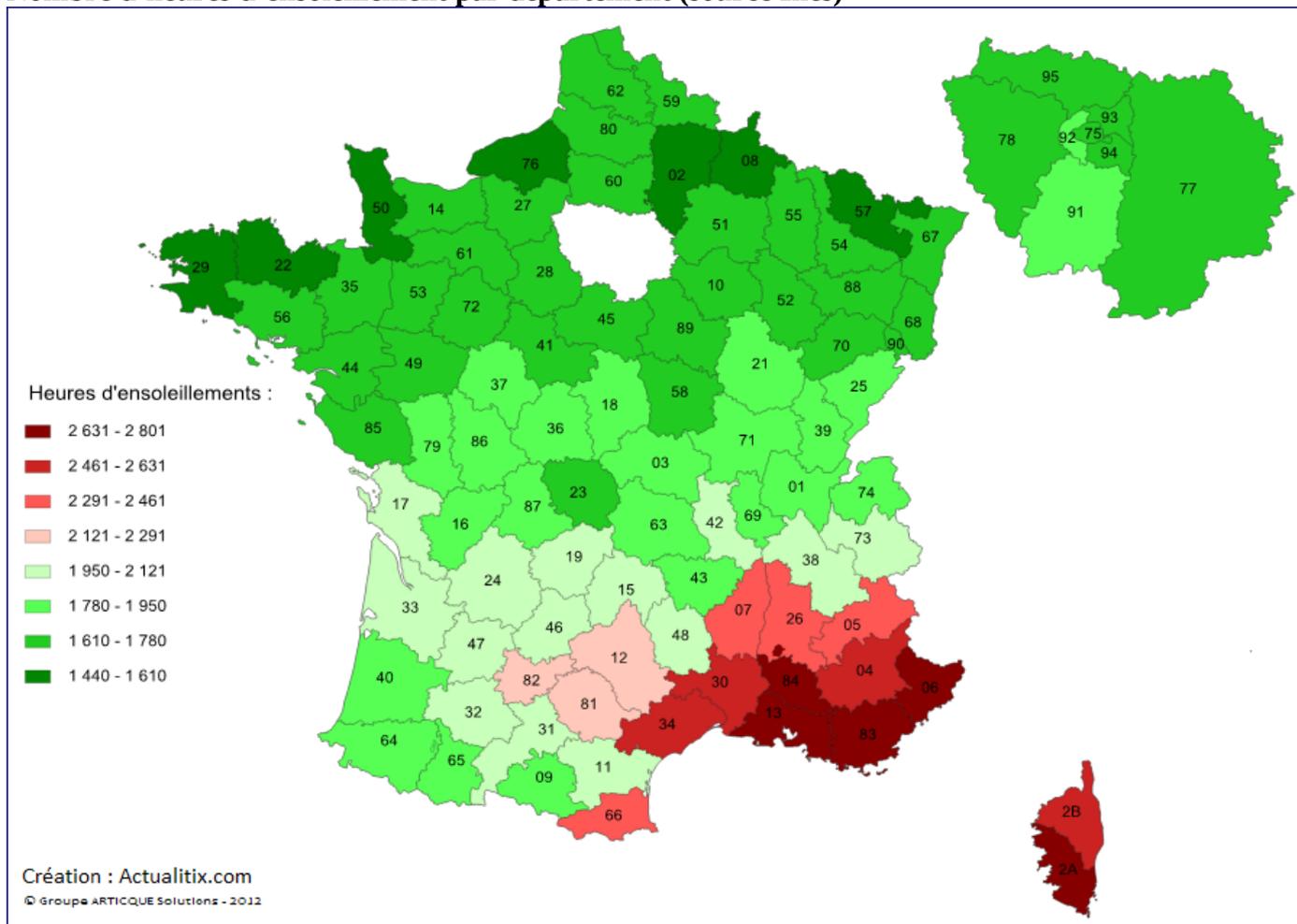
<http://carte-enseillement.blogspot.com/2011/09/>

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

[http://ines.solaire.free.fr/dataclim\\_1.php](http://ines.solaire.free.fr/dataclim_1.php)

**Exercice 6 :** Trouver le nombre d'heures d'enseillement à Paris selon le site Ines ci-dessous.

### Nombre d'heures d'enseillement par département (source Ines)



Source : Météo France – 2011

Maximums : Bouches-du-Rhône, Var, Vaucluse, Alpes maritimes et Corse ( 2660 à 2800 h/an).

Minimums : Finistère, Cotes d'Armor, Manche, Seine maritime, Ardennes ( 1510 à1440 h/an).

Néanmoins le rapport entre le plus ensoleillé et le moins ensoleillé est inférieur à 2. La proximité d'une grande agglomération est intéressante pour limiter les pertes dues au transport de l'électricité.

Classement N° Dép. Départements Français

Ensoleillement (heures)

1	13	Bouches-du-Rhône	2801
2	83	Var	2793
3	84	Vaucluse	2753
4	2A	Corse-du-Sud	2726
5	6	Alpes-Maritimes	2668
6	34	Hérault	2618
7	30	Gard	2616
8	4	Alpes-de-Haute-Provence	2596
9	2B	Haute-Corse	2533
10	5	Hautes-Alpes	2439
11	66	Pyrénées-Orientales	2392
12	7	Ardèche	2390
13	26	Drôme	2354
14	82	Tarn-et-Garonne	2143
15	81	Tarn	2134
16	12	Aveyron	2121
17	11	Aude	2106
18	15	Cantal	2084
19	32	Gers	2069
20	17	Charente-Maritime	2055
21	46	Lot	2054
22	48	Lozère	2025
23	38	Isère	2020
24	31	Haute-Garonne	2010
25	42	Loire	2007
26	33	Gironde	1992
27	19	Corrèze	1976
28	24	Dordogne	1964
29	47	Lot-et-Garonne	1957
30	73	Savoie	1957
31	16	Charente	1943
32	65	Hautes-Pyrénées	1940
33	79	Deux-Sèvres	1934
34	69	Rhône	1932
35	1	Ain	1928
36	74	Haute-Savoie	1901
37	9	Ariège	1900
38	63	Puy-de-Dôme	1898
39	39	Jura	1889
40	43	Haute-Loire	1885
41	64	Pyrénées-Atlantiques	1877
42	86	Vienne	1867
43	91	Essonne	1866

44	87	Haute-Vienne	1860
45	3	Allier	1857
46	40	Landes	1852
47	71	Saône-et-Loire	1849
48	36	Indre	1835
49	37	Indre-et-Loire	1799
50	25	Doubs	1797
51	92	Hauts-de-Seine	1796
52	21	Côte-d'Or	1789
53	18	Cher	1787
54	94	Val-de-Marne	1774
55	10	Aube	1771
56	58	Nièvre	1764
57	89	Yonne	1759
58	85	Vendée	1756
59	88	Vosges	1743
60	70	Haute-Saône	1743
61	41	Loir-et-Cher	1737
62	56	Morbihan	1736
63	62	Pas-de-Calais	1734
64	23	Creuse	1733
65	77	Seine-et-Marne	1731
66	72	Sarthe	1728
67	90	Territoire de Belfort	1724
68	68	Haut-Rhin	1721
69	95	Val-d'Oise	1719
70	45	Loiret	1710
71	51	Marne	1705
72	93	Seine-Saint-Denis	1704
73	28	Eure-et-Loir	1697
74	49	Maine-et-Loire	1690
75	44	Loire-Atlantique	1690
76	27	Eure	1684
77	52	Haute-Marne	1682
78	55	Meuse	1676
79	78	Yvelines	1664
80	54	Meurthe-et-Moselle	1638
81	67	Bas-Rhin	1633
82	75	Paris	1630
83	53	Mayenne	1629
84	35	Ille-et-Vilaine	1626
85	80	Somme	1624
86	14	Calvados	1624

87	60	Oise	1622
88	59	Nord	1617
89	61	Orne	1615
90	2	Aisne	1609
91	57	Moselle	1605
92	76	Seine-Maritime	1518
93	22	Côtes-d'Armor	1512
94	29	Finistère	1492
95	50	Manche	1460
96	8	Ardennes	1440

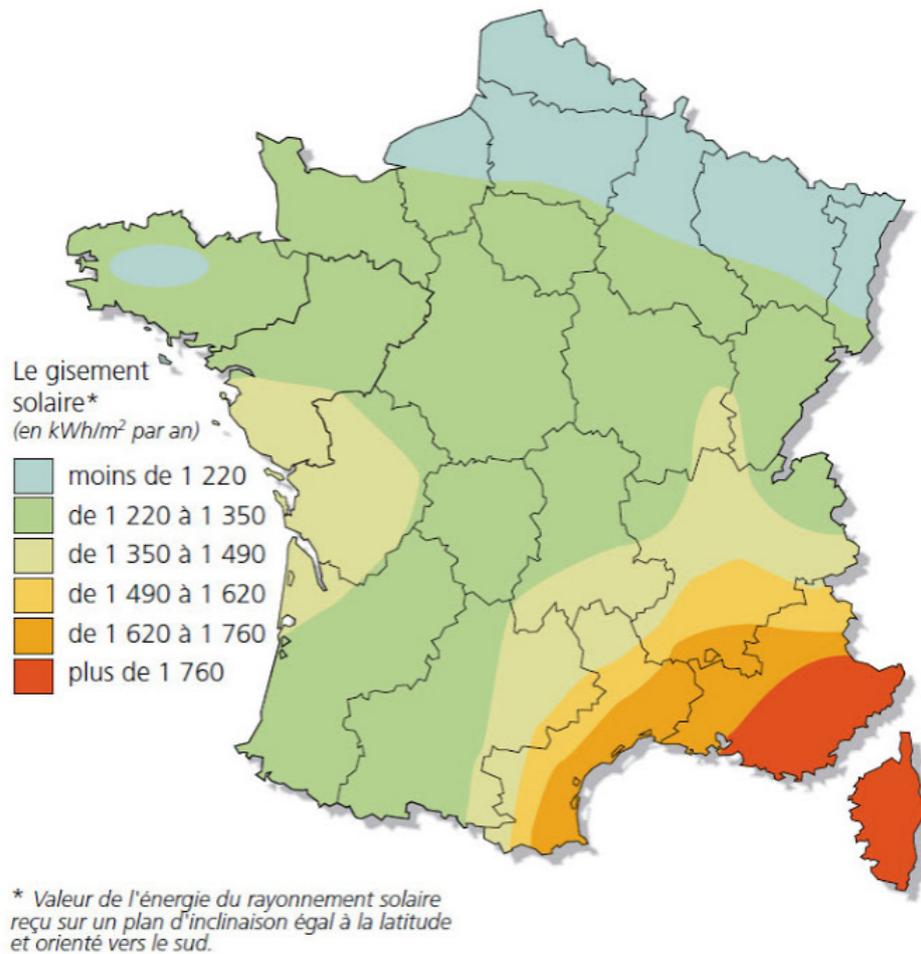
### Puissance solaire recueillie par ville en kWh/m<sup>2</sup>/an

Villes	Latit.	Kwh/m <sup>2</sup> /an	Villes	Latit.	Kwh/m <sup>2</sup> /an	Villes	Latit.	Kwh/m <sup>2</sup> /an
Agen	44,2	1478,5	Dijon	47,3	1292,9	Nantes	47,2	1368,9
Ajaccio	41,9	1763,3	Embrun	44,6	1667,7	Nice	43,7	1751,4
Ambérieu	46	1278,5	Gourdon	43,7	1427,6	Nîmes	43,8	1748,4
Angers	47,5	1337,1	Grenoble	45,2	1429,3	Orléans	47,9	1313
Angoulême	45,6	1452,6	La Rochelle	46,2	1542,4	Paris	48,8	1229,7
Anncy	46,2	1319	Langres	47,8	1321,3	Perpignan	42,7	1690
Bastia	42,7	1757	Le Mans	48	1361,9	Reims	49,3	1265,5
Besançon	47,3	1353,2	Le Puy	45	1428,7	Rennes	48,1	1351,6
Biarritz	43,5	1418,3	Lille	50,6	1194,4	Rouen	49,4	1219,9
Bordeaux	44,8	1461,1	Limoges	45,8	1368,5	Saint Auban	44,4	1753,2
Bourges	47,1	1313,1	Lyon	45,8	1421,3	Saint Quentin	49,8	1214,1
Brest	48,4	1247,7	Marseille	43,3	1739,8	Sarreguemines	49,1	1149,3
Caen	49,2	1316,6	Metz	49	1178,9	Strasbourg	48,6	1231,7
Carcassonne	43,2	1546,9	Millau	44,1	1597,6	Toulon	43,1	1855
Cazaux	44,5	1535,1	Mont de Marsan	43,9	1426,8	Toulouse	43,6	1741,6
Chartres	48,4	1229,9	Montélimar	44,5	1685	Tours	47,4	1307,2
Clermont-Fd	45,8	1376,5	Montpellier	43,6	1704,6	Valenciennes	50,4	1048,3
Cognac	45,7	1403,1	Mulhouse	47,6	1188,2	Vichy	46,1	1296,2
Colmar	48	1300,2	Nancy	48,7	1246			

**Exercice 7 :** Une habitation consomme environ 6 MWh d'électricité par an. Le rendement des panneaux solaires est de 20 %. Quelle surface de capteurs faudrait il installer pour couvrir le tiers de la consommation de cette habitation ? Faire le calcul pour les villes de Lille, Paris, Lyon et Marseille.

### Kwh récupérables par m<sup>2</sup> et par an

Le rapport entre l'énergie reçue du soleil et l'ensoleillement du lieu pour une orientation optimum des capteurs solaires est encore donné par la carte nationale suivante :



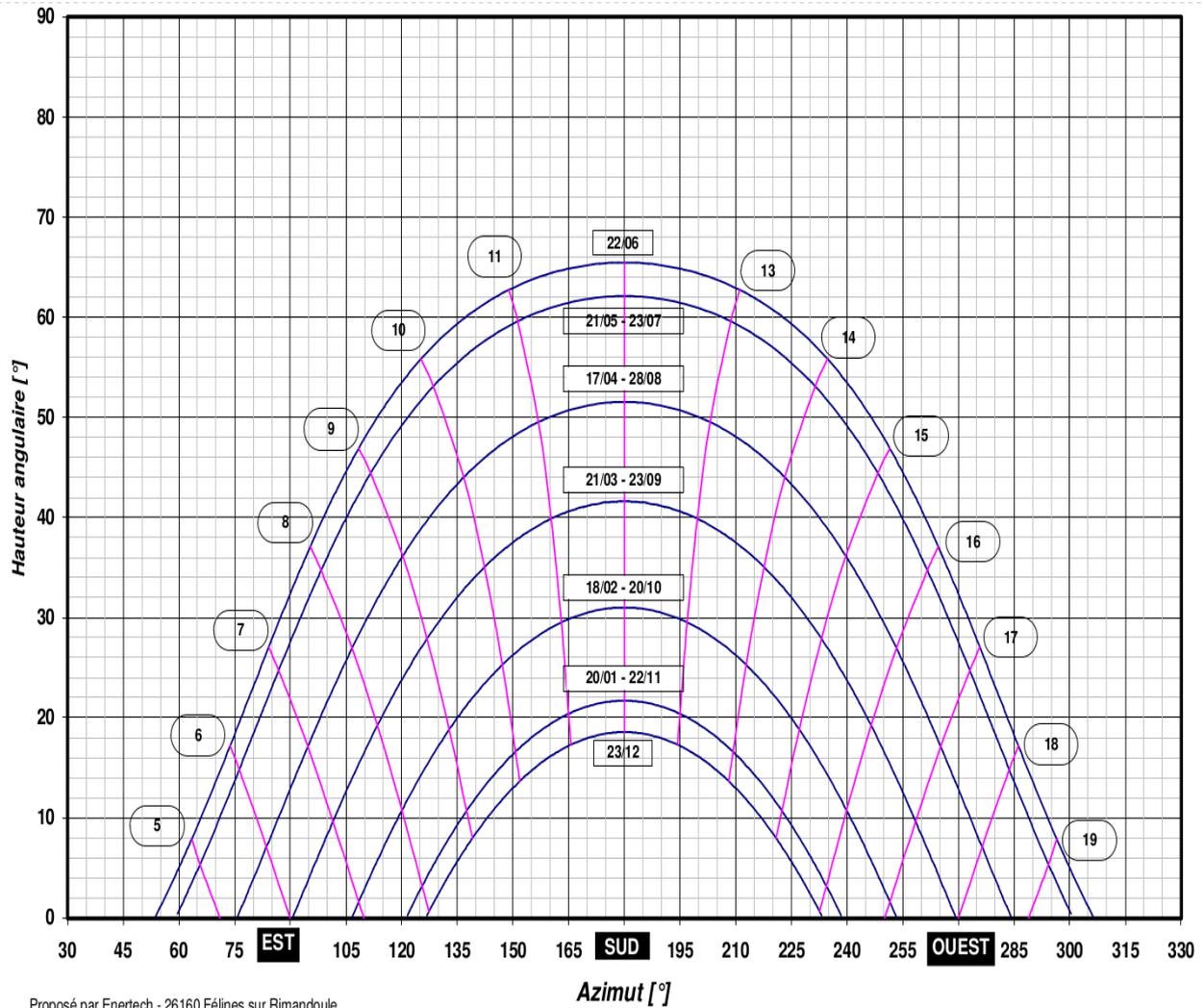
Sources : [http://ines.solaire.free.fr/gisesol\\_1.php](http://ines.solaire.free.fr/gisesol_1.php)

**Exercice 8 :** Situer quelques villes sur la carte et en déduire l'énergie reçue, comparer avec la table des villes. Par exemple, Strasbourg, Nantes, Bordeaux et Nice.

# 1.3 La course du soleil

## Course du soleil à Paris

coordonnées géodésiques de Paris : 48,85° de latitude 2,34° de longitude/Greenwich

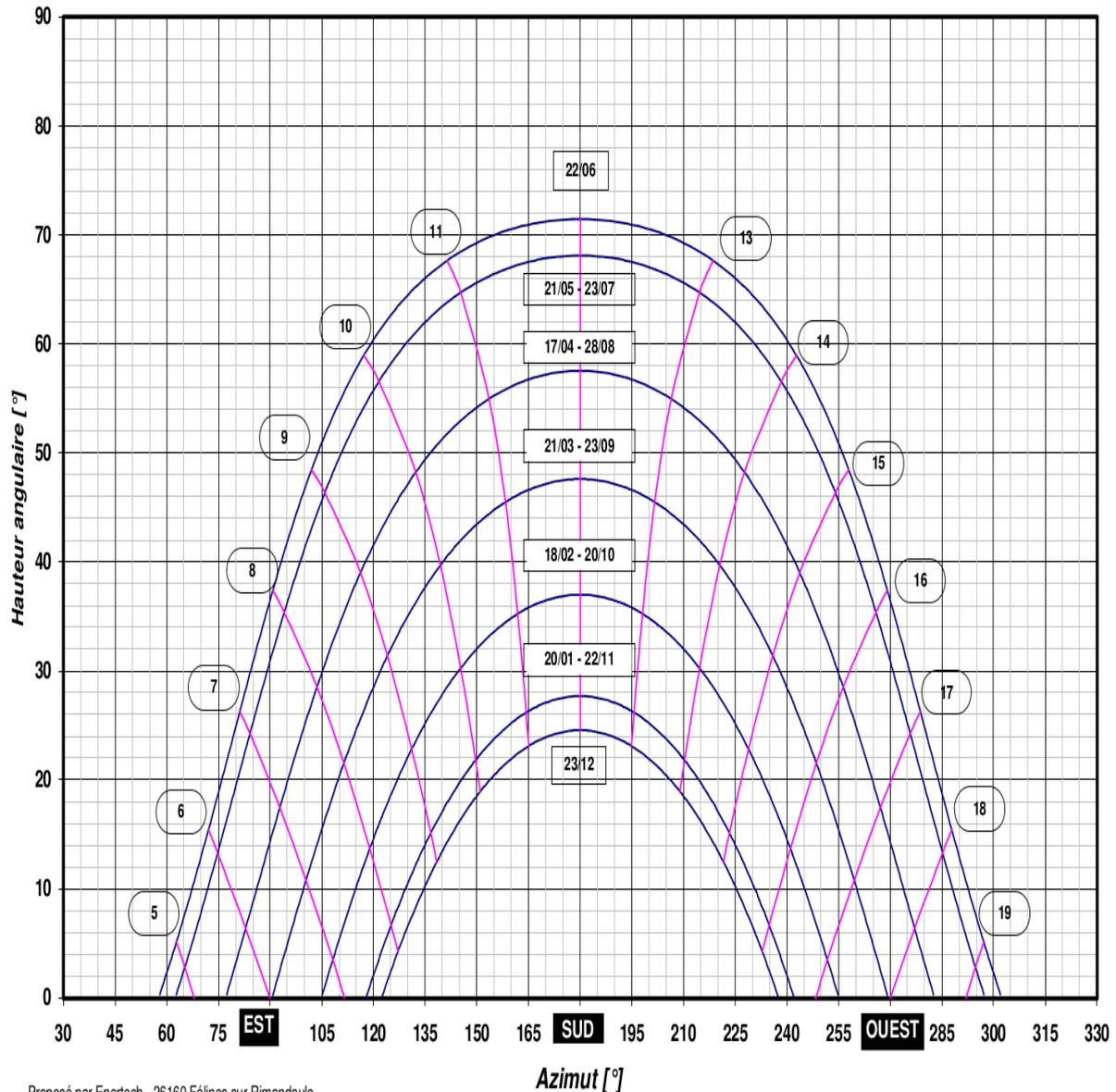


**Exercice 9 :** Sur la courbe ci-dessus, vérifier que la hauteur du soleil à Paris est conforme au calcul précédent pour le 29 avril à 15 heures Exercice 3 = (39,25°)

## Course du soleil à Lyon

coordonnées géodésiques de Lyon : 45,75° de latitude 4,85° de longitude.

(Latitude = 42 °N)

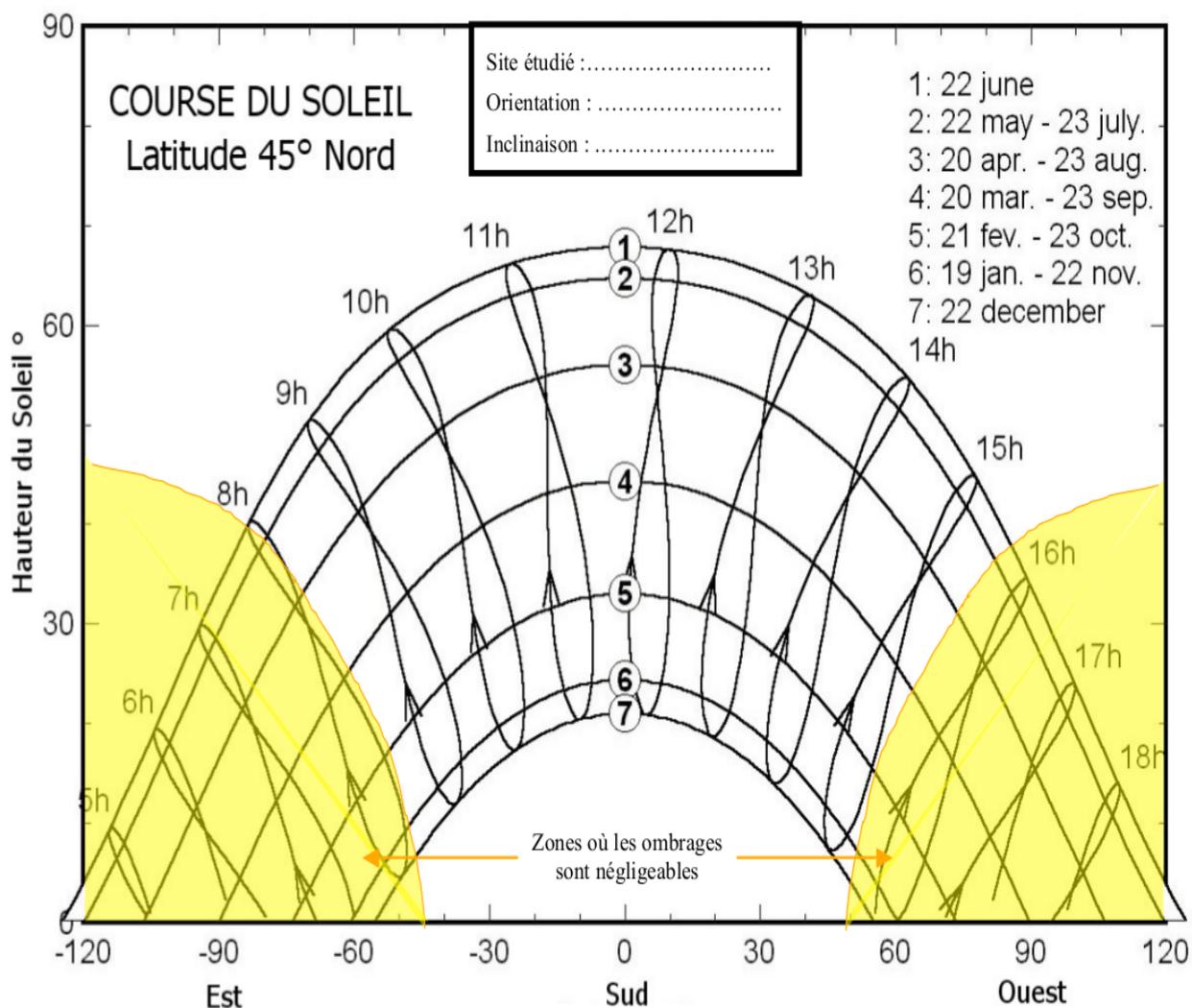


Prooosé par Enertech - 26160 Félines sur Rimandoule

**Exercice 10** : Relever la hauteur du soleil à Lyon le 29 avril à 15 heures :

## 1.4 Masques du soleil

La course du soleil peut faire apparaître des masques possibles dont il faut tenir compte si on ne peut les supprimer. Voir le document : [comment\\_faire\\_un\\_releve\\_de\\_masque.pdf](#)  
Ci-joint, en jaune, zones où les ombrages sont négligeables.



Pour fonctionner de manière optimale, une installation photovoltaïque doit être soumise à aussi peu d'ombrages que possible. Cependant, certaines contraintes liées au lieu d'installation (présence de montagne, d'arbres, cheminée, poteau électrique, immeuble, ...) ne peuvent être évitées moyennant un coût raisonnable.

Il est nécessaire dans ce cas d'évaluer précisément les pertes induites par ces ombrages qui peuvent intervenir sur tout ou partie des panneaux en différentes saisons et à certains moments de la journée.

Le relevé de masques permet d'obtenir les informations nécessaires au calcul de ces pertes. Il est nécessaire de connaître l'orientation et l'inclinaison prévues des panneaux pour effectuer ce calcul.

Matériel nécessaire :

- 1 boussole
- 1 clinomètre (rapporteur avec fil à plomb).

Procédure :

1. Noter sur la fiche le nom du site, l'orientation et l'inclinaison prévues pour les panneaux
2. Se placer à l'endroit où les panneaux vont être installés, là où les ombrages risquent d'être les plus importants
3. Repérer le sud avec la boussole
4. Pour chaque obstacle :
  - a- Noter son azimut ou orientation par rapport au sud
  - b- Mesurer la hauteur de l'obstacle (bâtiment, montagne, arbre, ...) à l'aide du clinomètre

- Viser le sommet de l'obstacle, stabiliser le fil à plomb et lire l'angle du fil de plomb
- c- Noter le point obtenu sur la fiche "Course du Soleil" : orientation sur l'axe horizontal et hauteur sur l'axe vertical
5. Balayez le paysage de l'est ( $-90^\circ$ ) à l'ouest ( $+90^\circ$ )
  6. Joindre tous les points de relevé pour obtenir la courbe de masquage.

**Exercice 11** : *On imagine qu'on installe des panneaux solaires sur la place voisine. Choisir un lieu masqué. Avec la boussole et le clinomètre, déterminer la courbe de masquage du lieu choisi.*

## 1.5 La bonne orientation des capteurs solaires

Pour capter le maximum d'énergie solaire il faudrait que les capteurs solaires soient toujours orientés de façon à ce que leur surface reste perpendiculaire aux rayons lumineux reçus. La course du soleil dans la journée obligerait donc à orienter dynamiquement les capteurs. Cela exige une technologie plus complexe rarement retenue surtout pour les grands champs de capteurs solaires. Il faut donc trouver une orientation compromis pour des capteurs fixes.

### Rendement moyen de capteurs fixes selon l'azimut ou orientation et l'inclinaison en France

L'orientation d'un capteur solaire fixe est choisie de manière à favoriser la production énergétique de la période envisagée d'exploitation, face au sud dans l'hémisphère nord. Si on veut récupérer un maximum d'énergie l'hiver, l'angle d'inclinaison idéal est voisin de 60° ; au printemps ou en automne cet angle idéal est de 46° ; il n'est plus que de 20° en été. L'angle optimal d'inclinaison pour la récupération d'énergie photovoltaïque est de 37° environ. L'angle optimal pour le solaire thermique est de 60° environ ; récupération maximum en hiver et minimale en été limitant la surchauffe des capteurs. Pour des panneaux solaires mixtes ou hybrides, (thermique + photovoltaïque) un angle d'environ 45° semble un bon compromis.

Il est à noter qu'un écart de quelques degrés d'inclinaison par rapport à l'idéal affecte peu l'efficacité moyenne de la captation d'énergie sur une année.

### Tableau de rendement des panneaux solaires selon l'orientation et l'inclinaison

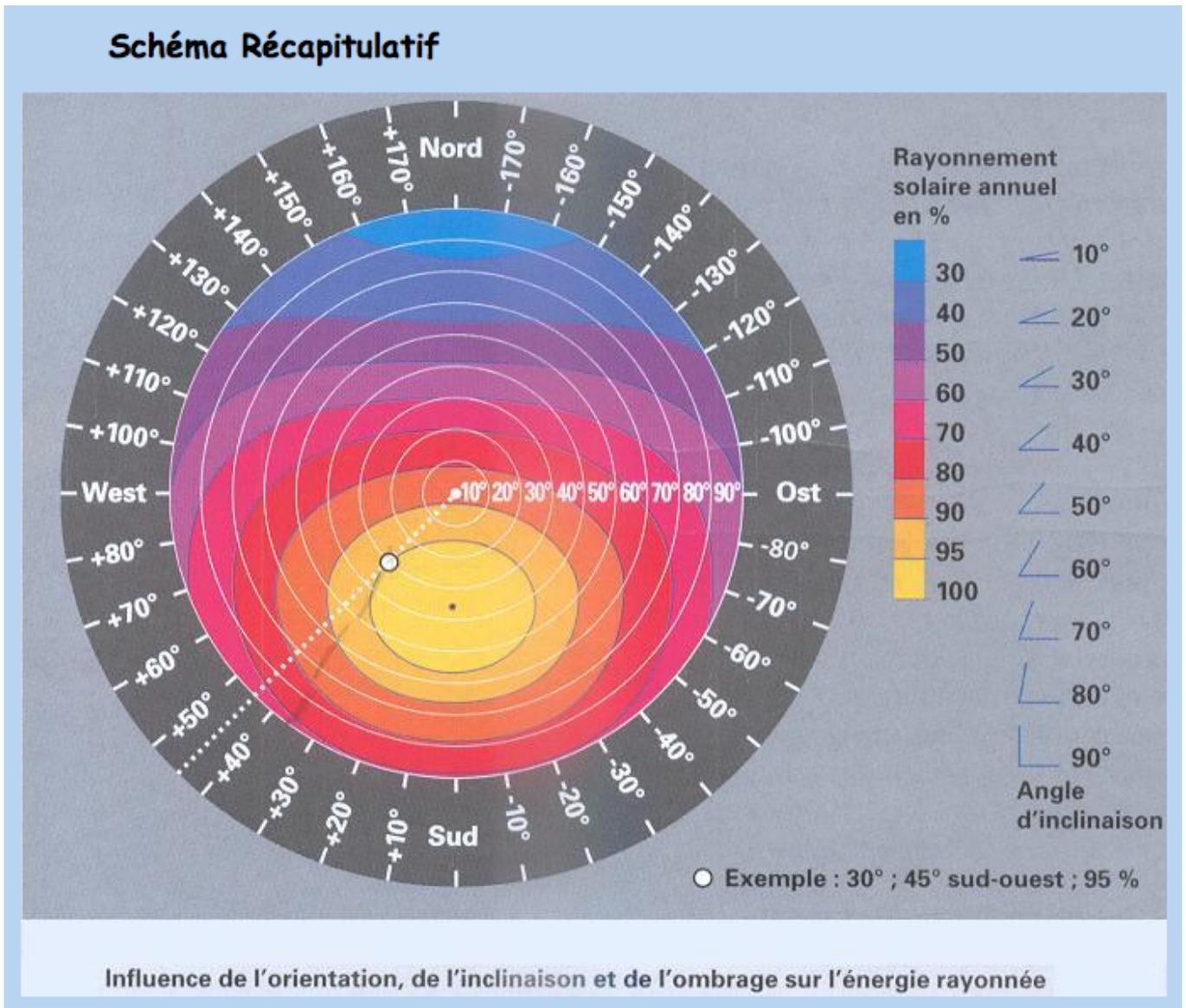
Azimut / inclinaison	0° (à plat)	30°	60°	90° (vertical)
Nord (180°)	0,85	0,60	0,35	<b>0,00</b>
Est (90°)	0,85	0,80	0,68	0,50
Sud-Est (45°)	0,85	0,95	0,86	0,65
Sud (0°)	0,85	<b>1,00</b>	0,92	0,68
Sud-Ouest (45°)	0,85	0,95	0,86	0,65
Ouest (90°)	0,85	0,80	0,68	0,50

L'orientation optimale est plein sud avec inclinaison de 37° ; une variation de l'angle d'azimut est moins impactant qu'une variation de l'angle d'inclinaison. Le rendement baisse de 5 % pour un azimut Sud est ou Sud ouest (variation de 45°). Le rendement baisse de 8 à 14 % pour une inclinaison de 60° (variation de 30°).

Du coup, une motorisation partielle du seul angle d'inclinaison peut être intéressante pour qui cherche à optimiser au maximum la production solaire.

Remarquer que sous nos latitudes, la pose à plat des capteurs ne perd que 15 % de rendement quel que soit l'azimut. Du coup, poser à plat sur une terrasse non inondable, peut être intéressant (peu de prise au vent, étanchéité à la pluie par les capteurs).

**Exercice 12 : Rétablir ce tableau à partir du diagramme de rendement solaire suivant**  
**Diagramme de rendement solaire en fonction de l'orientation**



On voit bien que l'orientation idéale est plein sud avec un angle de 35°. Mais on constate aussi que l'orientation sud  $\pm 20^\circ$  et l'inclinaison  $35^\circ \pm 15^\circ$  donne encore le rendement d'environ 100 %. On voit également que des panneaux à plat ont un rendement de 85 % quelle que soit leur orientation.

## 2. Les capteurs solaires

Les capteurs solaires disponibles aujourd'hui ont un rendement d'environ 20 % pour le photovoltaïque et d'environ 85 % pour le thermique. La technologie des capteurs évolue sans cesse et de meilleurs rendements sont sans aucun doute possibles. Néanmoins, les technologies de pointe sont souvent chères ou même polluantes et donc peu intéressantes tant sur le plan financier que sur le plan écologique.

Notons que les capteurs mixtes ou hybrides produisant à la fois de l'énergie thermique et de l'électricité sont très intéressants pour les petites exploitations localisées capables de récupérer la chaleur produite pour le chauffage de locaux ou de l'eau sanitaire ou de piscine. De plus la récupération de chaleur refroidit un peu les capteurs et améliore le rendement photovoltaïque. Il faut savoir que la récupération de chaleur peut servir à produire du froid. Dans le sud, la mode est aux ombrières des parkings de supermarchés ceux-ci produisant de l'électricité. Vu les besoins importants de refroidissement de ces supermarchés, il est sans doute dommage de ne pas produire par la même occasion du froid.

Pour les grands champs de capteurs, la récupération de chaleur est rarement envisagée car ces champs sont souvent très éloignés des agglomérations interdisant de ce fait la création d'un réseau de chaleur.

### 2.1 Production d'un système photovoltaïque

Un module de surface  $s$  ( $m^2$ ) a une puissance crête  $pc$  ( $kWc$ ) correspondant à une exposition dans un champ lumineux standard de  $1000 W / m^2$  à la température de  $25^\circ$  Celsius.

Si ce panneau est soumis à une irradiation réelle  $H_i$  ( $kWh/an/m^2$ ) la production de ce panneau sera :

$$\text{Érèlle récupérée d'un panneau} = H_i \text{ (kWh/m}^2\text{/an)} * pc \text{ (kW)} * R$$

$R$  ou ratio de performance du système varie entre 0,7 et 0,9.

Le ratio de performance est le produit des rendements de chaque composant du système hormis le panneau photovoltaïque à savoir :

- pertes dues aux masques éventuels
- pertes dues à la diode série 0,2 %
- pertes dues à la température/qualité des panneaux 3 %
- pertes dues à l'appairage des panneaux (mismatch) 2 %
- pertes dues à la typologie de câblage selon les masques existants
- pertes dans les câbles entre panneaux et onduleur(s) 3 %
- rendement du ou des onduleurs > 95 %
- tolérance sur la puissance crête des modules 5 %

$$\text{Érèlle du champ} = \text{Érèlle d'un panneau} * \text{Nombre de panneaux}$$

$$= \text{Érèlle d'un panneau} * \text{Surface totale} / \text{surface d'un panneau}$$

Rapport entre surface exposée au mieux et puissance crête

Tabler sur une puissance de 160  $Wc$  à 200  $Wc / m^2$  de capteurs photovoltaïques.

Ou encore 6  $m^2$  à 5  $m^2$  de capteurs pour 1  $kWc$

**Exercice 13 :** 1 panneau photovoltaïque de 1,6  $m^2$  a une puissance crête de 260  $W$  ; le champ est constitué de 10 panneaux orientés plein sud avec angle de  $30^\circ$  ; néanmoins un masque fait perdre environ 12 % ; l'irradiation du lieu est 1250  $kWh / m^2 / an$ . Le rendement global de l'installation est estimé à 0,8. Quelle énergie sera récupérée ?

**Exercice 14 :** 1 panneau de 2  $m^2$  a une puissance crête de 350  $W$  ; le champ a une surface de 200  $m^2$  ; les panneaux sont bien orientés au mieux ; l'irradiation du lieu est 1700  $kWh / m^2 / an$ . Le rendement de l'installation est estimé à 0,85. Quelle énergie pourra t on récupérer ?

## Exemple de simulation de la production réelle d'un petit plan photovoltaïque (PVSYST)

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

<b>Situation géographique</b>	<b>Lat : 48,5° Long : 2,0° Alt : 168 m Albedo : 0,2</b>
Orientation plan capteurs	Inclinaison 28° Azimut 5°
Horizon	Pas d'horizon
Ombrages proches	Aucun
<i>Caractéristiques du champ de capteurs</i>	
Module PV Si-mono	Modèle M220-60 GET AK Solarwatt
Nombre de modules	10 modules en série 1 string en parallèle
Puissance unitaire	230 Wc
Puissance globale	2,3 kWc (2,07 kWc à 50°)
	U mpp 264 V Impp 8A
Surface totale	16,5 m2
<i>Facteurs de perte du champ PV</i>	
Pertes thermiques	
Résistance de câblage 1129,5 mOhm	Pertes 3,1 %
Diode série chute tension 0,7V	Pertes 0,2 %
Qualité module	Pertes 3 %
Appairage (mismatch)	Pertes 2 %
Variation puissance crête	+ - 5 %
Onduleur	Solarmax 3000 S rendement 96 %
Tension de fonctionnement 100-500 V	Puissance unitaire 2,5 kW AC
Besoin utilisateur	Illimité (couplé réseau)
Energie produite estimée	<b>2182 kWh / an</b>
Indice de performance	78,2 %

Remarque : en réalité cette installation a produit :

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tot/Moyen
2452	2453	2492	2154	2411	2277	2434	2265	2140	2278	2194	2235	27785/2315

Il semble que le rendement de l'installation soit meilleur qu'annoncé d'environ 7 %; remarquer aussi la variation annuelle due à l'ensoleillement. Ecart entre plus haut et plus bas de 352 soit 15 % par rapport à la moyenne.

Application formule :  $E = 1250 \text{ (kWh/an/m}^2\text{)} * 2,3 \text{ (kWc)} * 0,80 = \mathbf{2300 \text{ kWh / an.}}$

Le calcul de PVSYST est sans doute un peu pessimiste (ce qui évite toute déception client!)



## 2.2 La cellule photovoltaïque

La cellule élémentaire de production d'électricité est une jonction PN (diode) de grande surface, éclairée du côté N.

### Principe

Des photons d'énergie suffisante sont absorbés dans la zone N et provoquent la création d'une paire électron - trou au voisinage de la jonction .

Sous l'effet du champ électrique interne à la cellule, les porteurs créés sont attirés vers les extrémités opposées de la jonction.

Les électrons sont collectés sur la cathode (zone N éclairée), alors que les trous sont collectés sur l'anode (zone P).

La jonction éclairée se comporte ainsi comme un générateur électrique, dont l'anode est le pôle + et la cathode le pôle - .

La tension  $V_{OC}$  varie comme le log de l'éclairement ( 0,1 à 0,6V environ), tandis que le courant de court-circuit varie comme l'éclairement reçu (peut atteindre plusieurs centaines de mA).

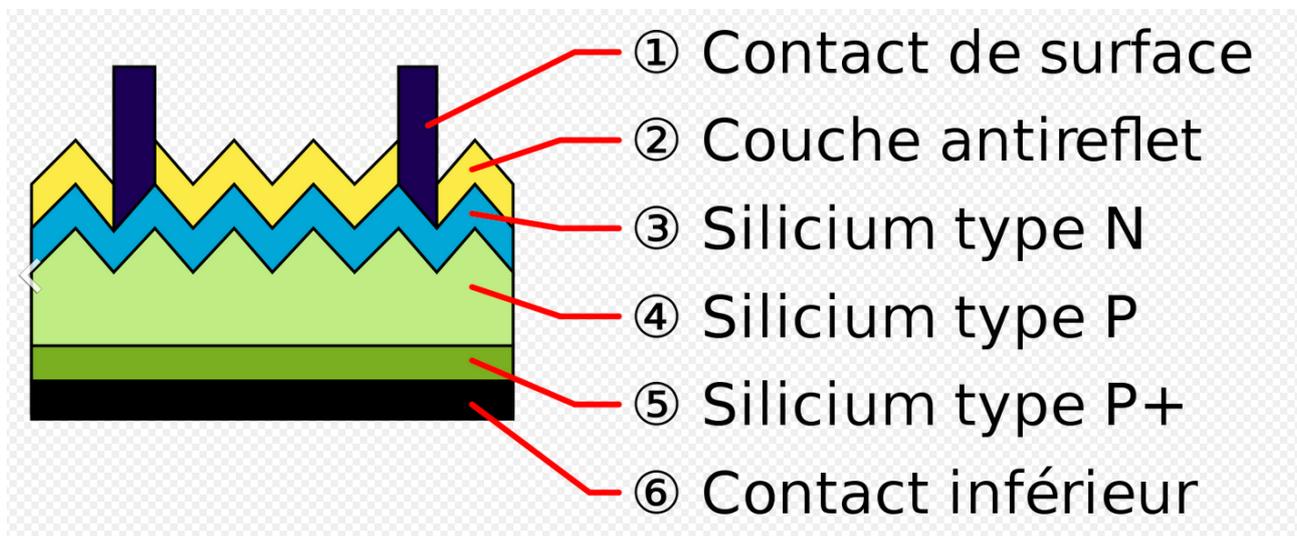
### Efficacité

Les photons incidents doivent atteindre la jonction. La cellule est fabriquée en couches de quelques dizaines à quelques centaines de  $\mu$  m. La face d'entrée est munie d'une couche anti-reflet.

L'énergie de ces photons doit être suffisante :

Pour le silicium, les longueurs d'onde efficaces vont de 300 nm à 1000 nm environ, ce qui englobe le spectre solaire parvenant au sol.

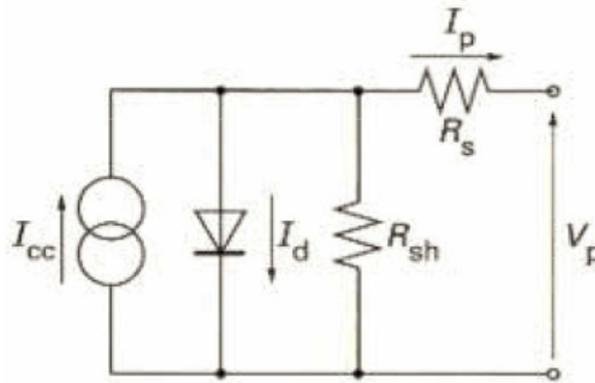
Le rendement énergétique (puissance électrique sur puissance lumineuse) possède un maximum théorique de l'ordre de 30%.



Une cellule photovoltaïque est en fait un composant électronique bien connu que l'on appelle diode, composant qui laisse passer le courant électrique dans un sens (avec une chute de tension de l'ordre de 0,6 volt) et qui bloque son passage dans l'autre sens.

Dans le cas de la cellule photovoltaïque, on s'arrange pour que la surface de la jonction soit la plus grande possible pour collecter le maximum d'énergie solaire.

Le schéma électrique simplifié de la cellule PV est le suivant



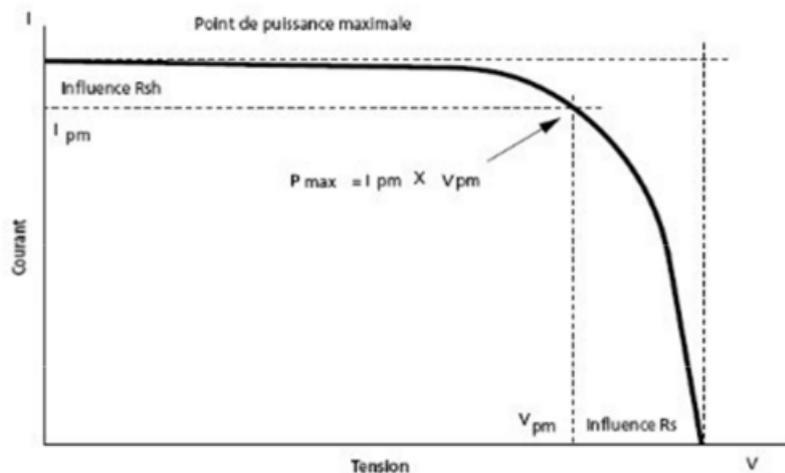
On reconnaît le symbole de la diode traversée par le courant  $I_d$ . En parallèle se trouve le générateur de courant  $I_{CC}$  qui correspond au flux d'électrons généré par le flux de photons de la lumière (solaire ou autre) au sein de la jonction. En parallèle on trouve encore la résistance  $R_{sh}$  (Résistance shunt) qui correspond aux pertes directes à travers la jonction. Enfin, en série vers l'utilisation  $V_p$  et  $I_p$ , se trouve la résistance  $R_s$  (Résistance série) correspondant entre autres aux pertes joules dans les conducteurs.

Aux deux bornes de la photopile photovoltaïque, l'énergie électrique se récupère sous forme d'une tension  $V_p$  et d'un courant  $I_p$ .

L'équation entre  $I_p$  et  $V_p$  est la suivante : 
$$I_p = I_{CC} - I_s \left( e^{\frac{V_p + I_p \cdot R_s}{KT/q}} - 1 \right) - \frac{V_p + I_p \cdot R_s}{R_{sh}}$$

- Ou :  $I_{CC}$  = courant généré variable suivant l'irradiance lumineuse
- $T$  = température en °K
- $K$  =  $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K (constante de Boltzmann)
- $q$  =  $1,6 \cdot 10^{-19}$  C (charge de l'électron)
- $I_s$  = quelques nA (caractéristique propre à chaque diode)

Le tracé de l'équation  $I_p = f(V_p)$  est de la forme suivante :



**Points**

caractéristiques sur cette courbe pour une cellule en silicium cristallin :

Tension à vide ( $I_p = 0$  A)  $V_{oc} = 0,6$  V (puissance  $P = 0$ W)

Courant de court-circuit ( $V_p=0$ V) =  $I_{CC}$  (variable suivant l'irradiance, puissance  $P=0$ W)

Il existe un point intermédiaire de fonctionnement où la puissance est maximum

Tension  $V_{pm} = 0,5 \text{ V}$  et courant =  $I_{pm}$

Puissance maximum  $P_m = I_{pm} \cdot V_{pm}$

En faisant varier  $V_{pm}$  de 0 à  $V_{oc}$  ( ou  $I_p$  de 0 à  $I_{CC}$  ), la puissance croît jusqu'à un maximum  $P_m$  puis décroît jusqu'à 0W

Le rendement de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique d'une cellule photovoltaïque de surface  $S$ , de puissance  $P_m$  sous une irradiance lumineuse  $I_{rad}$  est le suivant :

$$R_{cell} = P_m \text{ (W)} / S \text{ (m}^2) / \text{Irradiation (W/m}^2)$$

On définit aussi un facteur de forme (ou fill factor), noté FF, représentant la qualité d'une cellule photovoltaïque :

$$FF = V_{pm} \cdot I_{pm} / V_{oc} \cdot I_{CC}$$

Les facteurs de forme typiques pour différentes technologies photovoltaïques sont les suivants :

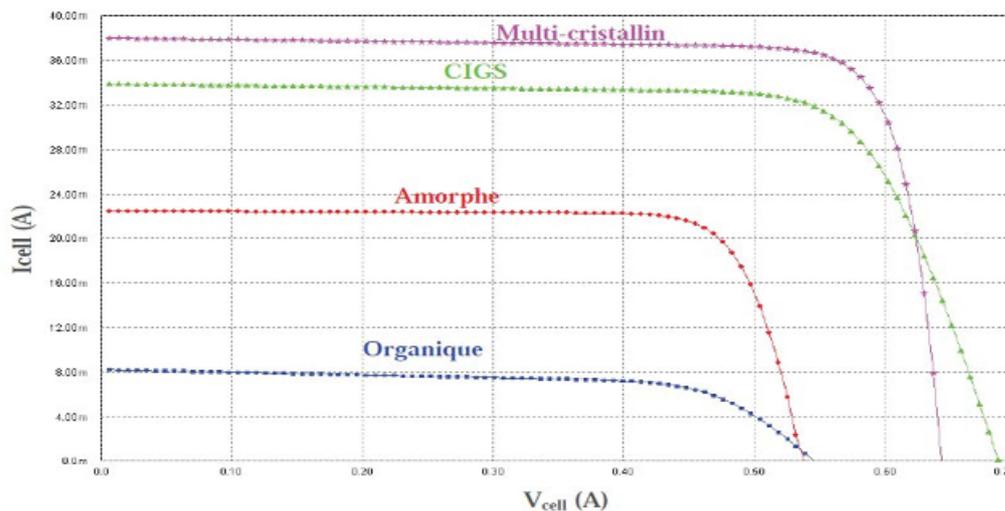
Technologie silicium cristallin (m-Si) :  $FF = 0,83$

Technologie silicium amorphe a-Si :  $FF = 0,7$

Technologie Tellure de Cadmium (CdTe) :  $FF = 0,76$

Technologie Cuivre Indium Sélénium (CIS) :  $FF = 0,78$

Suivant les technologies de cellules photovoltaïques, le tracé de l'équation  $I_p = f(V_p)$  garde la même forme mais les valeurs de tension à vide sont légèrement différentes et surtout, pour une même surface, les courants de court-circuit sont différents car les rendements de conversion sont différents pour chaque technologie.



(graphe source : INES RDI/CEA)

Fig. 3 : Tracé de la courbe  $I_p = f(V_p)$  pour différents types de cellules PV

Quelques rendements cellule et (module) selon la technologie :

Technologie silicium cristallin (m-Si) : de 14 à 24 % (15 à 20 %)

Technologie silicium amorphe a-Si : 4 à 10 % (5 à 7 %)

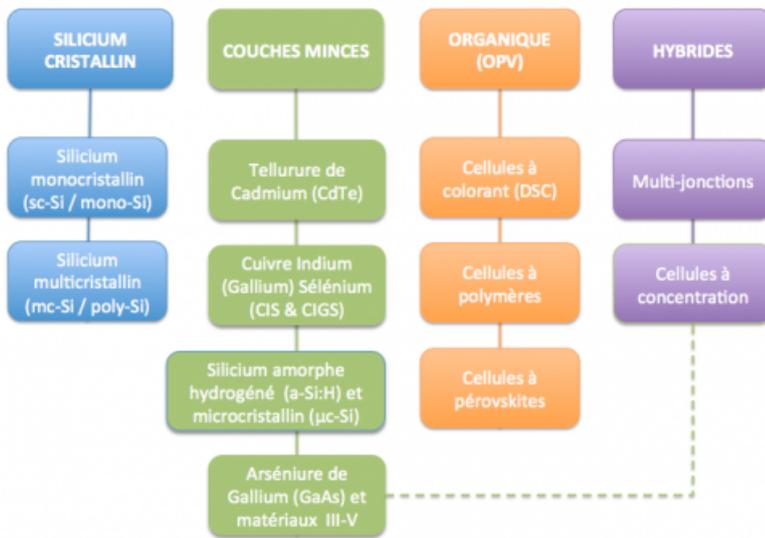
Technologie Tellure de Cadmium (CdTe) : 9 à 17 % (10 à 14 %)

Technologie Cuivre Indium Sélénium (CIS) : 11 à 18 % (12 à 14 %)

Technologie cellule organique (à l'état de la recherche) : 8 à 12 % ( )

Remarque : le rendement ne suffit pas ! Il faut également connaître la fiabilité, la durée de vie, le coût et l'abondance ou non des matériaux de la technologie utilisée.

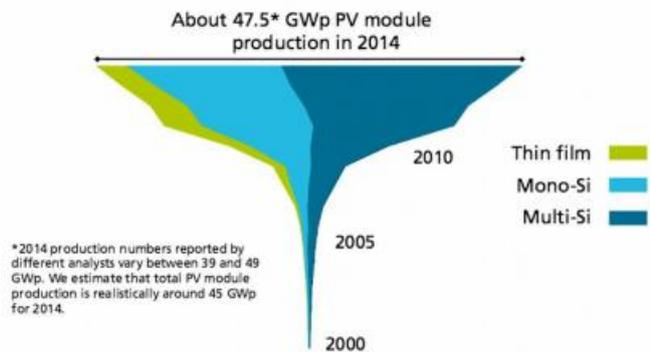
## 2.3 Les principales technologies solaires photovoltaïques



### Classification des principales technologies de cellules solaires PV (source : Hespul)

En 2014, le marché mondial du photovoltaïque a atteint un volume de fabrication de nouveaux modules de plus de 40 GW de puissance cumulée. Avec la généralisation et la compétitivité de la technologie solaire dans de nombreuses régions du monde, la croissance du marché ne fait que confirmer les prévisions des experts.

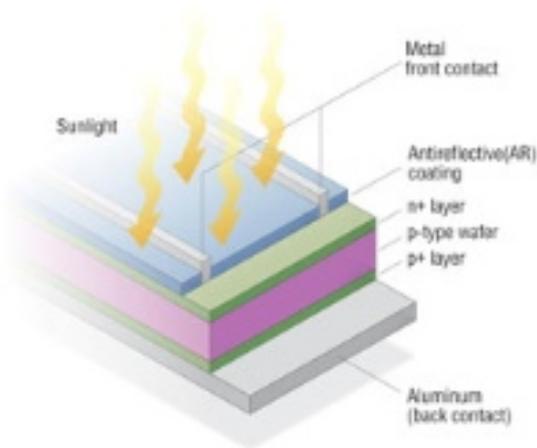
La répartition entre les différentes technologies est représentée sur le graphe suivant, avec 91 % de silicium cristallin (dont 56 % de polycristallin) et 9 % de couches minces (CdTe 4%, a-Si 1,6% et CI(G)S 3,5%), les autres technologies n'ayant pas atteint le stade de la production de masse.



### Production PV 2014 par technologie (source : Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, 19 October 2015 / PSE AG)

Globalement, la maturation des technologies est lente, de l'ordre de plusieurs décennies, mais les rendements continuent de s'améliorer.

## 2.4 Le silicium cristallin



### Structure d'une cellule au silicium cristallin (crédit : NREL)

Les cellules au silicium cristallin sont fabriquées à partir de silicium purifié, matériau dans lequel sont insérés en quantité infime des atomes de bore et de phosphore afin de créer des zones chargées différemment et de former la jonction donneur-accepteur. Cette famille regroupe les filières du silicium monocristallin (mono-Si ou sc-Si en anglais) lorsque les cellules proviennent d'un lingot dont la maille cristalline (l'arrangement des atomes) est homogène, et celles du silicium polycristallin (poly-Si ou mc-Si en anglais) lorsqu'il existe plusieurs réseaux cristallins juxtaposés formant des grains dans une même cellule.

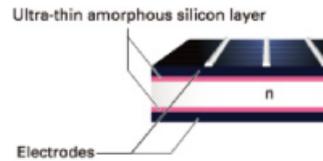
- **Substrat** : silicium raffiné obtenu en différentes étapes à partir du quartz, cristallisé par tirage d'un lingot (mono) ou moulage en lingotière (poly) puis découpé en plaques minces.
- **Fabrication** : dopage au bore, dans la masse, texturation de surface, dépôt d'un anti-reflet TiO<sub>2</sub> ou SiN en face avant, dopage phosphore en face avant, dopage aluminium en face arrière par dépôt Al, sérigraphie des contacts Ag en face avant et arrière.  
(remarque : raffinage du silicium à haute température)
- **Epaisseur** : 150 à 200 micromètres
- **Taille de cellule** : 156 mm x 156 mm
- **Rendement moyen cellule** : mono 16 à 24%, poly 14 à 18%
- **Aspect** : aspect uniforme bleu foncé à noir (mono), effet de mosaïque bleutée (poly)
- **Transparence** : par espacement des cellules



Module polycristallin (à gauche) et monocristallin (à droite)

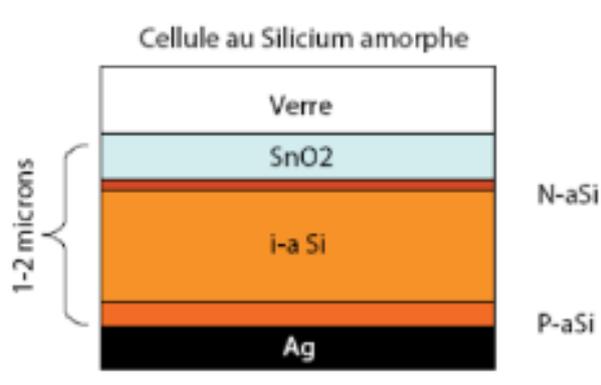
- **Technologies dérivées** :

- MWT pour *Metal Wrap Through* : les électrodes de contact sont transférées en face arrière (rendement module 16%)
- IBC pour *Interdigitated Back Contact* : utilisation de silicium très pur dopé N avec des contacts intégralement en face arrière (rendement module 20 %)
- EWT pour *Emitter Wrap Through* : l'émetteur dopé N est ramené en face arrière (fabricant : Advent Solar, Qcells, Stiebel Eltron)
- HIT pour *Heterojunction with Intrinsic Thin layer* : silicium cristallin enchâssé entre deux fines couches de silicium amorphe (fabricant : Panasonic), dont le rendement module atteint 19 %.



**Structure d'une cellule HIT (crédit : Panasonic)**

## 2.5 Le silicium amorphe



Structure d'une cellule au silicium amorphe (source : D.Lincot)

Le silicium amorphe est obtenu par dépôts successifs de couches dopées et non dopées de silicium purifié en phase gazeuse. Le procédé de fabrication des cellules, calqué sur la technologie mise en œuvre pour les écrans plats, est moins onéreux car il opère à basse température et utilise bien moins de matériau que le silicium cristallin. Cependant, le fait que les atomes de silicium soient désorganisés (pas de maille cristalline dans le matériau) conduit à de plus faibles rendements. La superposition de plusieurs jonctions simples permet d'augmenter le rendement global de cellule.

- **Substrat** : verre face avant ou verre, polymère ou métal face arrière
- **Fabrication** : gravure du verre frontal, dépôt du contact frontal (ZnO ou SnO<sub>2</sub> ou ITO), dépôt chimique en phase gazeuse de trois couches de silicium amorphe à partir de gaz précurseurs (ex : SiH<sub>4</sub> et H<sub>2</sub>) : dopé bore, non dopé et dopé phosphore, dépôt du contact métallique face arrière (ex : Ag ou Al/Ni), structuration en tuile par rayure laser après chaque étape de dépôt (remarque : dépôt basse température 200°C environ)
- **Épaisseur** : 1 micromètre dont 0,3 micromètres de silicium amorphe
- **Taille de cellule** : selon le substrat
- **Rendement moyen cellule** : 4 – 10 % (→ module 5 – 7% stabilisé)
- **Aspect** : brun-rougeâtre à bleu-violet
- **Transparence** : par micro-gravure

**Module Unisolar de United Ovonic (production arrêtée)**

**Modules Asi Thru et Asi Opak de Schott Solar (production arrêtée)**

**Modules translucides au silicium amorphe (crédit : Nexpower)**

- **Acteurs historiques** : Sanyo, Fuji Electric, BP Solar, Sharp, Kaneka, Unisolar, Schott

Les faibles coûts de production ayant été rattrapés par ceux du silicium cristallin, bien plus performant, expliquent sa quasi disparition du marché, mis à part pour les calculatrices ou l'intégration aux produits verriers dans le bâtiment.

- **Technologies dérivées** :
  - Double ou triple jonction de silicium amorphe

## 2.6 Les technologies couches minces

Outre le silicium amorphe, qui fait le lien entre les deux grandes catégories, les recherches dans le domaine des matériaux semi-conducteurs ont conduit à l'apparition d'une diversité de technologies utilisant des complexes de matériaux en couches minces.

Les technologies les plus courantes aujourd'hui produites industriellement sont :

- le **Tellure de Cadmium (CdTe)**, qui présente l'avantage d'une très grande stabilité dans le temps et d'un coût modéré ;

- le **Cuivre/Indium/Sélénium (CIS)**, le **Cuivre/Indium/Gallium/Sélénium (CIGS)** et le **Cuivre/Indium/Gallium/Diséléniure/Disulphide (CIGSS)**, qui présentent les rendements les plus élevés parmi les couches minces mais à un coût plus élevé ;
- l'**Arséniure de Gallium (Ga-As)** dont le haut rendement et le coût très élevé conduisent à réserver l'usage essentiellement au domaine spatial. Toutes confondues, ces filières représentent à peine plus de 10% du marché photovoltaïque mondial actuel, mais on a vu récemment un essor de la technologie CIGS.

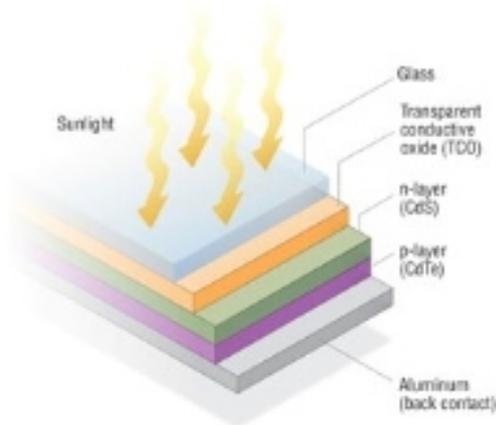
Elles ont en commun un certain nombre d'atouts :

- elles permettent de fabriquer des modules d'une surface plus importante (4 voire 6 m<sup>2</sup>), qui peuvent même être ensuite découpés
- elles ne craignent pas l'échauffement qui peut faire chuter le rendement des modules cristallins autour de 60°C, ce qui les rend plus aptes à l'intégration
- elles captent mieux le rayonnement diffus et sont donc mieux adaptées à certains sites
- en phase industrielle, leur coût de fabrication est en principe moins élevé (procédé roll-to-roll)

... mais présentent aussi certains inconvénients :

- industrialisation moins avancée,
- matières premières limitées et en concurrence avec d'autres usages,
- toxicité des matériaux,
- recyclage plus complexe.

## Le tellure de cadmium (CdTe)



### Structure d'une cellule CdTe (crédit : NREL)

Les procédés de dépôt du tellure de cadmium pour la fabrication des cellules solaires sont extrêmement rapides, ce qui permet de réduire les coûts de production. De plus, les rendements ne cessent de s'améliorer, devenant compétitifs avec ceux du silicium cristallin.

- **Substrat** : verre (face avant)
- **Fabrication** : dépôt d'une couche conductrice transparente (ex : oxyde d'étain dopé à l'indium), dépôt d'une mince couche fenêtre en CdS puis de la couche d'absorption en CdTe et recristallisation par chauffage, dépôt du contact face arrière
- **Épaisseur** : 5 micromètres
- **Taille de cellule** : selon le substrat
- **Rendement moyen cellule** : 9 – 17 % (module 13% - record à 18,2%)
- **Aspect** : uni vert foncé à noir
- **Transparence** : non

Sur le plan environnemental, cette filière utilise les rebuts du raffinage du minerai de zinc, et les quelques études publiées sur la toxicité du matériau concluent à une innocuité de celui-ci sous sa forme liée à du tellure, qui ne se décompose qu'à une température supérieure à 1000°C. Sur cette base, la filière bénéficie à ce jour d'une exemption à la directive ROHS en vigueur dans l'Union Européenne, qui interdit l'usage du cadmium dans les produits et équipements.

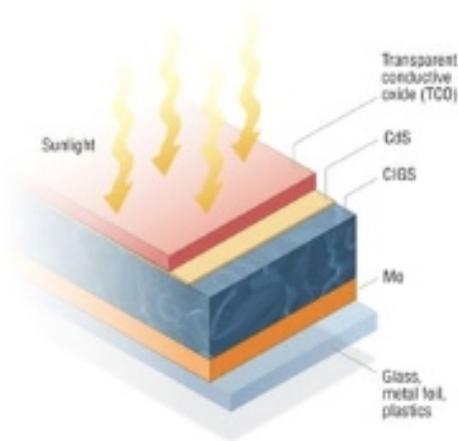
- **Principaux fabricants** : First Solar, classé dans les 10 premiers fabricants de modules PV toutes technologies confondues. A mis en place un système de reprise et de recyclage de ses panneaux.



### Module CdTe (crédit : First Solar)

Bien que le substrat de cellule puisse être souple, le marché connaît majoritairement des modules rigides, certainement pour des raisons d'encapsulation du CdTe.

## Le Cuivre Indium Gallium (di)Selenium (CIGS)



### Structure d'une cellule CIGS (crédit : NREL)

L'amélioration de la performance de ces cellules s'est appuyée sur la chimie des chalcopyrites, famille de minéraux faisant référence au  $\text{CuFeS}_2$ . Au niveau de la fabrication, des procédés de sérigraphie et d'électrodéposition sont aujourd'hui utilisés, particulièrement adaptés à l'industrialisation de la filière.

- **Substrat** : verre, métal ou polymère (face arrière)
- **Fabrication** : dépôt du contact face arrière molybdène, dépôt par co-évaporation de cuivre, indium, gallium et disélénium, dépôt d'une fenêtre de CdS en bain chimique puis dépôt de ZnO dopé aluminium par pulvérisation cathodique, anti-reflet semiconducteur à structure chalcopyrite  $\text{CuInGaSe}_2$ , couche mince polycristalline, hétérojonction CIGS/CdS/ZnO
- **Épaisseur** : 1,5 - 3,5 micromètres
- **Taille de cellule** : selon le substrat
- **Rendement moyen cellule** : 11 – 18 % (max 21,7%)
- **Aspect** : uni gris foncé à noir
- **Transparence** : par micro-gravure
- **Principaux fabricants** : FujiElectric, Odersun, GlobalSolar, HelioVol, NanoSolar, Solarion, SoloPower, MiaSolé, Ascent Solar, Solibro



**Module PowerFLEX de Global Solar (crédit : Hanergy)**



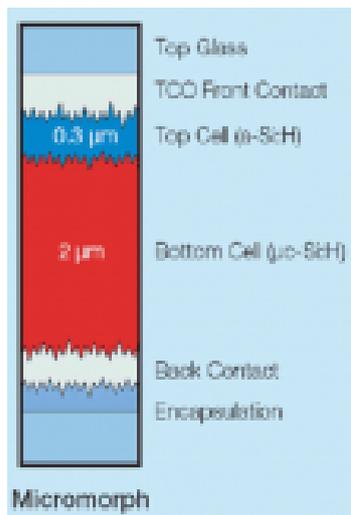
**Modules de rendement 14,6 % (crédit : Manz AG)**

L'intégration au bâtiment est un marché de choix pour cette technologie.

- **Technologie mère** :
  - *Cuivre Indium diSelenium ou CIS* : même composition sauf celle de l'absorbeur en CIS et non en CIGS. Rendement modules 11 – 13 %. Fabricants : Avancis, NexCIS (arrêt), SolarFrontier

### Autres technologies couches minces

- *Silicium micromorphe* :



### Cellule au silicium micromorphe (crédit : Oerlikon)

cellule tandem de silicium amorphe et de silicium microcristallin ( $\mu$ c-Si:H, une structure mixte de a-Si, de grains de c-Si et de vides) obtenue par dépôt chimique en phase gazeuse de SiH<sub>4</sub> et H<sub>2</sub> activé par plasma, de rendement module 7 à 12 %. Fabricants : Astronergy, Auria Solar, Brilliant , Ersol, HelioSphera, Malibu, Masdar, Mitsubishi Heavy, Moser Baer, NexPower, Pramac, Scharp, Schott Solar, Sanyo, TianWei

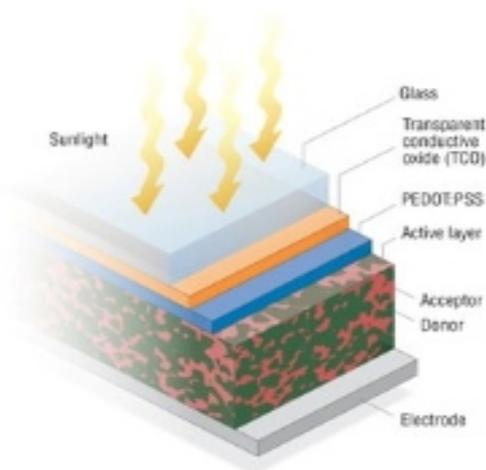
- *Arseniure de Gallium (GaAs)* : matériau monocristallin fabriqué à partir du semiconducteur GaAs dit multijonction III – V, de rendement de cellule de l'ordre de 44 %.
- *Silicium polycristallin en couche mince* : constitué de minuscules grains de silicium polycristallin formant des cellules de 1 à 10 micromètres d'épaisseur pouvant être déposées en flux continu sur des substrats souples.

## 2.7 Le photovoltaïque organique

Demain, toute une série de nouvelles technologies aux noms plus ou moins exotiques (systèmes à concentration, cellules à colorants ou à polymères, pérovskites, puits quantiques, ...) aujourd'hui au stade de la recherche viendront s'ajouter à la diversité des options en apportant chacune leurs points forts, que ce soit une baisse spectaculaire des coûts, un rendement très élevé ou une facilité de mise en œuvre.

La filière des cellules solaires organiques, mettant en jeu de procédés chimiques, a démarré avec la mise au point de cellules dites « à colorant » au début des années 1990 dont le concept est calqué sur celui de la photosynthèse.

Globalement, une cellule solaire organique utilise des composés semi-conducteurs organiques. De fines couches organiques déposées à partir d'une solution liquide sont prises entre deux électrodes. Dans la couche photo-active (ou absorbeur), le donneur et l'accepteur d'électrons sont généralement en mélange plutôt qu'empilés et peuvent être de différentes natures chimiques, ce qui explique la grande variété de ces cellules.



### Structure d'une cellule PV organique (crédit : NREL)

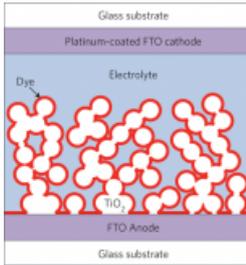
Les intérêts de cette filière sont la simplicité et la faible consommation d'énergie des processus de fabrication (sérigraphie, enduction centrifuge ou jet d'encre), à partir de matériaux abondants et peu chers, ainsi que le dépôt sur des substrats flexibles dans une large gamme de couleurs.

Son développement à grande échelle est aujourd'hui freiné par la faible mobilité des porteurs de charges dans le matériau, limitant le rendement, et la faible durée de vie des cellules, de quelques dizaines d'heures à quelques mois avant dégradation. Sur ce dernier point, des améliorations sont attendues dans les procédés d'encapsulation pour remédier aux fuites d'électrolytes et dans l'utilisation de matériaux d'électrodes alternatifs. D'autres recherches portent aussi sur l'optimisation de l'absorbeur et l'utilisation d'architectures multijonctions (empilement de couches organiques sur silicium cristallin par exemple). Enfin, l'industrialisation des procédés de fabrication reste à venir.

Les applications visées à l'heure actuelle sont principalement des usages comme l'électronique grand public, la bagagerie, le transport, les panneaux publicitaires, bien que l'intégration à des bâtiments pilotes ait été réalisée.

## Cellules hybrides

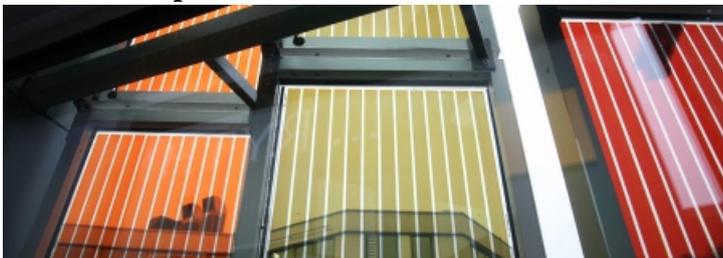
### Cellules à colorant (DSsC - Dye Sensitized solar Cell)



### Structure d'une cellule à colorant ou à pigment photosensible ou cellule de Grätzel (crédit : Oxford PV)

Ce sont des cellules hybrides organiques-inorganiques, qui utilisent de petites molécules comme absorbeur. Elles sont constituées d'un sandwich d'oxyde de titane, de pigment photosensible (colorant) et d'un électrolyte à base d'iode, liquide ou gélifié. Elles peuvent être imprimées sur des substrats variés et notamment sur les matières plastiques.

- **Substrat** : verre ou polymère
- **Fabrication** : deux plaques en verre enduites d'oxyde conducteur transparent (TCO) entourent une couche d'oxyde de titane  $TiO_2$  imprégnée de colorant (ex : polypyridine de ruthénium) pour capter la lumière visible ainsi qu'un gel électrolytique (ex : I-/I<sup>3-</sup>) et du platine comme électrode arrière. Dépôt du  $TiO_2$  par sérigraphie sur le verre supérieur, puis recuit à 450°C pour l'obtention d'un film à nanoparticules microporeux.
- **Epaisseur** : 15 micromètres
- **Taille de cellule** : selon le substrat
- **Rendement cellule moyen** : 8 – 12 % (modules commerciaux 3 – 5%)
- **Stabilité** : 3-4 ans (source CEA INES), pas de stabilité à long terme, faible résistance à la température. Baisse de performance < 10 % au-delà de 20 000 h.
- **Couleur** : rouge, brun, vert, noir bleu, noir (selon le colorant)
- **Transparence** : oui



Modules DSSC de Solaronix (crédit : Merck)



Module DSSC de 30 x 30 cm<sup>2</sup> de rendement 6 % (crédit : Dyenamo) - JPEG - 5.8 ko' title='Module DSSC de 30 x 30 cm<sup>2</sup> de rendement 6 % (crédit : Dyenamo)' />

Module DSSC de 30 x 30 cm<sup>2</sup> de rendement 6 % (crédit : Dyenamo)

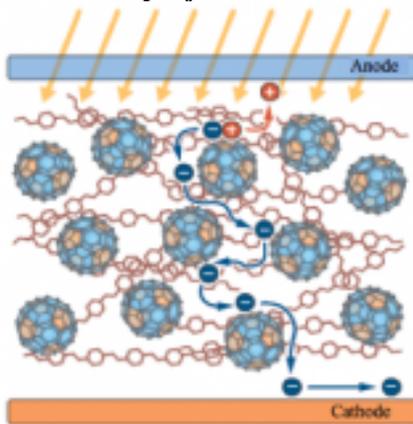


Cellules DSSC de G24 Power (crédit : GCell)

Le développement de cette technologie est porté par les industriels de la chimie en mesure de synthétiser les précurseurs.

- **Fabricants potentiels** : Dyesol, 3GSolar, Fujikura, G24Power, Solaronix, Dynamo, Oxford PV, DyePower, Yingkou OPV, Exeger-NLAB Solar, DyeTec Solar.

### Cellules à polymères



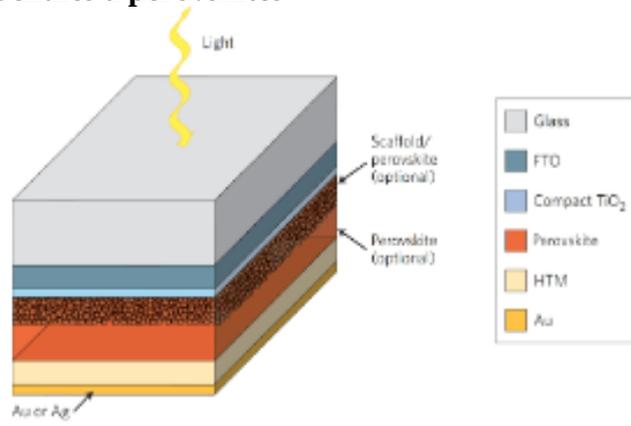
### Principe d'une cellule en matière plastique (crédit : DGS)

L'émergence des cellules à polymères autres que ceux utilisés dans les cellules à colorant date des années 2000. Le principe de fonctionnement des cellules à polymères organiques, dites cellules « plastiques », est le même que celui des cellules à colorant. Le matériau absorbeur (ou donneur d'électrons) peut être :

- soit de petites molécules organiques comme des phthalocyanines, des polyacenes, ou des squarenes combinées avec des perylene ou des fullerènes comme accepteur ;
- soit des molécules à longue chaîne (ex : polymères de type P3HT, MDMO-PPV, PEDOT:PSS, PET, PC61BM, PCDTBT...) combinées avec des dérivés des fullerènes comme accepteurs (e.g., PC60BM, PC70BM).
- **Substrat** : verre
- **Fabrication** : dépôt d'un oxyde conducteur transparent (TCO) sur le verre avant, dépôt d'un mélange de polymère ou d'oligomère et d'une masse de remplissage, dépôt du contact arrière
- **Epaisseur** : 400 nm
- **Taille de cellule** : celle du substrat
- **Rendement cellule moyen** : 8 – 10 % (modules 3 – 5%)
- **Couleur** : selon le colorant
- **Transparence** : oui
- **Principaux fabricants** : Heliatek, Konarka (arrêt), Mitsubishi et eight19

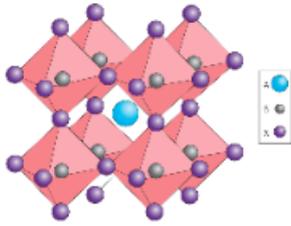
En raison de la durée de vie qui ne dépasse pas les 10 ans, voire les 2 ans, les applications pressenties sont le mobilier urbain, l'électronique nomade, l'automobile... bien que des pilotes sur bâtiment aient été installés.

### Cellules à pérovskites



### Structure d'une cellule à pérovskite (crédit : Martin Green et al / Nature Photonics)

La technologie émergente des cellules solaires à pérovskites, en constante évolution, bénéficie de toutes les attentions du monde scientifique. L'augmentation spectaculaire des rendements observée depuis 2010 explique cet intérêt. Sur le plan minéralogique, la pérovskite est une structure cristalline calquée sur celle du titanate de calcium  $\text{CaTiO}_3$ . Cette molécule est formée de 8 octaèdres dont le centre de chacun est occupé par un cation (le calcium) et les sommets par des anions (l'oxygène), le titane se trouvant au centre du crystal.



### Structure d'un cristal de pérovskite générique $\text{ABX}_3$ (crédit : Martin Green et al / Nature Photonics)

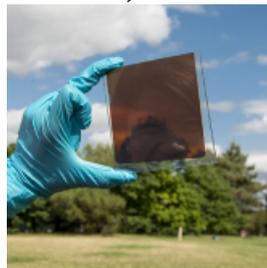
La structure la plus répandue est à base de iodure de plomb méthylammonium :  $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$ .

- **Substrat** : verre
- **Fabrication** : Dépôt de  $\text{TiO}_2$  par couches atomiques, revêtement par centrifugation de la couche de Pérovskite ( $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$ ), dépôt de la couche de transport de trou (**Hole Transport Material**) en  $\text{CuSCN}$  par revêtement en centrifugation ou en solution. Dépôt du contact arrière en argent ou or par évaporation (procédé de sérigraphie à l'étude).
- **Epaisseur de cellule** : 1 micromètre
- **Taille de cellule** : selon le substrat (stade R&D à ce jour)
- **Rendement cellule moyen** : 11 - 18 % (max 20,1 %)
- **Stabilité** : Très instable lorsque l'on dépasse 35 % d'humidité. Pour une température inférieure à  $45^\circ\text{C}$  et au-delà de 500 h, baisse d'efficacité inférieure à 20 % (non testé au-delà de  $45^\circ\text{C}$ ).
- **Couleur** : rouge, jaune, brun
- **Transparence** : oui

La fabrication de panneaux photovoltaïques à base de cellules à pérovskite va devoir attendre le remplacement du plomb par un matériau moins toxique présentant des performances similaires, leur stabilisation à long terme vis-à-vis des UV et de l'humidité et la réalisation de cellules de taille plus importante (échantillons de laboratoire à l'heure actuelle).



**Module pérovskite de rendement 8%**  
(crédit : Imec)



**Cellule à pérovskite de rendement 15 %** (crédit : Univ. d'Oxford)

- **Fabricants potentiels** : Dyesol, Oxford PV
- **Technologies dérivées** :
  - Tandem avec le silicium cristallin ou le CIGS pour doper la productivité (+20%) par élargissement du spectre d'absorption de la lumière.

Technologie silicium cristallin (m-Si) : de 14 à 24 % (15 à 20 %)

Technologie silicium amorphe a-Si : 4 à 10 % (5 à 7 %)

Technologie Tellure de Cadmium (CdTe) : 9 à 17 % (10 à 14 %)

Technologie Cuivre Indium Sélénium (CIS) : 11 à 18 % (12 à 14 %)

Technologie cellule organique (à l'état de la recherche) : 8 à 12 % ( )

## 2.8 Tableau comparatif

Type de cellule	Rendement	Durée de vie	Maturité	Taille cellule de base	Résilience température	Fabrication
Silicium cristallin mono	16 à 22 %	20 à 30 ans	oui	156 x 156 mm	-0,5 % / °	
Silicium cristallin multi	14 à 18 %	20 à 30 ans	oui	156 x 156 mm	-0,5 % / °	
Silicium amorphe	5 à 7 %	20 à 30 ans	dépassé	variable	-0,5 % / °	<b>Plus économe</b>
Couche mince	10 à 14 %	?	moyen	souple	bonne	<b>Matériaux rares, recyclage difficile</b>
Organique à colorant	3 à 5 %	3-4 ans	non			
Organique à polymères	3 à 5 %	3-4 ans	non			
Organique à perovskites	11 à 18 %	<b>Court !</b>	non			

## 2.9 L'assemblage des cellules photovoltaïques

Un module est composé d'un assemblage d'éléments de cellules. Les cellules peuvent être assemblées en série et en parallèle. Un assemblage de cellules en série s'appelle string. Le rendement d'un assemblage est légèrement inférieur au rendement d'une cellule car il y a de la surface non active perdue entre les cellules et autour du panneau pour sa solidité et sa fixation.

### Résistance mécanique

Un verre borosilicaté recouvre les cellules solaires. Les tests d'impacts sont réalisés avec une bille d'acier de diamètre 38 mm et de poids 227 grammes lâchée à l'aplomb du centre du panneau d'une hauteur de 1m. L'énergie d'impact est alors de 2500 Joules environ. *Pour un grêlon de 2 cm de diamètre tombant à la vitesse de 140 km/h, l'énergie d'impact est de 2800 Joules environ.*

On peut considérer que les panneaux solaires résistent bien à la grêle et à la plupart des chocs divers rencontrés en pratique (jet de cailloux?, ballon, ...)

*Les panneaux sont généralement prévus pour résister à l'arrachement (ou succion) par un vent de 130 km/h avec un facteur de sécurité de 3. Pression/Succion de 2400 Pascals.*

### Résistance aux chocs thermiques

Les cellules photovoltaïques des panneaux sont protégées des chocs par un voile de verre. Comme tout verre celui-ci est sensible aux chocs thermiques. Il faut donc éviter de laver les panneaux à l'eau froide lorsque leur température est élevée. Attendre la fraîcheur du soir ou laver tôt le matin.

### Influence des ombrages

Une cellule ombrée ne produit plus.  $I_{cell} = 0$  et  $V_{cell} =$  tension inverse appliquée par l'extérieur à la cellule. La tension inverse de claquage par effet d'avalanche (ou Zener) est d'environ 25 V. Si cette cellule est placée en série dans une chaîne de cellules, la tension de la chaîne hormis la cellule ombrée peut être supérieure à 25 V et provoquer le claquage ou destruction de cette cellule. Ce phénomène se visualise par un point chaud visible sur le panneau (hot spot).

Pour protéger les panneaux de ce phénomène, on place une diode by-pass en parallèle d'une chaîne de cellules. Le nombre de cellules ainsi by-passées varie de 10 à 20.

2 diodes de by-pass pour un module type 12V de 36 cellules

3 diodes de by-pass pour un module type 20V de 60 cellules (type de module très courant)

4 diodes de by-pass pour un module type 24V de 72 cellules

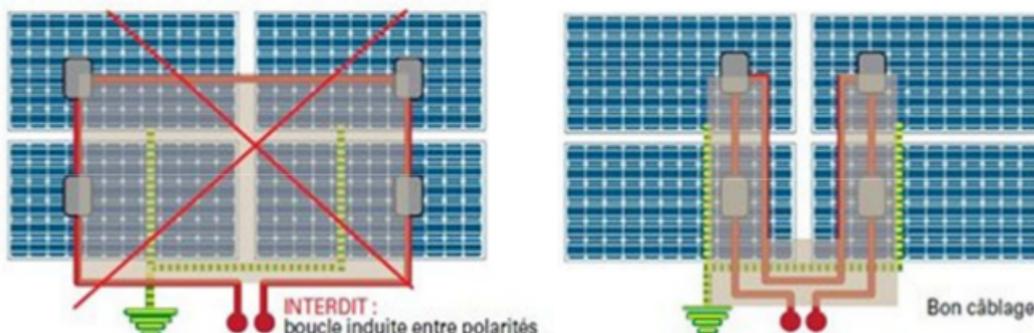
De même, si un panneau se compose de plusieurs strings et que l'un de ces string est ombré, il y a un courant inverse qui peut s'établir entre les strings éclairés et le string ombré. Pour éviter ce phénomène il faut placer des diodes en série avec chaque string. La tension aux bornes de ces diodes série est d'environ 1V. D'où une légère perte de puissance  $P = 1 \cdot I$ .

**Exercice 15 :** Calculer la perte de puissance due aux diodes série de protection d'un panneau constitué de 3 strings, chaque string étant parcouru par un courant de 8 Ampères. Si le panneau a une puissance crête annoncée de 240 W, en déduire la perte de rendement.

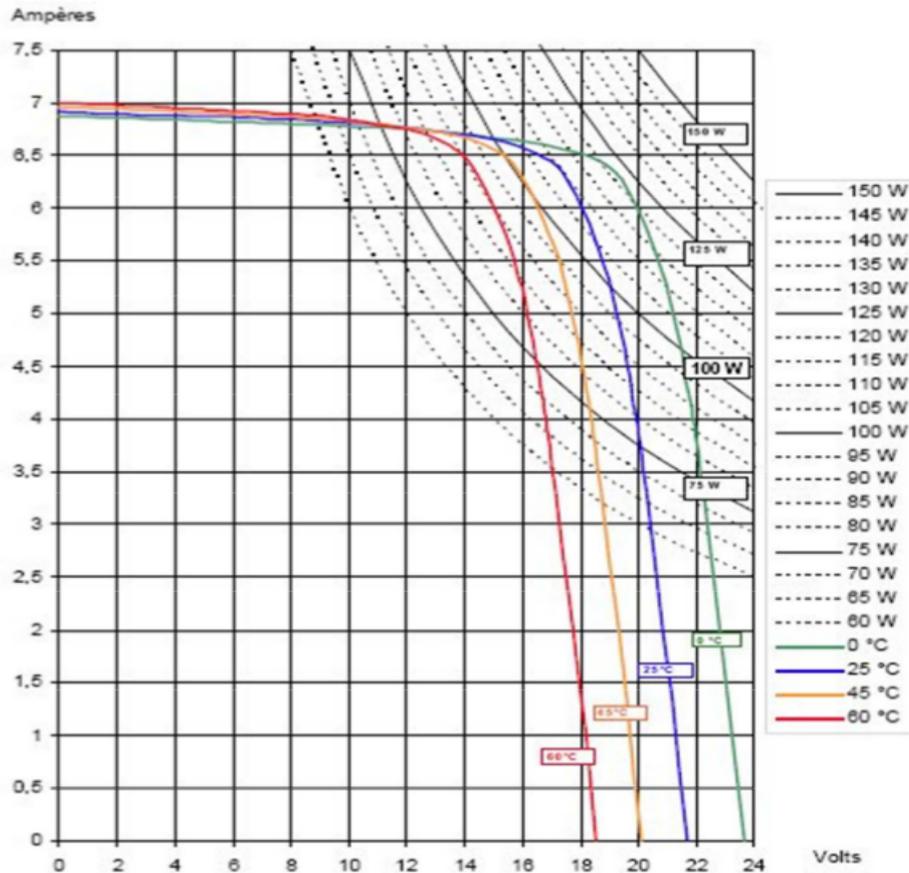
### Protection contre la foudre

On peut mettre en place un parafoudre pour tenter de dériver la foudre vers le parafoudre.

Dans le câblage des panneaux, veiller à ce que les câbles ne constituent pas une boucle qui capterait le champ électromagnétique de la foudre.



## Influence de la température sur les cellules



(Source PHOTOWATT)

On constate ici, que l'intensité augmente très légèrement en fonction de la température d'environ 2mA par °C

soit de 0,03 % environ. La tension diminue plus significativement avec la température d'environ 80 mV par °C soit de -0,5 % environ.

La puissance maximum fournie diminue donc de  $+0,03 * -0,5 = -0,47$  % par °C

Les ordres de grandeur de diminution du rendement en fonction de la température sont :

Technologie silicium cristallin (c-Si) : -0,45 %/°C

Technologie Cuivre Indium Sélénium (CIS) : -0,35 %/°C

Technologie silicium amorphe (a-Si) : -0,2 %/°C

Technologie Tellure de Cadmium (CdT) : -0,25%/°C

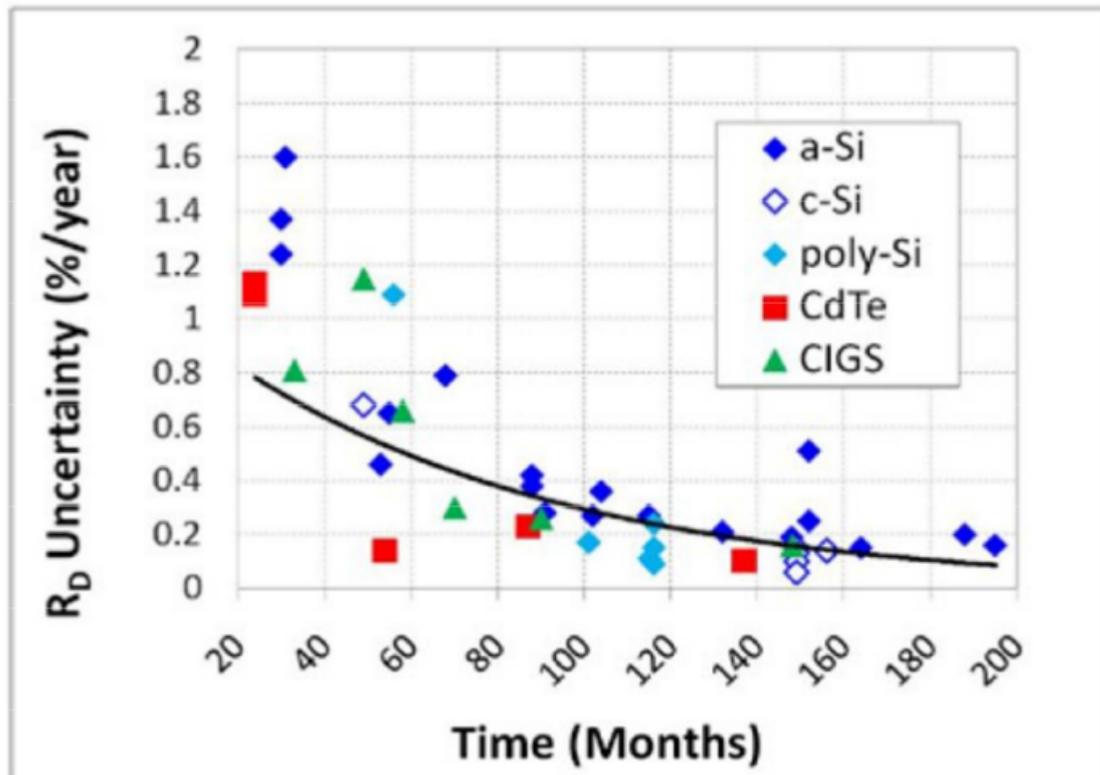
*Même si les pertes par élévation de température sont plus importantes pour la technologie silicium cristallin, sa production reste supérieure aux autres technologies grâce à son rendement élevé.*

Les fournisseurs de panneaux donnent souvent le TUC ou le NOCT ou température d'utilisation du panneau sous un rayonnement de 800 W/m<sup>2</sup>. On peut en déduire la température atteinte par un panneau sous le rayonnement réel.

$T_{\text{panneau}} = T_{\text{amb}} + (TUC - 20) * Irad/800$

où toutes températures en °C et Irad en W/m<sup>2</sup>

### Influence du vieillissement sur le rendement



Constatons que la perte de rendement est plus forte en début de vie (0,7 % à 2 ans) puis se stabilise à 0,2 % environ voire moins ensuite. Le rendement garanti de 80 % sur 20 ans soit 240 mois est sûr.

**Exercice 16 :** Calculer la température d'un panneau dont le TUC est  $50^\circ$  lorsqu'il est exposé à une irradiation de  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température ambiante de  $30^\circ$

Le module Solarwatt M220 se compose de 10 rangées de 6 cellules ou encore de 6 colonnes de 10 cellules. Chaque cellule mesure  $156 \times 156 \text{ mm}$ .

Le panneau Solarwatt M220 est équipé de 3 diodes by-pass. Cela signifie que les colonnes sont regroupées par 2, ceci afin de limiter l'effet de l'ombrage du panneau. Quand une colonne est dans l'ombre mais pas les autres, le capteur continue de fournir  $2/3$  d'énergie. De plus le module ombré est protégé contre l'échauffement et le claquage des cellules par effet d'avalanche (Zener).

**Exercice 17 :** Calculer les dimensions exposées du panneau M220

**Exercice 18 :** Connaissant la tension nominale du panneau Solarwatt M220 =  $29 \text{ V}$  et sachant que ce panneau comprend 60 cellules montées en série, calculer la tension nominale d'une cellule.

**Exercice 19 :** Calculer la perte de puissance d'un panneau dont la puissance nominale est donnée pour  $25^\circ\text{C}$  quand sa température passe à  $60^\circ\text{C}$

**Exercice 20 :** Connaissant la tension nominale  $29 \text{ V}$  et l'intensité nominale du capteur  $8 \text{ A}$ , calculer :

La puissance nominale totale délivrée par le panneau bien éclairé,

La puissance délivrée en cas d'ombrage d'une ou 2 colonnes maxi,

L'intensité et la tension nominale d'une cellule du capteur.

**Exercice 21 :** Le panneau Solarwatt M220 est éclairé par un rayonnement de  $1200 \text{ W/m}^2$ . Quelle est la puissance fournie ?

### Protection électrique des panneaux

Indice de protection est généralement IP65 ce qui signifie :

Protégé électriquement de la poussière et

Des jets d'eaux de toutes directions à la lance (buse de  $6,3 \text{ mm}$ , distance  $2,5 \text{ m}$  à  $3 \text{ m}$ , débit  $12,5 \text{ l/min} \pm 5\%$ .)

## Normalisation des panneaux

Les trois normes suivantes concernent les modules photovoltaïques :

- NF-EN 61215 : qualification de la conception et homologation de modules PV cristallin  
[https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec61215%7Bed2.0%7Dfr\\_d.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61215%7Bed2.0%7Dfr_d.pdf)
  - NF-EN 61646 : qualification de la conception et homologation de modules PV en couche mince
  - NF-EN 61730 : qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules PV
- et les essais réalisés sur les modules photovoltaïques portent sur :
- Caractérisation des performances : flash test, NOCT, coefficients ...
  - Essais mécaniques : charges, choc, grêle, ...
  - Essais climatiques : chaud-froid, UV ...
  - Tests électriques : diélectrique, courant de fuite, ...

## 2.10 Le branchement des panneaux photovoltaïques

### Connecteurs

Les connecteurs électriques sont sécurisés (normes UL1703, VDE126-3 ...), c'est-à-dire qu'ils présentent une protection contre les contacts directs, ils peuvent être verrouillables (type MC4) ou non (MC3) suivant l'accessibilité de ceux-ci, avec une bonne tenue aux UV et aux intempéries (IP54).

Chaque module photovoltaïque possède 2 connecteurs, un mâle et un femelle, ce qui facilite le branchement en série de ceux-ci. Des câbles supplémentaires sont utilisés pour faire les interconnexions entre les chaînes de modules photovoltaïques (ou strings) en parallèle et entre le champ photovoltaïque et le ou les onduleurs.

En standard, les panneaux sont souvent équipés de connecteurs Tyco évitant toute erreur de branchement et assurant un bon contact électrique pour éviter au maximum perte et échauffement.



### Câbles

Les fiches et douilles MC3 présent Les fiches et douilles MC4 présenté (document MultiContact)

Les câbles électriques utilisés pour les installations photovoltaïques doivent répondre à des critères spécifiques au domaine du photovoltaïque (norme UTEC 32-500). Les câbles doivent entre autre être à double isolation (classe II), tenir à une tension 1000V, être résistant aux UV, avoir une tenue en température de 90 °C. La section normalisée des conducteurs électriques est de 1,5 - 2,5 – 4 – 6 mm<sup>2</sup> (etc.). La section des conducteurs électriques est à dimensionner suivant l'intensité du courant et la longueur du câblage.



Les câbles de liaison doivent être de forte section pour limiter les pertes par effet joule.

$$S_{\min} (\text{mm}^2) = L * I_{\max} / K * V_{\max}$$

où L = longueur totale du câble (aller/retour) en m, K = conductivité du cuivre = 58 A/mm<sup>2</sup>

I<sub>max</sub> = courant maximal V<sub>max</sub> = chute de tension maximale tolérée

**Exercice 22** : 10 panneaux Solarmax M220 sont montés en série sur 2 rangées ; chaque panneau mesure environ 1 m de large.

Estimer la longueur totale des câbles les reliant sachant qu'elle est égale au double de l'espacement entre panneaux et que l'onduleur est à 4 m de distance du premier panneau.

Calculer la section minimale du câble en mm<sup>2</sup> sachant qu'on tolère une chute de tension max de 5 volts.

Calculer la puissance dissipée dans le câble.

Calculer le coefficient de perte due au câble

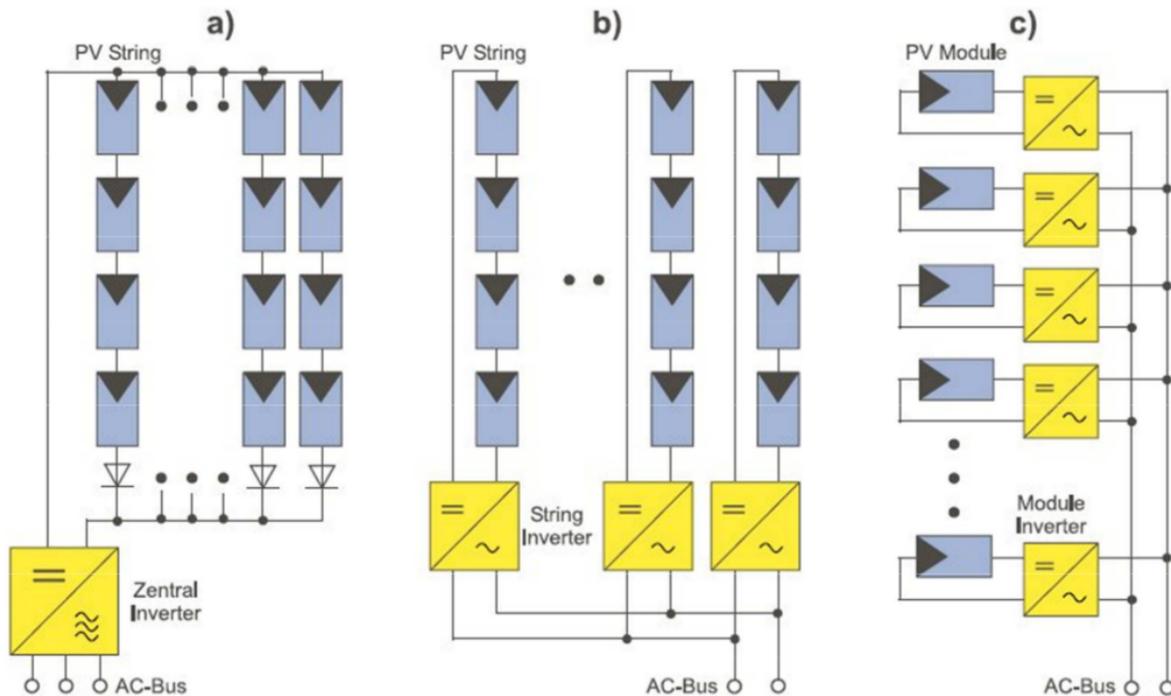
Refaire les calculs en s'imposant un câble solaire standard de 4 mm<sup>2</sup>

### Les techniques de pose

	<b>Architecture</b>	<b>Rendement</b>	<b>Prix achat, subventions</b>
Intégré à la toiture	Esthétique, attention à l'étanchéité	Contraint à la pente, optimum si 30° sud	Un peu supérieur, maxi(*)
Sur imposition de toiture	Moins beau. Étanchéité garantie	Contraint à la pente, optimum si 30° sud	Moyen, moyen
Façade	Esthétique	Moyen 0,68 à 0,65	
Terrasse	Laid mais souvent invisible Montage à plat	Optimum possible Moyen 0,85	Plus faible Faible
Au sol	Sans objet quoi que ? Montage à plat (sur l'eau)	Optimum possible Moyen 0,85	Plus faible Faible
Vitrage	Invisible ou presque	Optimum si 30° sud, moyen en vertical	Cher si invisible

### Les types de montage électrique

En série ou en parallèle selon tension globale désirée. Si montage série, les modules correspondants doivent recevoir le soleil sous la stricte même orientation (azimut et direction). Attention aux zones d'ombrage ! Voir comment sont disposées les diodes by-pass du panneau.



Dans le cas a) Un seul onduleur est connecté au champ photovoltaïque ce qui suppose que tous les panneaux sont orientés de façon identique par rapport au soleil et ont des caractéristiques très semblables. En effet chaque string est traversé par le même courant qui doit être égal à celui fourni par chaque panneau. Chaque string doit délivrer la même tension pour éviter des retours. Pour se protéger de ce risque (en cas d'ombrage par exemple) on insère une diode en série avec chaque string.

Dans le cas b) Chaque string est connecté à un onduleur. Les panneaux de chaque string doivent avoir des caractéristiques identiques et une même orientation solaire. Mais chacun des strings peut être orienté différemment au soleil.

Dans le cas c) Chaque panneau dispose de son propre micro onduleur. Chaque panneau peut donc avoir des caractéristiques différentes et une orientation différente.

	<i>Coût</i>	<i>Orientation solaire</i>	<i>Caractéristiques panneaux</i>
Cas a)	Le plus faible	La même pour tout le plan	Identiques
Cas b)	Moyen	La même par string	Identiques par string
Cas c)	Le plus cher	Quelconque	Quelconques

On verra lors de l'étude des onduleurs qu'il y a une contrainte d'adaptation de la tension fournie par un string avec la plage de tension acceptable par l'onduleur. De même le micro-onduleur doit être adapté à son panneau raccordé ; néanmoins dans ce cas la contrainte est moins forte.

### La prise normalisée

La prise de marque TYCO avec détrompeur, verrouillable (norme MC4) pour câble solaire de 4 ou 6mm<sup>2</sup> est la référence de raccordement.

## Les installateurs

A la limite entre la compétence électricien et la compétence couvreur. Choisir de préférence un produit intégré posable par un simple couvreur qui garantira l'étanchéité de la couverture tout particulièrement en pose intégrée. Certains fabricants de tuiles proposent des produits finis.

Sinon s'assurer que les 2 compétences de qualité sont bien disponibles pour l'installateur choisi.

Enfin ne pas oublier qu'il existe des **capteurs mixtes permettant la production de chaleur et d'électricité** ; du coup une troisième compétence, chauffage thermique peut être recherchée.

<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/architecture-electrique-dune-installation-photovoltaique/points-cles-pour-une-installation-plus-performante/>

## 2.11 Les panneaux hybrides ou aérovoltaiques

Ils produisent à la fois de l'électricité par effet photovoltaïque et de la chaleur récupérable par une circulation d'eau ou d'air.

Leur utilisation est souhaitable si :

- on désire récupérer le maximum d'énergie sous forme thermique et photovoltaïque
- la surface disponible est limitée

On parle de panneau hybride si la récupération thermique est à eau et de panneau aérovoltaique si la récupération thermique est à air.

### Intérêts et inconvénients

Ce système mixte améliore le rendement du capteur photovoltaïque grâce au refroidissement du panneau par le capteur thermique (qui cède sa chaleur à un ballon d'eau chaude ou à un espace à chauffer).

Ce système diminue le rendement du capteur thermique mixte par rapport à un capteur thermique indépendant.

La récupération de chaleur est la plus efficace en intersaison, quand le soleil chauffe un peu plus mais qu'on a encore besoin de chauffage. La récupération de chaleur est rarement suffisante et nécessite un chauffage d'appoint le plus souvent.

Le système à eau est plus efficace si on travaille à basse température, avec un plancher chauffant par exemple.

Le système à air nécessite de ventiler l'air chauffé et peut être bruyant.

Il faut au moins une compétence supplémentaire thermicien pour l'installation. Le calcul de l'installation est plus complexe et nécessite une haute qualification dans les 3 domaines, couvreur, électricien, thermicien ou chauffagiste.

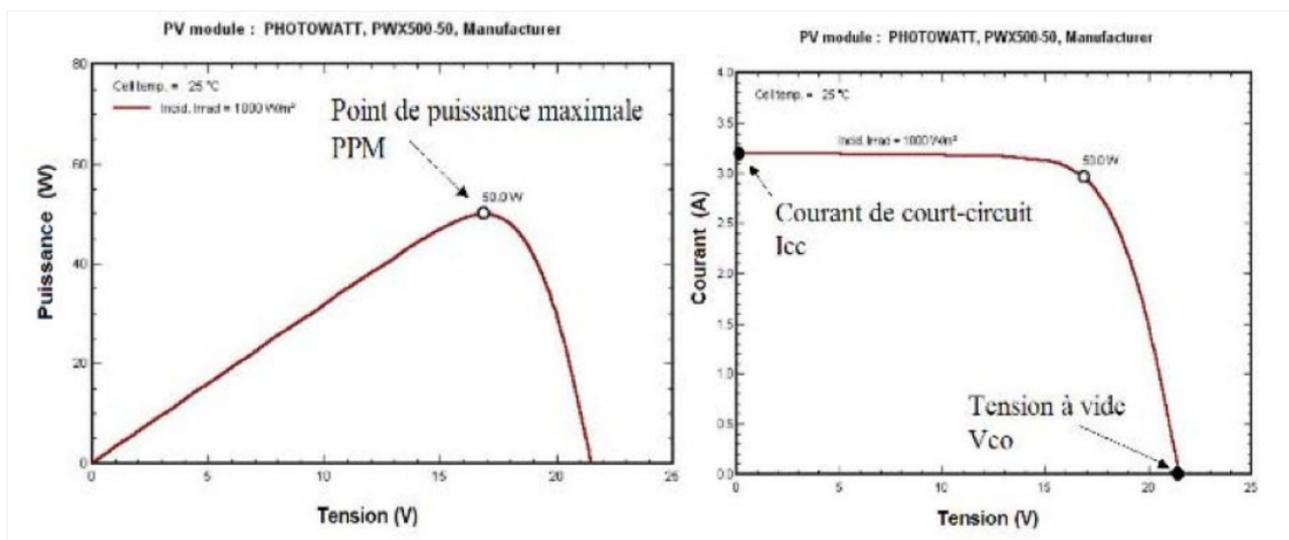
L'étude de la récupération de chaleur est fort intéressante et nécessite des connaissances qui sortent de l'objet de ce cours.

### 3. Les onduleurs

<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/fonctionnement-et-categories-des-onduleurs-photovoltaiques/principe-de-fonctionnement-des-onduleurs/>  
<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/fonctionnement-et-categories-des-onduleurs-photovoltaiques/micro-onduleur-onduleur-string-ou-centralise/>  
<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/fonctionnement-et-categories-des-onduleurs-photovoltaiques/rendement-et-performance-des-onduleurs/>  
[ESPRIT Raccordement des centrales PV au RPD BT en France.pdf](#)  
[https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-NOI-RES\\_77E-V1.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-NOI-RES_77E-V1.pdf)

#### Principe de fonctionnement et variantes

La fonction de l'onduleur est de convertir la puissance électrique continue générée par le champ photovoltaïque en une puissance électrique alternative compatible avec le réseau électrique. Pour cela, le premier étage électronique de l'onduleur recherche le point de fonctionnement où la puissance est maximum sur tous les points possibles de fonctionnement (en courant et tension continues) venant du champ photovoltaïque pour créer une tension continue intermédiaire. Ce système de recherche du point de fonctionnement optimum est appelé système MPPT (Maximum Power Point Tracking).

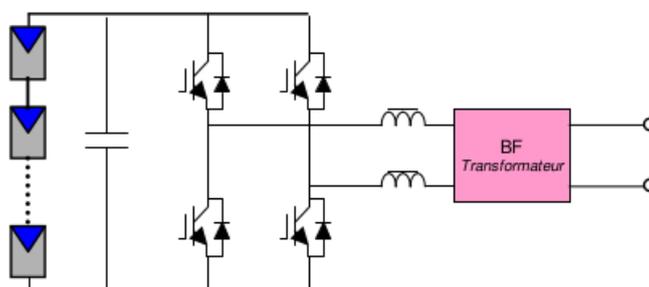


Puis un deuxième étage électronique convertit la tension continue intermédiaire en tension alternative compatible en tension fréquence et phase avec celle du réseau électrique raccordé. On distingue donc les onduleurs pour monophasé ou triphasé.

L'onduleur photovoltaïque doit aussi prendre en compte les normes de sécurité en vigueur, tel que le découplage du réseau électrique (Norme allemande VDE0126-1-1) en cas d'absence momentanée de celui-ci ou encore éviter l'émission d'harmoniques sur le réseau pouvant perturber le fonctionnement d'appareils électriques sensibles.

Une partie du suivi du bon fonctionnement de l'installation photovoltaïque est souvent assurée par l'onduleur en enregistrant et en transmettant les informations de fonctionnement.

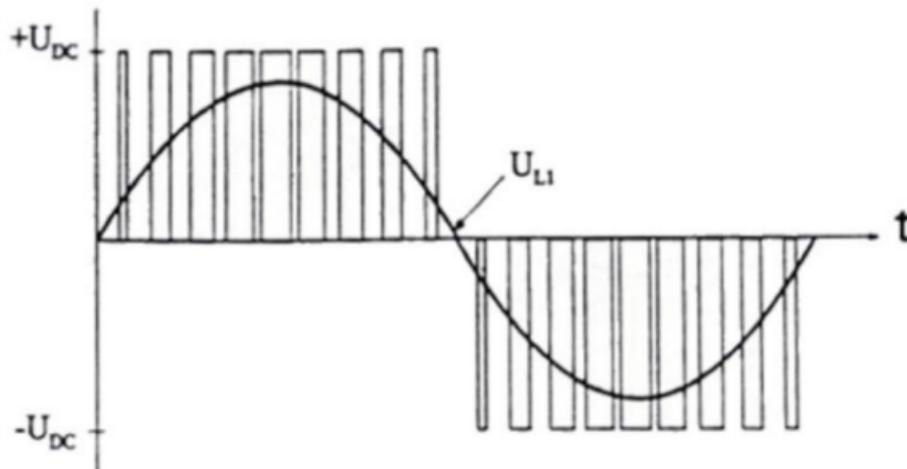
#### Les onduleurs à transformateur BF



1. Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques (filtre EMI - non représenté sur le schéma)
2. Un pont de IGBT (\*) convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz
3. Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale
4. Un transformateur basse fréquence augmente la tension à la sortie de l'onduleur jusqu'au niveau de celle du réseau et assure une isolation galvanique entre l'onduleur PV et le réseau.
5. Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur.

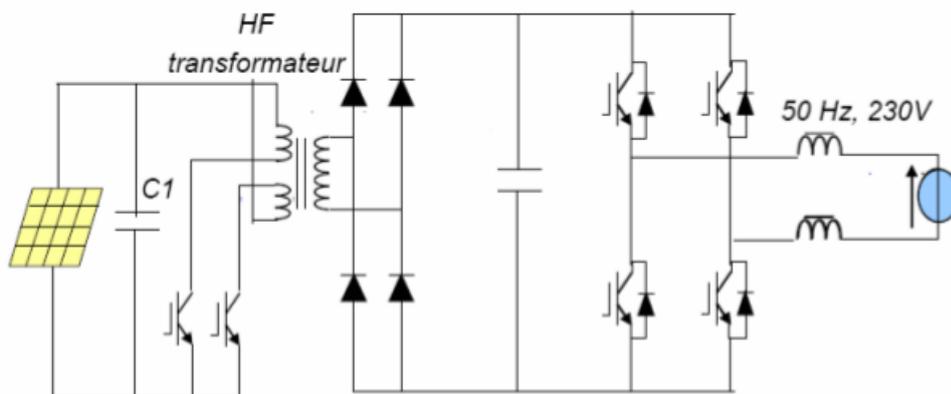
(\*) IGBT = Transistor Bipolaire à Grille Isolée

Modèles : SMA type Sunny Boy 1100, SMA type Sunny Mini Central 5000A, 6000A, DIEHL AKO série Platinum S



*Technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais)*

### Les onduleurs à transformateur HF



Le schéma ci dessus représente le cas général, sensiblement modifié selon les modèles. Voir doc Typologie des onduleurs pour les détails.

1. La tension du générateur PV passe par un convertisseur DC/DC composé :
  - de convertisseur Flyback (ou Forward) qui convertit le courant continu (DC) fourni par les panneaux PV en courant continu avec un niveau de tension désiré en utilisant

la technique de modulation de largeur d'impulsion avec la fréquence de découpage de 16 à 20 kHz.

- d'un transformateur HF qui augmente la tension à un niveau de tension nécessaire pour l'onduleur et assure une isolation galvanique
- enfin, d'un pont redresseur qui transforme le courant alternatif HF en courant continu

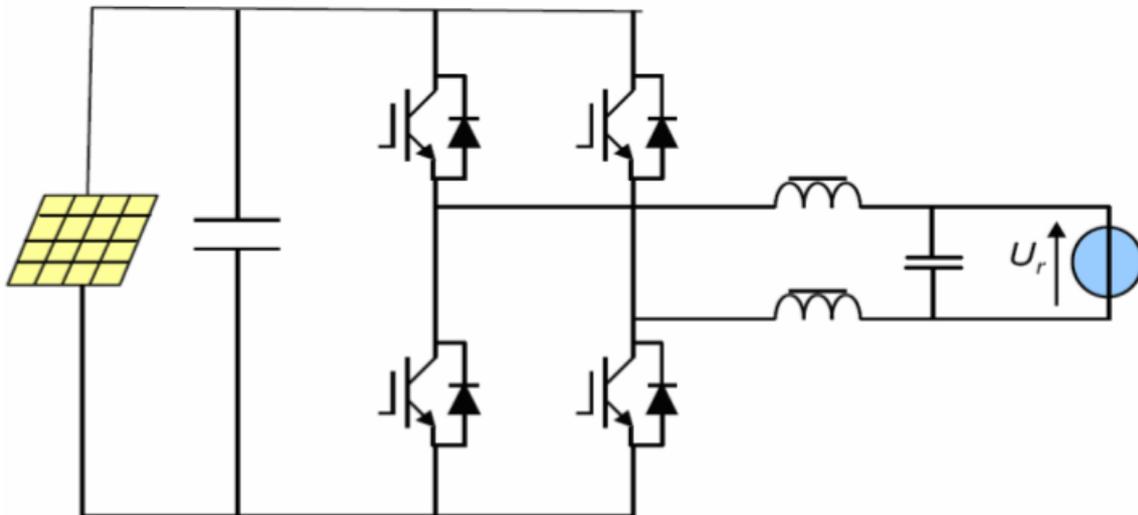
2. Après filtrage, un pont de IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz.

3. Enfin, les interférences sont une dernière fois filtrées en sortie de l'onduleur

Modèles : MASTERVOLT série Sunmaster QS, FRONIUS série IG Plus, DANFOSS série TLX, PHOTOWATT série PWI Indoor, XANTREX série GT SP, TENESOL série Energrid, DELTA ENERGY SYSTEMS série SI

### Les onduleurs sans transformateur

1er type



Le schéma ci dessus représente le cas général, sensiblement modifié selon les modèles. Voir doc Typologie des onduleurs pour les détails.

1. Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques (filtre EMI - non représenté sur le schéma)
2. Un pont de IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz
3. Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale

Modèles : KACO série Powador 2500xi, SPUTNIK type SolarMax série 4000

2ème type

1. Les modules PV sont raccordés en entrée de l'onduleur via un filtre qui élimine les interférences électromagnétiques (filtre EMI - non représenté sur le schéma)
2. Un hacheur survolteur (convertisseur Boost) amplifie la tension d'entrée
3. Un pont de IGBT convertit ensuite le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC) en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI ou PWM en anglais) dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz
4. Un filtre élimine les harmoniques à hautes fréquences pour obtenir une onde sinusoïdale

Modèles : RIELLO type Helios Power HP 4065RELD, AROS type Sirio 4000, SCHNEIDER type Sunezy 4000, SMA type Sunny Boy 2100TL, SPUTNIK type SolarMax 2000C/3000C/2000S/3000S/4600S/6000S, INGETEAM type Ingecom Sun 3.3TL, PHOENIXTEC POWER série Sunville

#### Autres types

Modèles : SMA type Sunny Mini Central 6000TL/7000TL/8000TL, SCHNEIDER type Sunezy 600E, CONERGY type IPG 4000/5000 Vision, SUNWAYS NT2600, AXUN type 7200TL, SUNWAYS type AT4500, MITSUBISHI type PV-PNS06ATL, SIEMENS type Sitop Solar 1100M, RIELLO type Helios Power 10065, DANFOSS série TLX, REFU ELECTRONIK type Refusol 11K,

### Caractéristiques et rendement

Plage de tension  
Intensités  
Nombre d'entrées

Rendement constructeur et rendement européen : -1 à -2 % / rendement constructeur

### Durée de vie et entretien

Leur durée de vie de 10 à 15 ans environ, est inférieure à celle des capteurs solaires.

## 3.1 Les type d'onduleurs

### Les onduleurs industriels



Ces onduleurs sont typiquement utilisés pour les grandes centrales PV au sol ou sur bâti, de plusieurs centaines ou milliers de kWc. Leurs tension d'entrée sont de quelques centaines de volts et l'injection sur le réseau électrique est en triphasé.

## Les onduleurs pour installations photovoltaïques moyennes ou domestiques



Ces onduleurs sont eux utilisés pour de petites ou de moyennes installations photovoltaïques, de quelques kWc à quelques centaines de kWc. L'onduleur est connecté à une ou éventuellement plusieurs chaînes (ou string) de modules PV. Leur tension d'entrée sont de quelques centaines de volts et l'injection sur le réseau électrique est en mono ou en triphasé.

## Les micro-onduleurs



Le micro onduleur est connecté à un module photovoltaïque, voir deux modules pour certains. Leur puissance ne sont que de quelques centaines de watt, leurs tension d'entrée sont de quelques dizaine de volts et l'injection sur le réseau électrique est en monophasé le plus souvent. Du fait de la faible tension d'entrée en courant continu, ceux-ci présentent un intérêt pour la sécurité d'utilisation et peuvent être utilisés pour les petites, moyennes et grandes installations photovoltaïques. Ils utilisent au mieux la performance du panneau auquel ils sont raccordés. Ils sont situés au plus près des panneaux, donc en toiture. Leur dépannage est plus délicat. Leur coût est relativement important.

### **3.2 Adaptation des onduleurs au champ photovoltaïque**

Un panneau photovoltaïque est un générateur de courant (le courant est sensiblement constant mais la tension varie fortement). La tension maximale du champ de panneaux (souvent en série) ne doit pas dépasser la tension max d'entrée de l'onduleur ; de même la tension minimum du champ de panneaux doit rester supérieure à la tension mini d'entrée de l'onduleur.

La puissance délivrée est :  $P = U \cdot I$  où

U = tension du champ photovoltaïque

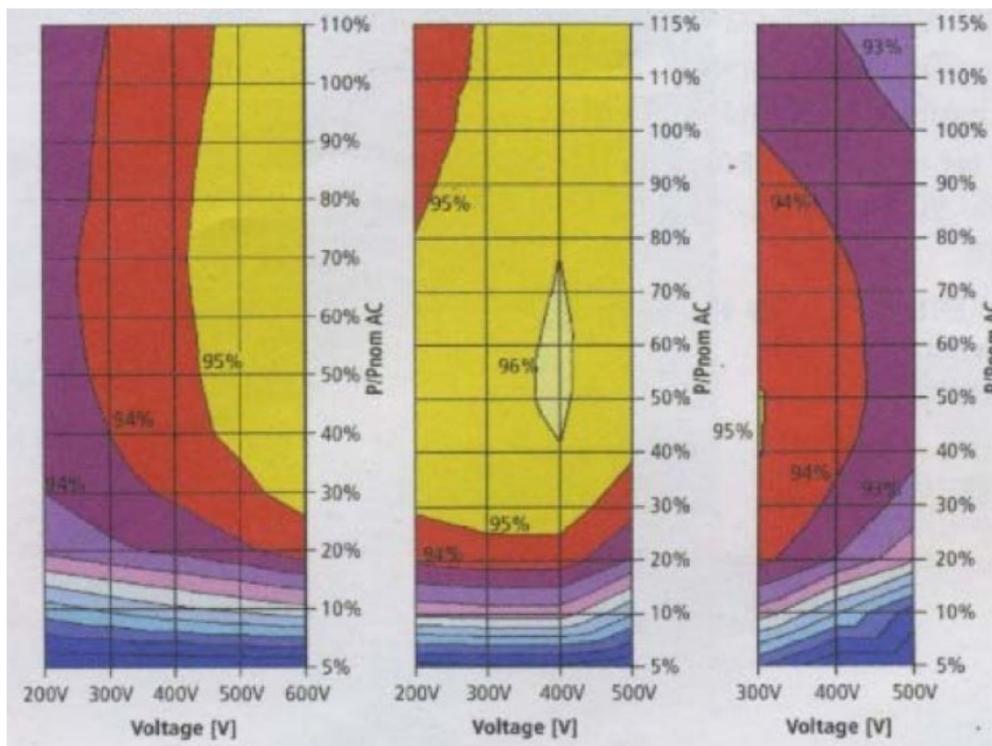
I = intensité délivrée par le champ photovoltaïque.

L'onduleur recherche automatiquement et en permanence le point de puissance maximale (PPM). Le choix (ou dimensionnement) d'un onduleur se fait en fonction des performances que l'on attend de lui: Un bon rendement européen et une bonne adaptation au champ photovoltaïque:

1. une puissance nominale comprise entre 80 et 100% de la puissance du champ photovoltaïque

2. Une gamme de tension d'entrée qui couvre la tension à vide du champ photovoltaïque pour des températures comprises entre  $-10^{\circ}$  et  $70^{\circ}$
3. un bon algorithme de recherche du Point de Performance Maximale (PPM) du champ photovoltaïque.

Il n'est pas suffisant d'avoir une tension de sortie du champ photovoltaïque comprise dans la gamme de tensions d'entrée de l'onduleur pour avoir un rendement maximal. Les onduleurs ont eux-mêmes une plage de rendement maximum. Elle peut correspondre à la tension située en haut de la gamme de tensions d'entrée de l'onduleur comme au milieu ou en bas de la gamme.



*@Photon International Avril 2005*

Pour le premier modèle (diagramme de gauche) la gamme de tensions d'entrée est comprise entre 200V et 600V. Mais le rendement maximal ( 95%, jaune) est obtenu pour des tensions qui approchent 600 volts lorsque la puissance effectivement délivrée par l'onduleur au réseau est entre 30% à 110% de la puissance nominale AC (la puissance délivrée lorsque l'onduleur est en charge maximale).

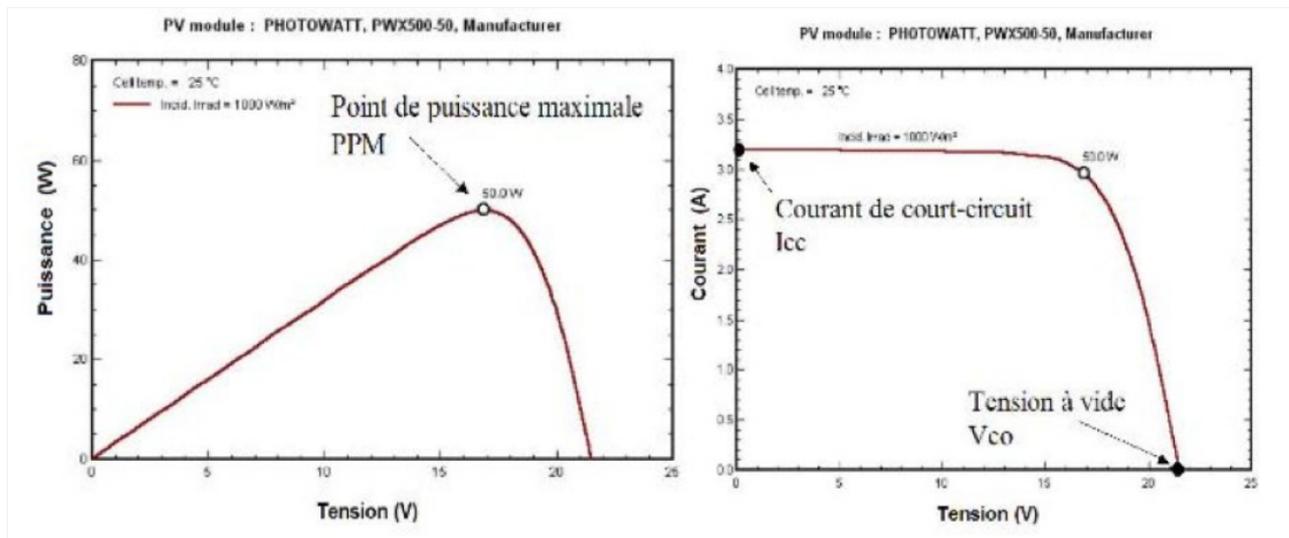
On notera que la puissance délivrée peut être supérieure à la puissance nominale AC. En effet, l'onduleur peut délivrer au réseau pendant un court moment (30 minutes par exemple) une puissance supérieure, mais il chauffe alors trop et est vite obligé de réduire sa puissance.

Pour le deuxième modèle (au centre), le rendement maximal (96%) est obtenu pour une tension située en milieu de gamme, à 400 V, pour une puissance effective à 60% de la puissance nominale.

Dans le troisième modèle (à droite), le rendement maximal (95%) correspond cette fois aux tensions les plus basses de la gamme de tensions d'entrée, approchant de 300V.

### 3.3 Performances des onduleurs

Pour fonctionner de manière optimale, l'onduleur doit connaître la caractéristique  $P = U \times I$  (voir schéma) afin de s'adapter à elle. On dit que l'onduleur « cherche » le PPM, qui correspond au point où la puissance  $P$  est la plus grande : [ $P_{ppm} = U_{max} \times I_{max}$ ]



Mais les valeurs d'ensoleillement et de température sont variables. Elles peuvent changer rapidement. Grâce à son système électronique intégré, l'onduleur dispose d'un dispositif de suivi du PPM : le dispositif de **MPP Tracking** (MPPT, en anglais). L'onduleur s'adapte ainsi en permanence au signal que lui envoie les panneaux pour chaque fois retrouver le PPM et maximiser la quantité d'énergie qui sort de l'onduleur.

Il est difficile de mesurer la qualité avec laquelle l'onduleur se positionne bien sur le PPM. Selon les procédés utilisés pour la recherche du PPM, des écarts de rendements plus ou moins importants apparaissent, ce qui peut réduire la production d'énergie de l'ensemble de l'installation.

Le rendement des onduleurs ne cesse d'augmenter depuis ces dernières années. Cette amélioration participe, bien entendu, à la constante diminution des coûts de l'électricité générée par le PV. Il y a 25 ans, 90% était considéré comme un très bon rendement des onduleurs. Aujourd'hui, un rendement de 98 % est assez courant.

L'autre amélioration notable est celle du « rendement européen », qui prend en compte l'efficacité à charge partielle de l'onduleur. Plusieurs valeurs de rendement sont données dans les fiches techniques des onduleurs. À cause d'un mauvais rendement à charge partielle, la valeur du rendement européen est plus faible que celle du rendement maximal mais c'est elle qui est la plus proche de la réalité du fonctionnement de l'onduleur.

Le rendement maximal est encore amené à augmenter jusqu'à 99% dans les prochaines années. Cette augmentation est possible en optimisant les composants utilisés afin d'avoir le moins de pertes de chaleur possible. Diviser les pertes thermiques par 2, c'est augmenter de 1% l'efficacité (de 98% à 99%) mais aussi améliorer la durée de vie des composants de l'onduleur, très sensibles à la chaleur. Moins de pertes thermiques signifie également que les systèmes de refroidissements ne sont plus nécessaires et que les dimensions des boîtiers des onduleurs peuvent être réduites.

### 3.4 Tableau comparatif des onduleurs

Type	Topologie	Rendement	Prix	Poids	Adaptabilité
À tranfo BF	centralisée	64 à 96 %	Peu cher	lourd	Faible
À tranfo HF	centralisée	90 à 96 %	Peu cher	moyen	Faible
Sans tranfo	centralisée	96 à 98 %	Peu cher	Plus léger	Faible
De string	Groupe de PV plus restreint	96 %	Moyen	Selon technologie	Moyenne
Micro onduleur	1 ou 2 PV géré(s)	>95 %	Plus cher	léger	Forte mais en toiture !

L'adaptabilité signifie remise en cause de l'onduleur en cas de PV défaillant qui ferait trop chuter la tension de la grappe de PV. De même si l'onduleur de grappe tombe en panne c'est toute la production qui est arrêtée. De ce point de vue le micro onduleur est très adaptable et permet de changer de panneau (avec caractéristiques différentes) sans incidence sur le reste de l'installation. Néanmoins comme il est situé en toiture le remplacement peut être délicat.

Autre intérêt : courant alternatif environ 10 fois plus faible que le courant continu du capteur.

**Exercice 23** : Un champ photovoltaïque a une puissance crête de 2,3 kW. Le champ est constitué de 10 modules de 230 Wc. Chacun des modules a les caractéristiques suivantes : Tension nominale : 29 V Tension à vide : 36 V Intensité nominale : 8A Intensité de court-circuit : 8,5 A. Les 10 modules sont câblés en série. Déterminer si l'onduleur Solarmax 3000S est bien adapté à ce champ connaissant ses caractéristiques : Puissance DC 3,3 kW Plage de tension 100 à 550 V Tension entrée DC max 600 V Courant d'entrée DC 0 à 11 A Puissance AC 2,5 kW. Le rendement pour 300V DC est 94,9 %, pour 400V DC 95,5 %

**Exercice 24** : Un champ photovoltaïque est composé de 100 modules de 230 W ayant les mêmes caractéristiques que ci-dessus. Combien faut-il d'onduleurs Solarmax de la série S (2000S(1800W), 3000S(2500W), 4200S(3800W), 6000S(4600W) pour récupérer toute l'énergie produite ? Déterminer au préalable les différents montages possibles des modules en série parallèle.

## 4. Le stockage de l'énergie produite et les batteries

<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/les-accessoires-additionnels/les-batteries/>

<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/les-accessoires-additionnels/stockage-virtuel/>

### 4.1 Utilité du stockage d'énergie

La production d'électricité ne se fait pas forcément au moment de son utilisation. Grâce au stockage on peut stocker l'électricité produite puis l'utiliser un peu plus tard. Le stockage a un coût d'acquisition et d'entretien non négligeable. Son utilisation améliore le taux d'autoconsommation d'une installation mais dégrade le modèle économique (et écologique).

Le stockage de l'énergie peut être sous forme électrique dans des batteries d'accumulateurs mais aussi sous d'autres formes (volant d'inertie, relevage de poids ou d'eau, transformation en hydrogène, ...)

## 4.2 Les types de batterie

On distingue les batteries au plomb, au nickel, au lithium-ion

	<b>Plomb</b>	<b>Nickel-Cadmium</b>	<b>Nickel-métal hydrure</b>	<b>Lithium-ion</b>
<b>Tension cellule (V)</b>	2,0	1,2	1,2	3,6 à 3,7
<b>Energie spécifique (Wh/kg)</b>	25-50	30-60	50-90	100-300
<b>Cycles</b>	200-500	1000-1500	1000	500-3000
<b>Température (°C)</b>	0 à 50	-30 à 50	-20 à 50	-20 à 50
<b>Autodécharge (/mois)</b>	-5 %	-15 %	-25 %	-2 %
<b>Durée de vie (ans)</b>	5	10	5-10	5-15
<b>Prix kWh (Pb base 100)</b>	100	300	350	300 à 500
<b>Durée charge (heures)</b>	10	5	3-5	3

## 4.3 Rôle de la batterie

- Permet d'augmenter le taux d'autoconsommation ; la batterie est plus utile si la corrélation entre production et consommation est faible ; rarement rentable en France avec les conditions de rachat d'électricité légèrement supérieures au prix de vente.
- Obligatoire pour une installation isolée (exemple refuge de montagne)

## 4.4 Impact écologique

Les batteries Lithium-ion sont les plus intéressantes par leurs performances. Malheureusement l'extraction du lithium consomme beaucoup d'eau et détruit de vastes zones en Amérique du sud. Le Cobalt et le Nickel extraits principalement en République du Congo sont très toxiques. Le recyclage des batteries est encore problématique.

## 4.5 Coût

Exemple Prix batterie Plomb 140 Ah en 12V coûte 210 € soit pour 1,68 kWh

Exemple prix batterie Lithion Ion 172 Ah en 12,8 V coûte 900 € Lithium Plomb

Soit pour 2,2 kWh

Financièrement la batterie semble très chère

## 4.6 Le stockage virtuel ou vente au surplus ?

Il est préférable de souscrire un contrat avec obligation d'achat, plus avantageux que le stockage virtuel. Néanmoins si le contrat avec obligation d'achat est impossible, voir la possibilité de stockage virtuel. Le prix d'achat est de 0,10 €/kWh.

## 5. Branchement de l'installation

Le but d'une installation photovoltaïque est de fournir une énergie renouvelable utilisable soit par un particulier, soit par une collectivité, soit produite par une entreprise privée ou publique en vue de son utilisation et/ou de sa distribution sur le réseau.

Les schémas de raccordement sont donc variés tant techniquement qu'administrativement.

En effet, la loi étatique fixe le prix de vente (ou d'achat pour les fournisseurs d'électricité) et la prime (ou subvention) variables selon les configurations. De plus des subventions peuvent être accordées pour la production d'énergie renouvelable au niveau de la région, du département, de la commune, ...

On s'intéresse d'une part aux installations de petite puissance (domestiques), de moyenne puissance (entreprises moyennes) et de forte puissance (industrielles).

Pour les installations de petite puissance, on distingue la vente totale, la vente du surplus, l'autoconsommation avec don au réseau, l'autoconsommation avec batteries isolée ou connectée au réseau.

### Dispositifs de soutien

	<i>Guichet ouvert</i>	<i>Procédures de mise en concurrence</i>			
	Obligation d'achat	Appel d'offres bâtiment		Appel d'offres auto consommation	Appel d'offres parcs au sol et ombrières
Seuils de puissance	< 500 kWc		De 500 kWc à 8 MWc	De 100 kWc à 1MWc	De 500 kWc à 30 MWc
Dispositif contractuel de la rémunération	Contrat d'achat et tarif achat fixé par l'Etat		Contrat de complément de rémunération avec prix de complément proposé par le candidat	Contrat de complément de rémunération avec prix de complément proposé par le candidat	Contrat de complément de rémunération avec prix de complément proposé par le candidat
Modalités	Selon arrêté	Selon cahier des charges			

### L'obligation d'achat par les fournisseurs d'électricité

Le kilowattheure d'électricité photovoltaïque est vendu par le producteur à un tarif fixé par arrêté national. Le producteur photovoltaïque injecte de l'électricité sur le réseau; l'acheteur est obligé d'acheter l'énergie photovoltaïque à un prix fixé par la loi. Ce mécanisme devrait permettre d'aboutir à une rentabilité normale des capitaux investis sur la durée de vie des installations.

### Obligation de qualification professionnelle de l'installateur

A compter du 1er janvier 2019, comme écrit dans la note d'instruction de la DGEC sur les modalités d'applications de l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 seules les qualifications/certifications suivantes pour lesquelles les organismes ont conventionné avec l'Etat seront éligibles :

- avec la qualification [5911](#) (0-250kWc) délivrée par Qualibat
- avec l'une des qualifications [SPV1 \(<36kVA\)](#) ou [SPV2](#) délivrées par Qualifelec
- avec la qualification [QualiPV module Elec](#) (0-250kWc) (le module Bât n'étant pas suffisant) délivrée par Qualit'EnR
- avec la marque AQPV de Certisolis

Le certificat doit être valable pour toute la durée des travaux.

### **Tarif d'achat et primes à l'installation**

Sources : <https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/tarifs-dachat/obligation-dachat-pv/>

<https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/tarifs-dachat/arrete-tarifaire-en-vigueur/>

<https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/soutien-a-la-production/dispositifs-de-soutien-aux-enr>

<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000044173060>

<https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=0lpEVRKdmjIZO3dU57foq2kcBJxiewM6c-LqiFcIJkI=>

<https://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data>

*Selon dernier arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 actuellement en vigueur*

<https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/tarifs-dachat/arrete-tarifaire-en-vigueur/>

### **Tarif de rachat du kWh produit**

Ta, Tb, Tc, T tarif d'achat exprimée en centimes d'euros / kWh

Ta = 17,89 x E x f(Si, S'i, Kn) pour les premiers 1600 x (P+Q) kWh valeur plafond

Tb = 9,47 x E x f(Vi, V'i, Kn)

Tc = 9,8 x d2 x d3 x f(Wi, W'i, Kn) ; en pratique 9,55 !

T = 5 pour les kWh > plafond et si P+Q < 100 kWc

T = 4 pour les kWh > plafond et si P+Q >=100 kWc

En première approximation  $f(Si, S'i, Kn) = f(Vi, V'i, Kn) = f(Wi, W'i, Kn) = 1$

Dès que le nombre de trimestres croît (en gros > 2) la fonction f devient inférieure à 1 ; de plus chaque année, le prix est révisé par le coefficient Kn (qui varie peu jusqu'à présent).

$Kn = 0,5 \times ICHTrev-TS / ICHTrev-TSo + 0,5 \times FM0ABE0000 / FM0ABE0000o$

d2 = d3 = 1 au début de production

d2 = 0,9875 dès le 3ème trimestre ; d3 = 0,9875 dès le 4ème trimestre

Ces formulations complexes découlent d'une tarification changeant pour chaque trimestre.

### **Prime à l'investissement**

Pa prime à investissement exprimée en centimes d'euros / Wc

Pa = 0,38 x F x f(Si, S'i, Kn)

Pb = 0,08 x F x f(Vi, V'i, Kn)

### **Prime à l'intégration paysagère**

Pi prime à l'installation paysagère exprimée en centimes d'euros / Wc. Cette prime peut être supprimée même avant l'échéance du 8 octobre 2023.

### **Signification de P + Q ou puissance totale**

**La puissance P** ("puissance installée") est définie comme la puissance crête totale des générateurs photovoltaïques de l'installation, telle que définie par les normes NF EN 61215 et NF EN 61646".

**La puissance Q** est définie comme la puissance installée de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet **sur le même site d'implantation** que l'installation objet du contrat d'achat, dont les demandes complètes de raccordement au réseau public **ont été déposées dans les 18 mois**

**avant ou après** la date de demande complète de raccordement au réseau public pour l'installation objet du contrat".

<b>P+Q (kWc)</b>	<b>≤ 3</b>	<b>Entre 3 et 9</b>	<b>Entre 9 et 36</b>	<b>Entre 36 et 100</b>	<b>Entre 100 et 250</b>	<b>Entre 250 et 500</b>
<b>Plafond</b>	1600x(P+Q) 4800 kWh	1600x(P+Q) 14400	1600x(P+Q) 57600	1600x(P+Q) 160.000	1100x(P+Q) 275.000	1100x(P+Q) 550.000
<b>E</b>	1	0,85	1	0,85		
<b>F</b>	1	0,75	1	0,75		
<b>Ta</b>	17,89	15,21				
<b>Tb</b>			9,47	8,04		
<b>Tc</b>					9,55	9,55
<b>T</b>	5	5	5	5	4	4
<b>Pa</b>	0,38	0,29				
<b>Pb</b>			0,16	0,08		
<b>Pi</b>	0,133	0,128	0,125	0,125	0,125	0,125

La prime Pa, Pb ou Pi est versée répartie sur les 5 premières années de production.

### Conditions d'admission aux différents tarifs et primes

<b>Installation de vente</b>	<b>Puissance crête (kWc)</b>	<b>Tarif sous plafond</b>	<b>Tarif hors plafond</b>	<b>Prime</b>
Injection/vente en totalité	≤ 3	Ta = 17,89	5	
	Entre 3 et 9	Ta = 15,21	5	
	Entre 9 et 36	Tb = 9,47	5	
	Entre 36 et 100	Tb = 8,04	5	
	Entre 100 et 500	Tc = 9,55	4	
Injection/vente de surplus ou autoconsommation	≤ 3	10	5	Pa = 0,38
	Entre 3 et 9	10	5	Pa = 0,29
	Entre 9 et 36	6	5	Pb = 0,16
	Entre 36 et 100	6	5	Pb = 0,08
	Entre 100 et 500	6	4	

### Type de l'installation : l'implantation sur bâtiment

Il est nécessaire de respecter les critères généraux d'implantation (1er paragraphe de l'annexe 2) :

- système installé sur toiture et parallèle au plan
- système installé sur toiture plate
- système remplissant les fonctions d'allège, de bardage, de brise-soleil, de garde-corps, d'ombrière, de pergolas ou de mur-rideau.

[La note d'instruction de la DGEC sur les modalités d'application de l'arrêté](#) précise que :

- les ombrières de parking sont considérées comme des bâtiments mais ne sont pas éligibles à la prime d'intégration au bâti.
- les serres sont considérées comme des bâtiments et peuvent être éligibles à la prime d'intégration au bâti sous réserve d'en respecter les critères.

### **Système photovoltaïque**

Procédé ou solution technique de construction, rigide ou souple, composé de modules ou de films photovoltaïques et d'éléments non productifs assurant des fonctions de fixation aux éléments mitoyens, de résistance mécanique ou d'étanchéité. L'ensemble est conçu spécifiquement pour la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

### **Même site d'implantation**

Sont ainsi considérées comme appartenant à un même site, deux installations distantes de **moins de 100 mètres** et implantées sur un ou des **bâtiments appartenant à la même personne** (morale ou physique).

#### **Distance entre deux installations**

distance au sol la plus courte entre les points les plus proches des systèmes photovoltaïques des deux installations.

Cette distance sera évaluée sur la base des **coordonnées géodésiques** des 4 points extrémaux du champ fournies à la date de demande de raccordement. [Un guide utilisateur publié par EDF OA explique comme mesurer et indiquer ces coordonnées géodésiques](#). **L'arrêté du 9 mai 2017 ne permet pas de modifier ces coordonnées et plus généralement le choix du bâtiment d'implantation après qualification de la demande**, sauf en cas d'erreurs.

### **Dérogations**

L'annexe 3 propose les dérogations suivantes :

- cas des distances inférieures à 100 mètres mais avec des bâtiments appartenant à des propriétaires indépendants : la puissance Q est alors nulle ;
- cas des distances inférieures à 100 mètres mais avec deux bâtiments destinés exclusivement à l'usage d'habitation et pour lesquels un architecte atteste que l'un ou l'autre de ces bâtiments peut assurer ses fonctions en l'absence du deuxième : la puissance Q est alors nulle mais le tarif d'achat est réduit de 10%. Le modèle d'attestation est disponible [sur le site internet d'EDF OA](#) . D'après la note d'instruction de la DGEC sur les modalités d'applications de l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017, cette réduction s'applique pas aux primes à l'investissement. Des points d'application de cette réduction sont détaillés dans cette note.

### **Dans les 18 mois avant ou après**

La note d'instruction de la DGEC sur les modalités d'application de l'arrêté précise que "**des installations pour lesquelles il n'est pas demandé à bénéficier de l'obligation d'achat (avec ou sans injection) sont prises en compte**. Les installations non raccordées au réseau public de distribution (RPD) ne le sont pas."

Les installations en autoconsommation totale sur un site de consommation raccordé au réseau sont considérées comme raccordées au réseau (une déclaration auprès du gestionnaire de réseau est obligatoire). Seuls les installations en sites isolés sont écartées du calcul de la puissance Q.

De même, est précisé en réponse à la question 17 sur l'AO autoconsommation : **la puissance Q de l'[...]installation, telle que définie par l'arrêté du 9 mai 2017, sera potentiellement impactée [par une installation éligible à l'appel d'offres]**.

Si des demandes de raccordement sont déposées de manière simultanée, il n'est pas possible de faire référence aux numéros de dossier, ces derniers n'étant pas encore attribués. La note d'instruction de la DGEC sur les modalités d'application de l'arrêté précise également que cela n'empêche pas la complétude de la demande.

### **Conditions particulières d'une installation avec stockage**

Il est obligatoire de déclarer l'existence d'un dispositif de stockage. Cette déclaration peut se faire à la demande de raccordement, avant la mise en service, après la mise en service et après la signature du contrat d'achat.

Le producteur atteste dans tous les cas **qu'un dispositif technique a été mis en place pour permettre de garantir que l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production.**

Pour rappel, les installations avec stockage raccordées au réseau doivent en parallèle respecter les préconisations du guide UTE C15-712-3.

### **Prime à l'intégration paysagère**

Jusqu'au 8 octobre 2023 (ou avant si le plafond est atteint), une prime d'intégration paysagère est proposée avec une dégressivité annuelle et une modulation selon la puissance.

Il est nécessaire de respecter l'ensemble des critères suivants :

- système installé **sur la toiture d'un bâtiment ou d'un hangar (ombrière non éligible)**, inclinée entre 10 et 75°
- modules photovoltaïques qui assurent la fonction d'étanchéité du toit et réalisent l'étanchéité par chevauchement ou par emboîtement ;
- système ayant fait l'objet d'un avis technique favorable délivré par la commission d'experts dédiée aux procédés photovoltaïques, adossée au Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), en vigueur à la date de demande complète de raccordement ;
- système qui recouvre au moins 80 % de la surface de toiture, déduction faite des pénétrations de toiture (cheminées, sorties de toiture, fenêtres de toit, etc.).

## 5.1 Installations de petite puissance (jusqu'à 9 kWc)

### Vente totale au réseau

Pour les puissances inférieures à 9 kWc, c'est la solution la plus intéressante car le prix d'achat (17,89 à 15,21 c€) est légèrement supérieur au prix de vente (0,15 c€). Pas de prime d'investissement. Le retour sur investissement est long à très long, mais l'installation contribue à la réduction des GES.

*Exercice 25 : Une installation photovoltaïque a coûté 8500 €. Sa puissance crête est de 3kWc. Son rendement est de 0,9. L'installation est située près de Lyon. Calculez l'énergie récupérable au mieux chaque année ainsi que le montant de la facture annuelle. Déterminez le retour sur investissement en supposant que les prix de vente ou d'achat sont constants.*

### Vente du surplus au réseau

Cette possibilité est considérée comme de l'auto consommation avec obligation d'achat (voir ci-dessous).

### Auto consommation avec don au réseau

Seulement si  $P+Q \leq 3\text{kWc}$ . Pour éviter le don qui arrive plus souvent que l'auto consommation, on peut utiliser des batteries de stockage, mais l'installation est plus chère à l'acquisition et à l'entretien. Reste la prime d'intégration qui réduit le coût d'acquisition.

### Autoconsommation et branchement réseau

Si  $P+Q > 3\text{kWc}$ , il y a obligation d'achat du surplus. Remarquer que le prix d'achat du kWh (10c€) est inférieur au prix de vente (15c€). Donc l'auto consommation est plus intéressante sauf que les périodes de temps où elle se produit sont courtes ! Reste la prime d'intégration qui réduit le coût d'acquisition de l'installation.

*Exercice 26 : Une installation située à Nantes a coûté 15000 €. Son rendement global est 0,8. Sa puissance crête est de 9 kWc. Dans le cadre d'un contrat de vente au surplus, quelle est la subvention accordée, quel est le coût réel de l'installation ? Quelle énergie peut on récupérer et facturer ? Quel est le retour sur investissement ?*

### Auto consommation isolée avec batteries ou autre stockage

C'est la solution obligatoire pour les sites isolés non raccordables au réseau. On trouve des solutions clés en mains pour le caravanning, le nautisme et les petites résidences.

## 5.2 Installations de moyenne puissance (> 9 kWc et ≤ 100 kWc)

### Vente totale au réseau

**Exercice 27** : Une installation située près de Nice a une puissance crête de 50 kW, un rendement de 0,85. Cette installation a coûté 80 k€. Déterminer l'énergie produite chaque année, la facture annuelle, le retour sur investissement.

### Auto consommation collective

**Exercice 28** : Une installation collective située à Paris comprenant 62 pavillons expose 40 garages avec toit quasiment à plat de 25 m<sup>2</sup>. Quelle est la production annuelle totale de ce collectif ? Quel est le coût de l'installation par garage sachant qu'un Wc installé coûte 2,2 € ? Quelle facture par garage ? Quel retour sur investissement ? En injection totale, surplus sans autoconsommation, surplus avec 20 % d'autoconsommation (charger batteries auto).

## 5.3 Installations industrielles (>> 100 kWc)

Il n'y a plus d'obligation d'achat. Le producteur est soumis aux règles de la concurrence. Les coûts prévisibles sont :

Système de montage, Modules photovoltaïques, Onduleurs, Liaisons électriques continu et alternatif (dont chemins de câble, boîtiers de raccordement, sectionneurs), dispositifs de protection (dont mise à la terre, parafoudres, disjoncteurs), transformateur de raccordement HTA si puissance supérieure à 250 kW, frais de chantier (dont déblaiement et nettoyage, fouilles, engins de levage et manutention, construction de locaux techniques), démarches administratives.

**Exercice 29** : On veut réaliser un plan photovoltaïque de 10 Mwc. Les panneaux/modules choisis ont une puissance crête de 320W, une tension de 29 V et une intensité de 11 A. Chaque module occupe 2 m<sup>2</sup> et a pour dimensions 1x2 m. Les modules sont prévus pour être disposés en mode portrait. Le plan sera installé dans les environs de Toulouse orienté plein sud sans ombrage. Sa forme générale est un carré. Déterminer le nombre de modules nécessaire. Déterminer la surface nécessaire au sol de manière à ce qu'une rangée ne fasse pas d'ombre à la suivante. Vérifier que l'espacement minimum entre rangées est au moins supérieur à 1,5 m pour l'accès et l'entretien. Imaginer divers regroupements des modules en strings pour entrée vers des onduleurs industriels de la série Protect PV (voir spécifs jointes).  
Quelle est la production énergétique annuelle prévisible ?

€ HT

## 5.4 Evaluation du coût par Wc installé

Prix matériel et pose constaté en 2021 :

<b>Puissance</b>	<b>Intégration Simplifiée (ISB)</b>	<b>Intégration Au Bâti (IAB)</b>
< 3 kWc	2,2 à 1,9 € HT/Wc	2,6 à 2,3 € HT/Wc
3 à 9 kWc	2,2 à 1,8 € HT/Wc	2,6 à 2,2 € HT/Wc
9 à 36 kWc	1,8 à 1,2 € HT/Wc	
36 à 100 kWc	1,2 à 1 € HT/Wc	
100 à 500 kWc	1 à 0,9 € HT/Wc	
>500 kWc	0,85 € HT/Wc	
	<b>Ombrières de parking</b>	<b>Au sol</b>
< 100 kWc	1,4 à 1,2 € HT/Wc	
100 à 500 kWc	1,2 à 1,05 € HT/Wc	
> 500 kWc	1,05 à 0,95 € HT/Wc	
1 à 10 MWc		0,9 à 1 € HT/Wc
> 10MWc		0,8 à 0,9 € HT/Wc

Surcoûts possibles si utilisation de panneaux à très haut rendement, micro-onduleurs, défrichage de terrain, poses spéciales, etc ...

La notion d'intégration au bâti est équivalente à intégration paysagère.

**Exercice 30** : Calculer le coût prévisible maxi d'une installation photovoltaïque de 3 kWc, 9 kWc, 36 kWc et 100 kWc. Pour les cas 3 kWc et 9kWc calculer avec et sans intégration au bâti

## 5.5 Etudes techniques préalables

Etude de faisabilité but : donner tous éléments techniques et financiers pour prise de décision ; ces éléments sont puissance installable, production attendue, coût des contraintes éventuelles (raccordement réseau, intégration architecturale, accès difficile, etc ...)

Diagnostic et étude de structure but : obtenir toutes garanties nécessaires quand à la résistance des structures supportant l'installation.

Etude de sol cas particulier d'étude de structure pour ancrages ombrières ou modules

Etude d'impact environnemental but : obtenir les autorisations environnementales

## 5.6 Les travaux de raccordement au réseau

Le producteur doit supporter les frais de branchement au réseau de son installation photovoltaïque (pose de compteur, disjoncteur, coupe-circuit, câble, etc.), ainsi que les éventuels travaux d'extension du réseau nécessaires pour permettre l'évacuation de sa production.

Le périmètre de facturation est défini dans les textes réglementaires et précisé dans le barème de raccordement, disponible sur [le site internet d'Enedis](#).

[Depuis la publication de l'arrêté dit de réfaction, applicable aux projets dont la convention de raccordement a été signée à compter du 4 décembre 2017](#), une prise en charge partielle des coûts de raccordement, appelée "taux de réfaction", est fixée de la manière suivante (pour un taux de réfaction à 40%, le producteur devra payer 60% du coût) :

<b>Puissance de l'installation (P)</b>	<b>Réfaction sur les ouvrages de branchement et d'extension (ou ouvrages propres dans le cadre des S3REnR)</b>	<b>Réfaction sur la quote part du S3REnR</b>
$P \leq 100 \text{ kVA}$	40%	NA
$100 \text{ kVA} < P \leq 500 \text{ kW}$	40 %	40 %
$500 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$	40 %	interpolation linéaire
$P = 1 \text{ MW}$	40 %	20 %
$1\text{MW} < P \leq 3 \text{ MW}$	interpolation linéaire	Interpolation linéaire
$3 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$	interpolation linéaire	Pas de réfaction
$P \geq 5 \text{ MW}$	>	Pas de réfaction

### Coût de raccordement à la charge des producteurs (après réfaction)

<b>Tension de livraison</b>	<b>Type de travaux</b>	<b>Configuration simple</b>	<b>Configuration complexe</b>
< 36KVA (Basse Tension)	Branchement	0 (vente du surplus) jusqu'à 1500 euros (vente de la totalité en branchement "pur")	Variable selon la nature des travaux
< 36 kVA (Basse Tension)	Extension	0 €	Variable selon la nature des travaux
36KVA < Puissance < 250KVA (Basse tension) et Puissance > 250KVA (Haute tension)	Branchement et extension	Il est difficile d'évaluer le coût de raccordement car il est possible, en fonction des cas de figures, que des travaux d'extension de réseau soit à prévoir. Par conséquent, les travaux peuvent être plus importants, engendrant un prix parfois déterminant pour la réalisation du projet.	

### Installations inférieures ou égales à 36 kVA

Le barème de raccordement d'Enedis propose des montants forfaitaires, qui varie selon la nature des travaux (travaux de branchement avec ou sans travaux d'extension) et sur lesquels s'appliquent le taux de réfaction de 40%.

A noter qu'un [nouveau barème est entré en vigueur le 26 juillet 2018](#) avec une simplification de la grille tarifaire (7 cas de branchement) :

#### Injection de la totalité (« branchement pur ») - chapitre 8 du barème

Zone	Puissance de raccordement	€ HT	€ TTC
ZFA	Monophasée ≤6kVA	1716	2059,20
ZFA	triphasée ≤ 36 kVA	1796	2155,20
ZFB	Monophasée ≤6kVA	1830	2196
ZFB	Triphasée ≤36 kVA	1930	2316

#### Injection totalité avec branchement en consommation existant - chapitre 9 du barème

Puissance de raccordement	€ HT	€ TTC
monophasée ≤6kVA	844	1012,80
triphasée ≤ 36 kVA	1013	1215,60

#### Injection surplus avec branchement sur consommation existant de puissance 36kVA - chapitre 9

Branchement existant <36 kVA	€ HT	€ TTC
toute nature de branchement	0	0

Les coûts sont désormais basés non plus « à dire d'experts » mais sur coûts constatés les années précédentes : une augmentation de 1,5% (sur les ouvrages de branchement ainsi que ceux d'extension) a ainsi été appliquée, sachant qu'une mise à jour plus fréquente des coûts est attendue.

## 5.7 Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE 5bis)

Les charges d'accès au réseau, fixées par le gouvernement, vous seront facturées tous les ans (ou tous les mois pour les installations supérieures à 36 kVA) par le gestionnaire de réseau (Enedis - anciennement ERDF- ou l'entreprise locale de distribution - ELD) avec lequel vous avez signé le contrat d'accès au réseau. Ces charges sont indexées chaque année au 1er août. Les montants indiqués ci-dessous sont annuels : un prorata par nombre de jours de la période considérée sera appliqué lors de la facture.

A compter du 1er août 2018, le TURPE 5bis s'élève à :

Pour les installations en injection de la totalité

**Au titre de la composante de comptage de la production :**

- 19,8 € HT/an pour  $P \leq 36$  kVA
- 413,76 € HT/an pour  $P$  entre 36 et 250 kVA

**Au titre de la composante de gestion du contrat de production :**

- 14,88 € HT/an pour  $P \leq 36$  kVA
- 205,80 € HT/an pour  $P$  entre 36 et 250 kVA

Pour les installations en injection surplus avec ou sans vente

La composante de comptage est déjà facturée au titre de la consommation.

La composante de gestion est spécifique. Elle est partiellement mutualisée avec le contrat en soutirage (la composante de gestion du consommateur étant diminuée de moitié) offrant à l'autoproduiteur une économie sur sa facture globale :

- 20,88 € HT/an pour  $P \leq 36$  kVA
- 294,72 € HT/an pour  $P$  entre 36 et 250 kVA

## 5.8 Conseil juridique, Assurances, Emprunt

Un grand chantier peut nécessiter la création d'une société adhoc, avoir besoin de conseil pour rédiger un contrat de bail, pour gérer un litige, ...

Une assurance tous risques de chantier et une assurance dommage ouvrage si travaux pouvant mettre en péril l'ouvrage.

Si emprunt, tenir compte dans les frais engendrés

## 5.9 Suivi du chantier

Prestation de maîtrise d'oeuvre

Mission de protection des hommes et de la santé (SPS)

Mission de contrôle technique

## 5.10 Suivi, Maintenance et entretien

Une grande installation doit être suivie très régulièrement et efficacement pour détecter les incidents et réparer au plus vite. Ceci engendre un surcoût annuel de 5 à 8€ /kWc.

De plus des visites légales obligatoires sont possibles (code du travail, prévention incendie)

Les modules solaires ont une durée de vie importante d'environ 30 ans. Le coût de maintenance est négligeable.

Par contre les onduleurs ont une durée de vie d'environ 15 ans ; il faudra donc les remplacer environ 2 fois dans la durée de 30 ans. Ceci représente un surcoût de 100€ par Kwc installé.

**Exercice 31 :** Calculer le surcoût de maintenance et suivi de l'installation de 10 MWc étudiée plus haut. Détailler la partie concernant les onduleurs. Sachant que cette installation en comporte 14, en déduire le prix estimé de remplacement d'un onduleur.

## 6. Outils de calcul de l'installation

<https://autocalcol.ressources.ines-solaire.org/etude/localisation/>

[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/fr/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/)

**Exercice 32** : A l'aide du site autocalcol ci-dessus déterminer la production mois par mois en kWh d'une installation solaire de 3kWc très bien orientée (Sud, 30°).

Faire varier cette orientation Sud, 90° puis Sud 45° puis Sud 0° (à plat) puis Est, 30° puis Est 45° puis Est 20° puis Est 10°.

Comparer les productions annuelles dans un tableau.

Quelle est la meilleure inclinaison pour des panneaux orientés à l'Est ?

Vérifier que l'inclinaison 30° est la meilleure pour l'orientation Sud.

En supposant que votre consommation électrique est de 4000 kWh / an, déterminer les mois pendant lesquels votre production pourrait couvrir votre consommation selon le graphique Ines.

En quoi cette couverture n'est elle pas exacte ?

Dérouler les différents écrans de l'application pour déterminer quelques éléments financiers.

**Exercice 32** : A l'aide du site web européen, utiliser les outils disponibles (tools/interactive tools) pour recouper avec les résultats obtenus par Ines. En supposant que le même plan de 3kWc est constamment et dynamiquement orienté vers le soleil (tracking) calculer l'énergie récupérable.

## 7. Réaliser un projet

### Particulier

#### L'étude préalable

PV seul ou PV hybride ? Hybride si récup la chaleur, PV seul sinon

Combien ça coûte par Wc installé ? Compter 2 k€ à 2,5 k€ par kWc PV

Compter 3 k€ à 4 k€ par kWc PV Hybride

Quelle surface ? En 2021 : 166 Wc / m<sup>2</sup> environ ou 6 m<sup>2</sup> / kWc

Quel est mon budget ? A vous de voir !

Urbanisme ? Contraintes ?

Voir PLU ou PLUi et faire Déclaration de travaux ou PC auprès de la mairie

délai, recours 2 mois.

Attention : limite : 3kW crête maxi par tranche de 100 m<sup>2</sup> de plancher (à vérifier)

Si monument ou bâtiment protégé visible, autorisation Architecte des Bâtiments de France obligatoire.

Où puis-je poser les capteurs et quelle intégration architecturale ? Les capteurs peuvent être posés sur le toit pentu en surimposé, en intégré si le toit est bien orienté (idéalement Sud mais Est et Ouest possible) ; la pente idéale se situe autour de 30° pour du PV seul mais n'est pas critique. Ils peuvent également s'installer sur ombrières ou pergolas et cache soleil. Pour le thermique seul la pente idéale est de 60°, pour l'hybride choisir environ 45°.

Les capteurs peuvent être posés en façades Sud, sud est ou sud ouest. Peu intéressant pour plein est ou plein ouest. Prévoir un léger surcoût pour ce type d'installation. Les capteurs peuvent être posés en ouvertures s'ils sont transparents.

Les capteurs peuvent être placés en terrasse, soit avec la bonne inclinaison et orientation, soit à plat sur cette terrasse, intégrés en quelque sorte. Les capteurs à plat permettent de profiter du maximum de la surface de terrasse sans risque d'ombrage et la baisse de rendement reste tolérable (-15%).

Si la surface du jardin est vaste et non cultivée, on peut placer les capteurs au sol avec la bonne inclinaison et orientation.

Dans tous les cas choisir un emplacement sans ombrage de préférence ou au pire avec ombrage léger de début ou fin de journée. Eviter un emplacement exposé aux feuilles des arbres caduques et tel que le nettoyage soit quasi impossible.

Quel type de capteur ? Silicium polycristallin, silicium amorphe, couche mince, hybride (chaleur + photovoltaïque) ? Le silicium polycristallin a le meilleur rendement (17 à 20%), la couche mince a un faible rendement (5 à 9%) mais ne coûte pas cher et s'intègre à toute surface. L'hybride est plus cher mais permet de récupérer de la chaleur et améliore le rendement du photovoltaïque (meilleur refroidissement).

Combien vais je produire ? Tout dépend de l'ensoleillement du lieu, de l'orientation des capteurs, de la puissance crête totale et du rendement de l'installation. Consulter les cartes de rayonnement disponibles par ville, département, zones pour connaître l'irradiation locale.

La surface d'implantation disponible limite la puissance crête possible ; dans le cas du silicium polycristallin tabler sur 166 Wc / m<sup>2</sup> ou encore sur 1 kWc pour 6 m<sup>2</sup> de capteurs. Avec de la couche mince ce ratio devient 70 Wc / m<sup>2</sup> ou encore 1 kWc pour 13 m<sup>2</sup> de capteurs. Le rendement global d'une installation bien réalisée est d'environ 80 %.

Rappel : E produite = Hi \* Pc \* R

Quelles limitations légales ? Dois je revendre tout ou partie de l'électricité produite ? Ai-je intérêt à être autoproducteur ?

Si on produit pour soi-même uniquement, pas de limitation. Mais si on souhaite revendre sa production au réseau, il y a une limitation à 100 kWc avec des paliers à 3, 9 et 36 kWc. Selon que l'on vend la totalité, le surplus ou rien du tout (auto consommation), le prix d'achat du kWh varie, la prime ou subvention d'aide aussi. Voir le tableau tarif d'achat et prime ci-dessus.

Etre conscient que l'auto consommation utile, par exemple pour un site isolé, impose forcément un stockage par batteries ou autre. Sans stockage, la majeure partie de la production ne peut être consommée parce qu'on ne consomme pas forcément au moment où on produit de l'électricité. Et pour que la production puisse fournir pour une consommation importante des machines (à laver, à sécher, chauffage électrique) il faut surdimensionner l'installation ce qui entraîne un surcoût important. Un particulier connecté au réseau électrique n'a pas intérêt à choisir l'auto consommation sauf à vouloir faire cadeau au réseau de plus de 60 % de sa production.

Faut il choisir la vente en totalité ou le surplus ? La vente du surplus permet de bénéficier d'une petite subvention étalée sur 5 ans. La vente en totalité permet de vendre un peu plus cher l'électricité produite.

Rester prudent car la législation française en ce domaine fluctue beaucoup !

## Décision prise

### Choisir l'installateur

Il doit être reconnu garant de l'environnement (RGE),

qualifications: QualiPV

<https://www.qualit-enr.org/>

5911-ENR et 5912-ENR

<https://www.qualibat.com/>

SPV1 et SPV2

<http://www.qualifelec.fr/>

AQPV de Certisolis

<https://www.aqpv.fr/>

Vérifier dates de validité et échéance, domaine de qualification RGE

Attention : ici encore les règles d'agrément et de qualification peuvent changer !

Groupement et charte installateurs :

<http://www.insoco.org/> <https://www.insunwetrust.solar/> <http://www.technosolar.fr/>

Contrôle qualité AQC : <http://1001signes.qualiteconstruction.com/>

**Le choix de l'installateur est essentiel.** En effet c'est lui qui va vous proposer les matériels, la façon de disposer celui-ci (avec votre accord), qui va déterminer la production prévisible ; c'est lui également qui va s'occuper de la grande majorité des démarches administratives.

Voir <https://www.photovoltaique.info/fr/preparer-un-projet/quelles-demarches-realiser/choisir-son-installateur/>

### Démarches administratives

<https://www.photovoltaique.info/fr/preparer-un-projet/quelles-demarches-realiser/comprendre-les/>

Voir conseiller Faire <https://www.faire.fr/trouver-un-conseiller>

Evaluer mon devis <https://evaluer-mon-devis.photovoltaique.info/>

Guides : <http://doc.gppep.org/guide/>

<https://www.inc-conso.fr/content/panneaux-solaires-nouvelles-techniques-nouveaux-enjeux>

<https://www.inc-conso.fr/recherche?displayModeParam=grids&keyword=panneaux>

[%2Bphotovoltaïques](#)

Portail Enedis

<https://connect-racco.enedis.fr/prac-internet/documentation>

## Liste récapitulative des démarches du projet (à vérifier ; beaucoup de chgt)

<https://www.photovoltaique.info/fr/preparer-un-projet/quelles-demarches-realiser/comprendre-les/>  
<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/demarches-administratives/>

### Avant installation

Exemplaire devis installateur signé par les 2 parties  
Exemplaire offre de crédit ou de prêt si nécessaire  
Copie attestation assurance décennale de l'installateur  
Fiches techniques du type de pose retenu, des PV et de l'onduleur à installer

### Pendant

Certificat de non opposition de la Déclaration Préalable de travaux faite en mairie  
Attestation de complétude de la demande de raccordement auprès Enedis  
Devis de raccordement auprès Enedis  
Contrat de raccordement (CRAE) auprès Enedis  
Attestation d'assurance responsabilité civile (ajout PV) auprès assureur

### Après installation

Facture réglée et signée par les 2 parties  
Attestation sur l'honneur du respect des règles d'intégration en toiture de l'installateur  
Attestation conformité Consuel de l'installation électrique  
Procès verbal de fin de chantier  
Déclaration d'achèvement (DAACT) auprès de mairie

### Après mise en marche

Contrat d'achat signé par les 2 parties auprès Edf AOA  
Factures annuelles de production électricité émises par VOUS (\*1)  
Factures d'utilisation du réseau électrique (TURPE) par Enedis  
Contrat maintenance/suivi de production (facultatif) auprès installateur  
Suivi mensuel de la production par VOUS (\*2)  
Une photo nette de l'installation en marche pour VOUS (\*3).

Rappel : souvent l'installateur prend en charge toutes les démarches excepté VOUS.

(\*1) AOA dispose d'un site qui facilite la création de votre facture à EDF

(\*2) Le suivi mensuel est très utile pour détecter d'éventuels dysfonctionnements

(\*3) Cette photo sert de preuve de l'état initial en cas de sinistre ou incident grave

### Assurances

Les capteurs solaires sont vus comme de la toiture. Faire une simple déclaration pendant les travaux. <https://www.photovoltaique.info/fr/preparer-un-projet/quelles-demarches-realiser/sassurer/>

### Raccordement

Contrat de raccordement et accès au réseau électrique (CAE ex Crae) Obligatoire pour injecter.

<https://connect-racco.enedis.fr/prac-internet/login/>

Ou Contrat d'autoconsommation totale (CAC) pas d'injection autorisée (\*)

délais : retour demande = devis raccordement sous 1 mois maxi

réalisation du raccordement sous 2 mois maxi.

(\*) une solution promue par Enedis qui n'est pas intéressante pour la plupart des usagers.

### Achat/Vente

Contrat d'achat sur 20 ans avec indices de réévaluation annuelle avec EDF ou avec régie locale ; dans ce dernier cas, la démarche peut différer de celle vue ici.

Energie injectable plafonnée à 1600 heures x Puissance crête (8760 heures dans une année)

Si P = 3 kW alors E injectable = 4800 kWh

Exemple pratique : Paris plein sud 25° P = 2,3 kW rayonnement 1200 kWh/m<sup>2</sup>

E facturée par an : 2400 kWh

Avec 3 kW on obtiendrait : 3130 kWh → loin des 4800 kWh max !

Exemple 2 : Nice plein sud 25° P= 3 kW rayonnement 1800 kWh/m<sup>2</sup>

E devient alors 3130 x 1800 / 1200 = 4700 kWh → à la limite contractuelle.

Modèles de contrat d'achat EDF :

Injoignable: <https://www.edf-oa.fr/content/contrats-photovolta%C3%AFque>

## Collectivités territoriales

### Demande de raccordement pour installation de puissance crête > 36kVA

<https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/raccordement/demarches-de-raccordement/demandes-de-raccordement-pour-les-installations-36-kva/>

<http://www.crer.info/>

Utiliser le portail en ligne Enedis

<https://connect-racco.enedis.fr/prac-internet/documentation>

Éléments demandés

Techniques : matériels et puissance crête

Choix injection en totalité ou en surplus, obligation d'achat ou non

Administratifs : autorisation administrative, obligation d'achat, ... Voir arrêté tarifaire légal, note de la DGEC sur cet arrêté, arrêté ZNI Légifrance si hors métropole

Délais 3 mois maxi

### Suite du projet

Le choix des entreprises est essentiel

Elles doivent être reconnues garantes de l'environnement (RGE),

qualifications: QualiPV

<https://www.qualit-enr.org/>

5911-ENR et 5912-ENR

<https://www.qualibat.com/>

SPV1 et SPV2

<http://www.qualifelec.fr/>

Vérifier dates de validité et échéance, domaine de qualification RGE

Attention : ici encore les règles d'agrément et de qualification peuvent changer !

Groupement et charte installateurs :

<http://www.insoco.org/> <https://www.insunwetrust.solar/> <http://www.technosolar.fr/>

Contrôle qualité AQC : <http://1001signes.qualiteconstruction.com/>

L'une des entreprises peut être choisie comme maître d'oeuvre, ce qui dégage la collectivité du suivi détaillé de projet. Pas sûr que ce soit la solution idéale car elle sera plus coûteuse et la collectivité perdra la connaissance fine du projet et s'exposera à des frais non prévus.

Globalement, à quelques détails près, la démarche est analogue à celle du projet d'un particulier. Voir celle-ci plus haut.

## Entreprises

Lien principal <https://www.photovoltaique.info/fr/preparer-un-projet/qui-suis-je/proprietaire-personne-morale/>

Démarches administratives

étude d'impact environnemental (voir DREAL direction régionale environnement et aménagement logement)

Guide installation au sol Etat

[https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Guide\\_EI\\_Installations-photovolt-au-sol\\_DEF\\_19-04-11.pdf](https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Guide_EI_Installations-photovolt-au-sol_DEF_19-04-11.pdf)

## Gestion des risques

- implantation en zone inondable
- risque incendie
- périmètre de protection captages publics
- législation sur l'eau
- loi littoral
- loi montagne
- zone Natura 2000

## Enquête publique

Autorisation d'exploiter (si > 50MW)

Convention de raccordement ?

Convention d'exploitation ?

Contrat d'accès au réseau ?

Dispositif soutien de l'État <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/solaire#e3>

Cahiers des charges CRE <https://www.cre.fr/content/download/15849/197558>

<https://www.cre.fr/content/download/19973/255491>

<https://www.cre.fr/content/download/19506/234801>

Tarifs HTB CRE <https://www.cre.fr/content/download/20002/255752>

<https://www.cre.fr/content/download/15795/188795>

Centrale au sol: 0,5 à 17 MWc CRE <https://www.cre.fr/content/download/14672/174289>

Comptabilité appropriée délais CRE <https://www.cre.fr/content/download/17015/209125>

Litige raccordement Enedis / CRE <https://www.cre.fr/content/download/19619/235967>

Appel d'offres centrales au sol CRE <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-a>

Instruction candidatures CRE <https://www.cre.fr/content/download/19627/236047>

Soutien financement CRE <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/Soutien-a-la-production/Financement-du-soutien-aux-EnR>

Ademe : appels à projet <https://appelsaprojets.ademe.fr/aap/ENR2018-69#resultats>

<https://appelsaprojets.ademe.fr/aap/ENR2018-19#resultats>

Liste de lauréats CRE de super installations (≥ 1MW) <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Liste%20des%20laur%C3%A9ats%20CRE%203%20250.pdf>

**Exercice 34** : à l'aide du lien principal ci-dessus, simuler une démarche de conduite de projet d'installation photovoltaïque importante. D'abord déterminer l'objectif du projet (toiture, ombrière, installation au sol) et la surface du projet. En déduire le coût prévisible.

Etablir la liste des grandes lignes du projet et des spécificités éventuelles.

En fonction du montant d'investissement envisagé, réduire la surface du projet ou au contraire l'augmenter par des technologies plus performantes en tenant compte de la liste établie.

## Travaux de raccordement au réseau

Le producteur doit supporter les frais de branchement au réseau de son installation photovoltaïque (pose de compteur, disjoncteur, coupe-circuit, câble, etc.), ainsi que les éventuels travaux d'extension du réseau nécessaires pour permettre l'évacuation de sa production.

## 8. Suivi et maintenance

### Guide

#### Suivi et contrôle de son installation domestique

Inspection visuelle des modules Etat général, fixations, déchets (feuilles, mousse), annuel

Vérification et dépoussiérage des onduleurs Les poussières ou l'exposition à toute source de chaleur est néfaste à l'onduleur dont la durée de vie est de 8 à 15 ans. Annuel

Inspection des boîtiers de branchement DC et des câbles Si ces derniers sont visibles ! Annuel sinon faire confiance à l'installateur.

Nettoyage des modules Si possible (accessible facilement) Fréquence en fonction du degré de salissure et du type de salissure. Si on ne fait rien, la pluie et le vent feront le nécessaire.

Déneigement des modules Si possible (accessible facilement). Sinon, tant pis pour la production ! Pour s'en prémunir sans déneiger prévoir un string haut et un string bas. Seul le string bas restera enneigé longtemps. La perte annuelle de production est faible car le soleil ne brille pas fort en hiver.

#### Relevé de production

Penser à relever journalièrement les index de production, faire des cumuls à la semaine ou au mois, comparer avec les années précédentes, comparer avec des installations semblables. Calculer la moyenne de production annuelle par semaine, par mois, par an. L'ensoleillement varie sensiblement d'une année à l'autre. Néanmoins, la moyenne est un élément de comparaison intéressant. Le site [www.bdpv.fr](http://www.bdpv.fr) fournit une aide comparative avec d'autres sites et vous incite à perpétuer vos relevés.

Nombre d'onduleurs disposent d'un petit serveur Http qui délivre via une prise Ethernet RJ45 les informations de suivi qu'on peut alors récupérer avec tout navigateur.

#### Suivi et contrôle de grosses installations

On retrouve les mêmes points d'observation ou d'action que pour les petites installations.

Plus mesures de contrôle sur les strings, vérification des organes de sécurité divers, nettoyage et dépoussiérage des locaux techniques, vérification de l'environnement en vue éviter feuilles, ombres, arbres envahissants, etc ...

#### Réparation rapide de toute défaillance constatée

Sur les moyennes et grosses installations, on mettra en place un suivi à distance.

En effet, c'est par le suivi de l'installation qu'on peut détecter un dysfonctionnement sous la forme d'une baisse anormale de production.

Suivi <https://www.photovoltaique.info/fr/exploiter-une-installation/exploitation-technique/suivi-de-production/>

Modules <https://www.photovoltaique.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/caracteristiques-des-panneaux-photovoltaiques/performance-des-modules-photovoltaiques/>

Onduleurs <http://www.photovoltaique.info/Performance-des-onduleurs.html>

## Groupement de producteurs ou équivalent

Base d'installations existantes, conseils, comparaisons  
Comparateur, choix installateur  
Solaire thermique, auto installateurs

<https://www.bdpv.fr/fr/>  
<https://www.insunwetrust.solar/>  
<http://www.apper-solaire.org/>

## Maintenance des installations photovoltaïques

### Durée de vie, défaillance, recyclage des modules

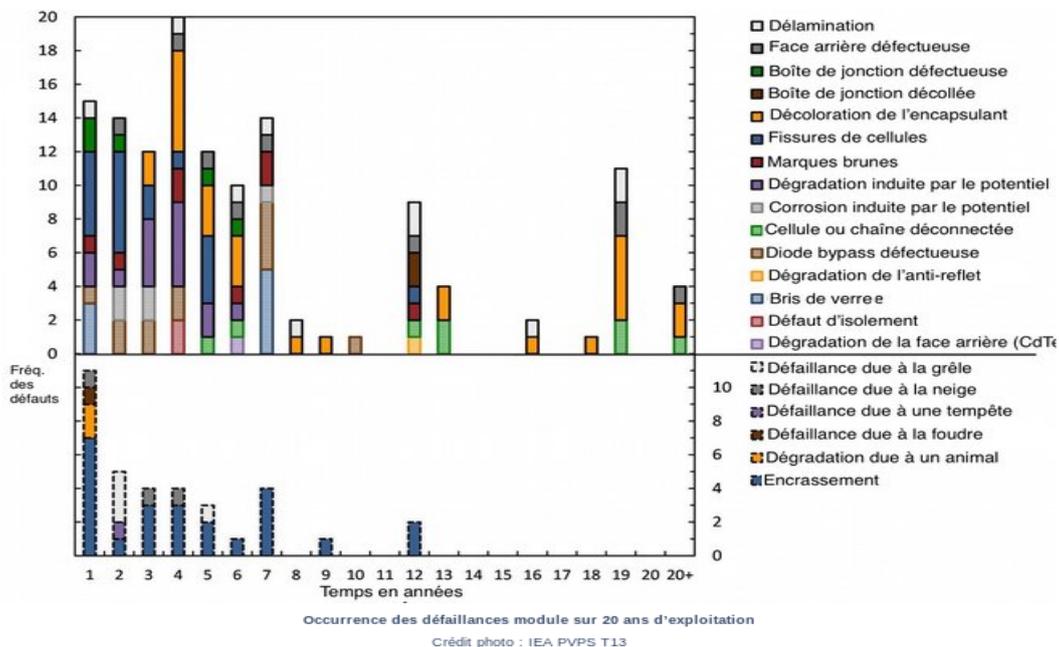
durée de vie : 20 à 30 ans

baisse de performance : environ -0,5 % par an et environ 0,4 % par ° au dessus de 25°

A 20 ans la puissance diminue de 20 % environ.

### Durée de vie des

**Puissance [%] Dégradation**  
Le graphe ci-dessous illustre les différentes défaillances que peut connaître un module PV, avec en haut celles liées à l'usure et en bas celles liées à l'environnement.



### onduleurs, recyclage

durée de vie de 10 ans minimum ; des progrès sont réalisés dans le rendement ; du coup les onduleurs chauffent moins ... et vivent plus longtemps. En 2019, il est raisonnable de tabler sur une durée de vie de 15 ans.

Les composants électroniques et le boîtier sont recyclables

### Durée de vie des autres éléments

Les câbles, connecteurs, supports divers ont une durée de vie qui dépasse souvent largement celles des modules. Juste s'assurer au départ que la réalisation des câbles est bien dimensionnée et que toutes les connections sont fiables.

### Installations domestiques ou moyennes

Sur les petites installations domestiques ou de taille moyenne, la fiabilité des capteurs photovoltaïques n'exige pas de prendre des mesures de maintien optimum de la production. A la rigueur, si c'est accessible et possible, on peut nettoyer les capteurs restés à sec longtemps. La

plupart du temps attendre la prochaine pluie est suffisant. La poussière accumulée sur un capteur fait baisser son rendement de quelques % seulement.

A la tombée des feuilles, dégager celles qui tomberaient sur les capteurs pour éviter l'ombrage qui réduit forcément la production.

### **Installations industrielles**

Sur les installations industrielles, le nombre de modules photovoltaïques et d'onduleurs est important. La probabilité pour qu'un élément matériel tombe en panne n'est plus négligeable. Il faut donc prendre des mesures pour que la panne d'un élément aie le moins d'incidence possible sur la production générale.

Comment faire ?

By-passer automatiquement un string en panne

Limiter la taille des strings

Augmenter le nombre de strings en parallèle sur un même onduleur, mais pas trop

Augmenter le nombre d'onduleurs

Disposer d'un mini stock de rechange de modules ou d'onduleurs, ou encore passer un contrat de remplacement d'urgence avec les fournisseurs de matériels

***Exercice 35 :** Dans l'installation de 10 Mwc étudiée plus haut, déterminer le taux de perte de production si un module tombe en panne, et si un onduleur tombe en panne ! Comment garantir une perte de production inférieure ou égale à 5 % ?*

***Exercice 36 :** On projette de réaliser une centrale solaire de 136 MWc; sachant que chaque module élémentaire est un panneau de 250 Wc, quel est le nombre de panneaux à installer.*

*4 pour 1kW ; 4000 pour 1MW ;  $4000 \times 136 = 544000$*

*Vu le nombre important de ces panneaux, il est fort probable que l'un d'eux tombe en panne. Comment s'en prémunir au mieux et comment faire en sorte que cette défaillance aie peu d'incidence sur la production globale ?*

*Calculer l'intensité totale délivrée par une centrale de 136 Mwc en supposant un raccordement en 63000 Volts et en 250.000 Volts*

*Ne serait il pas intéressant de raccorder la centrale à plusieurs points de distribution ? Quels en sont les avantages et les inconvénients ?*

*Connaissant les caractéristiques d'un gros onduleur disponible sur le marché*

*Vmin : 500 volt Vmax : 1200V Inominal : 100 A Nombre d'entrées DC : 10*

*Ainsi que les caractéristiques d'un panneau : Inominal : 10A, Vàvide : 50V Vnominal : 40V*

*Etudier les possibilités de branchement de groupes de panneaux compatibles avec cet onduleur.*

*Quelle solution semble la meilleure ? Pourquoi ?*

*On ne peut pas serrer au maximum les rangées de capteurs ; pourquoi ?*

*On place toujours les capteurs environ à hauteur d'homme ; pourquoi ?*

*Vu le nombre de capteurs à installer et le délai relativement court de réalisation, quelles sont les mesures que l'on peut prendre pour être prêt dans les temps ?*

*Un onduleur a une durée de fonctionnement plus faible que celle des panneaux ; est il judicieux d'en stocker un en réserve ?*

*La technologie des capteurs et de leurs fixations en groupes évolue. De même en ce qui concerne les onduleurs.*

*Quelles mesures peut-on prendre pour que le remplacement d'un de ces éléments (groupe ou onduleur) soit facile et ne remette pas en cause l'appairage panneaux onduleur ?*

*Pourquoi il est difficile de faire côtoyer des PV et de l'éolien, en l'état actuel de la technique ?*

*En hydraulique, existent des hydroliennes à ondulation ; elles sont constituées de segments articulés qui ondulent dans le courant d'eau. Si on suppose qu'on puisse fabriquer des éoliennes selon un principe identique, on pourrait couvrir les panneaux de PV et sans doute combiner les deux. Mais il y aurait encore un inconvénient. Lequel ?*

*Les panneaux solaires thermiques permettent de récupérer à la fois de la chaleur et de l'électricité. Pourquoi ne sont ils pas davantage utilisés dans les installations industrielles ?*

## 9. Enjeux et chiffres

RTE <https://www.rte-france.com/>

Les énergies renouvelables (ENR) se développent rapidement en France depuis plusieurs années. Leur part dans les différentes sources de production d'électricité connaît une forte croissance. Fin 2014, les seules énergies éolienne et photovoltaïque représentaient respectivement 9 120 MW et 5 292 MW de puissance installée sur le territoire. Elles constituent l'une des réponses les plus efficaces au défi du changement climatique. Les pouvoirs publics ont fixé un objectif précis : [les énergies renouvelables devront représenter 23% du mix énergétique en 2020](#). Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) sont des documents produits par RTE dans le cadre de la loi "Grenelle II" permettant d'anticiper et d'organiser au mieux le développement des ENR.

### Les enjeux pour RTE – Réussir l'intégration des énergies renouvelables

L'essor massif des énergies renouvelables confère un rôle central au réseau de transport. Les flux d'électricité d'origine renouvelable, tout comme l'indispensable solidarité entre les territoires, guident l'évolution du réseau, en France et en Europe. Nous garantirons, en effet, la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité en :

- raccordant les nouveaux sites de production,
- compensant l'intermittence des énergies renouvelables,
- mutualisant les productions pour réconcilier les disparités régionales.

L'une de nos principales missions est d'accueillir ces nouveaux moyens de production en assurant :

- leur raccordement dans les meilleurs délais,
- le développement du réseau amont qui serait nécessaire.

Nous nous efforçons d'anticiper autant que possible les besoins des producteurs d'électricité.

#### Deux types de schémas

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite «loi Grenelle II», a institué deux nouveaux types de schémas, complémentaires, afin de faciliter et de planifier le développement des énergies renouvelables :

#### - Les Schémas Régionaux du Climat de l'Air et de l'Énergie (SRCAE)

Arrêtés par le préfet de région, après approbation du conseil régional, ils fixent pour chaque région administrative des objectifs quantitatifs et qualitatifs de développement de la production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020.

#### - Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)

Ces schémas sont basés sur les objectifs fixés par les SRCAE. Ils doivent être élaborés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité (GRD) concernés, dans un délai de six mois suivant l'approbation des SRCAE.

les S3REnR comportent essentiellement :

- les travaux de développement (détaillés par ouvrages) nécessaires à l'atteinte des objectifs des SRCAE, en distinguant la création de nouveaux ouvrages et le renforcement des ouvrages existants;
- la capacité d'accueil globale du S3REnR, ainsi que la capacité réservée par poste;
- le coût prévisionnel des ouvrages à créer (détaillé par ouvrage);
- le calendrier prévisionnel des études à réaliser et des procédures à suivre pour la réalisation des travaux.

Un S3REnR (comme un SRCAE) couvre la totalité de la région administrative, avec de possibles exceptions pour des raisons de cohérence propres aux réseaux électriques.

#### Qui valide les S3REnR ?

RTE élabore, avec les entreprises de distribution d'électricité, un **projet de S3REnR** à partir d'une identification fine des gisements réalisée avec les parties concernées. Ce projet est mis en consultation auprès des organisations de producteurs, des Chambres de Commerce et d'Industrie,

des services déconcentrés de l'Etat et du Conseil régional, afin de se concerter sur le choix de la stratégie à retenir.

Après avoir consulté les autorités concédantes de la distribution d'électricité, RTE dépose le projet de S3REnR pour approbation auprès du préfet de région.

Préalablement à son approbation par le préfet de région, le projet de schéma fait l'objet d'une **évaluation environnementale** dans les conditions définies par les articles R. 122-17 et suivants du code de l'environnement. Dans ce cadre, le projet de schéma accompagné de son rapport environnemental et de l'avis de l'autorité administrative de l'Etat compétente en matière d'environnement est mis à disposition du public pendant une durée d'un mois conformément aux articles R. 122-22 et suivants du code de l'environnement. Après avis émis par l'autorité environnementale, le public peut prendre connaissance du dossier et formuler ses observations sur un registre ouvert à cet effet au siège des préfetures de département, et le cas échéant, consulter le site de la DREAL.

### **Quelles informations trouve-t-on sur cette page ?**

La carte vous permet de consulter :

- les S3REnR en vigueur, une fois approuvés par les préfets de région et publiés au recueil des actes administratifs,
- les arrêtés préfectoraux modificatifs éventuellement publiés au cours de la vie des S3REnR, pour les adapter au plus près aux évolutions d'hypothèses et de contexte réglementaire,
- les bilans techniques annuels permettant de suivre la bonne mise en œuvre des S3REnR avec toutes les parties prenantes.

#### **Enjeux des S3REnR**

**Visibilité :** Les schémas régionaux offrent une visibilité pérenne sur les capacités d'accueil des énergies renouvelables d'ici 2020

**Optimisation :** La vision globale à l'horizon 2020 des EnR permet d'optimiser les nécessaires développements de réseau pour les accueillir

**Mutualisation :** En se substituant aux règles classiques de raccordement, la répartition des coûts permet de ne pas faire porter aux premiers projets EnR l'ensemble des coûts d'adaptation du réseau

Source Enedis : <https://www.enedis.fr/produire-de-lelectricite-en-bt-36-kva-hta>

Préparation du projet, raccordement, contrat d'accès réseau, tarif acheminement.

#### Raccordement

1. Demande auprès Enedis
2. Proposition technique et financière
3. Convention de raccordement
4. Convention d'exploitation
5. Travaux de raccordements
6. Mise en service

Contrat d'accès au réseau [https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-CF\\_13E.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-CF_13E.pdf)

et responsable d'équilibre <https://www.enedis.fr/responsable-dequilibre#onglet-prestations-denedis>

#### Producteur et tarif acheminement

Contacts [https://www.enedis.fr/sites/default/files/coordonnees ARE\\_prod.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/coordonnees ARE_prod.pdf)

#### Guide grands producteurs

[https://www.enedis.fr/sites/default/files/Guide\\_Accueil\\_Producteurs\\_Dec\\_2017\\_V4.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Guide_Accueil_Producteurs_Dec_2017_V4.pdf)

#### Conventions de raccordement

[https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-RES\\_35E.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-RES_35E.pdf)

[https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-RES\\_42E.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-FOR-RES_42E.pdf)

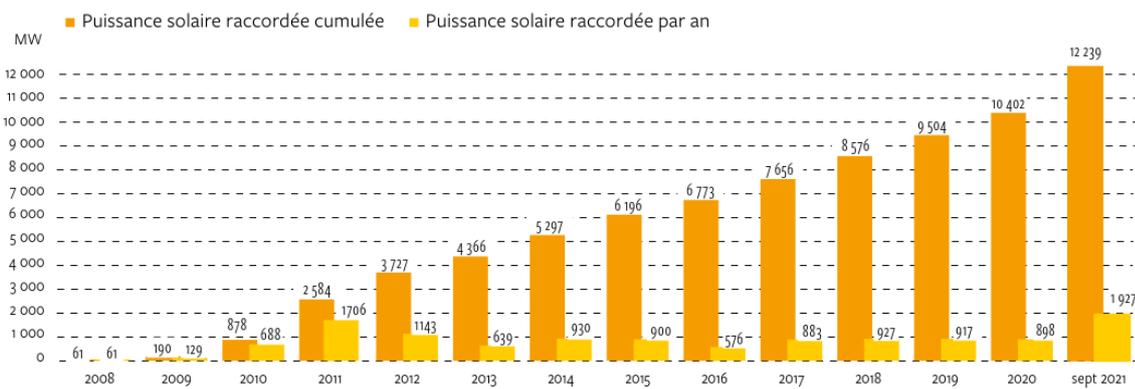
En résumé , pour les productions importantes injectées sur le réseau, il faut passer par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Vu les enjeux financiers, il faut se faire conseiller juridiquement et financièrement.

## Puissances installées (kW)

LA FILIÈRE SOLAIRE

PUISSANCES INSTALLÉES ET PERSPECTIVES

### Évolution de la puissance solaire raccordée



Parc solaire **12 329 MW**

**+ 621 MW** sur le trimestre **+ 2 162 MW** sur une année

**Explication 37** : jusqu'en 2010 le coût de rachat de l'électricité était près de 4 fois celui de la vente aux particuliers (loi Borloo). Depuis le prix de rachat ainsi que les subventions n'ont cessé de baisser. Aujourd'hui le kWh produit par le particulier est racheté à peine plus cher que le kWh consommé.

On peut déplorer cette situation qui prive le particulier de l'accès aux EnR et favorise la création de parcs solaires au sol réservés aux grandes entreprises financières qui empièteront bientôt sur des terres agricoles.

En fait le réseau RTE/Enedis de distribution a été prévu à sens unique depuis les grandes centrales électro-nucléaires jusqu'aux entreprises et particuliers. RTE/Enedis redoute donc la décentralisation de la production et s'y oppose par tous moyens. Ces moyens sont :

1- Le compteur Linky qui va permettre de créer des tarifs à la carte et de sanctionner les consommateurs qui consomment durant les périodes de pointe, ainsi que les producteurs qui produisent pendant les périodes creuses.

2- La promotion de l'autoconsommation, c'est à dire faire en sorte que le producteur particulier n'injecte plus sur le réseau et consomme sa propre production. Malheureusement pour l'utilisateur, la courbe de charge de sa consommation ne coïncide pas du tout avec la courbe de production photovoltaïque. Du coup, il auto-consomme au mieux entre 10 et 20 % de sa production, le reste étant perdu. Et s'il investit dans des dispositifs de stockage comme les batteries, le surcoût engendré rend l'installation chère avec un retour sur investissement plus long et des frais de maintenance plus importants.

3- Peut-t-on espérer que les batteries des voitures électriques puissent être rechargées en heures creuses puis restituent dans la journée l'énergie non utilisée (ce qui suppose une voiture toujours branchée sur le réseau dès qu'elle est à l'arrêt). Compte tenu que les batteries sont très polluantes et très énergivores à la fabrication, cette idée est mauvaise pour la sauvegarde de notre environnement.

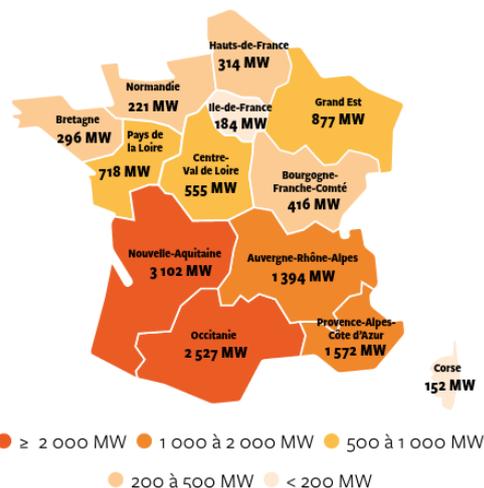
Mais ça fait un bon business pour la grande industrie du photovoltaïque !



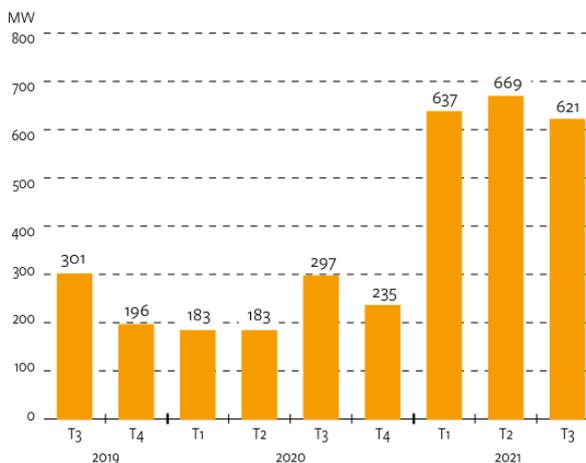
## Puissances installées par région, département et commune

Les régions du Sud de la France regroupent 70% du parc total de la France métropolitaine. Cette concentration dans le Sud de la France s'explique par un niveau d'ensoleillement jusqu'à 35% supérieure aux régions du Nord de la France. Ce différentiel entraîne une attractivité économique plus importante dans les régions du Sud. Emplois générés.

Puissance solaire installée par région au 30 septembre 2021



Parc solaire raccordé par trimestre en France métropolitaine



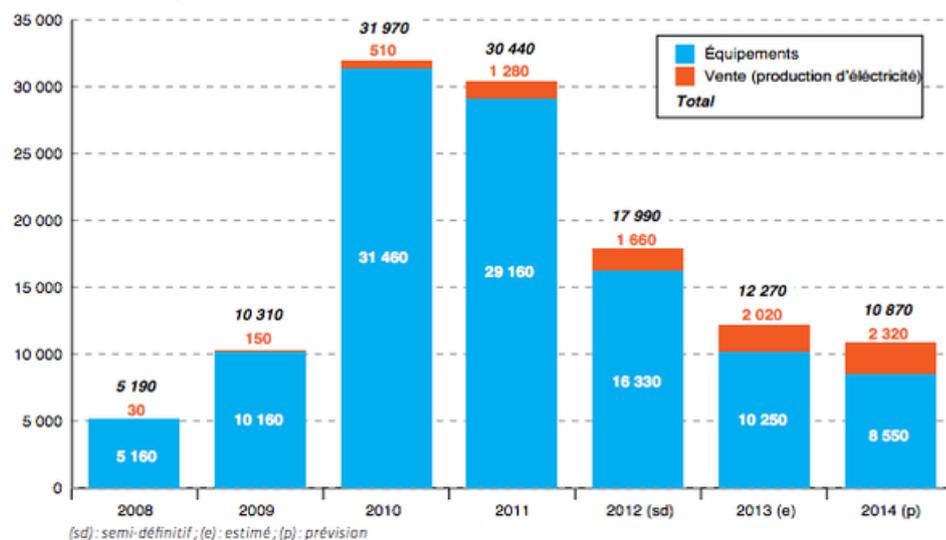
**Explication :** Certes les régions du sud sont mieux ensoleillées que les régions du nord. Néanmoins il est navrant de constater que les grandes métropoles du nord et la région parisienne qui sont de gros consommateurs n'ont pas de parcs solaires à proximité

## Emplois générés par le photovoltaïque

Les emplois dans le secteur du photovoltaïque ont connu une forte augmentation fin 2009 suivie d'une forte baisse suite au moratoire et à la baisse d'activité afférente.

### Chiffres d'emplois directs dans le secteur du photovoltaïque

Source : Ademe 2014



Emplois dans le secteur du photovoltaïque

Source : Baromètre des énergies renouvelables électriques en France en 2015, d'Observ'ER, sur la base de données ADEME.

## Objectifs de puissance

Depuis décembre 2009, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) fixait un objectif de puissance totale raccordée de 5 400 MW en 2020. Cette puissance a été atteinte fin septembre 2014. Afin d'éviter tout risque juridique pour les appels d'offres tant que la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) n'était pas votée, l'objectif a été monté en août 2015 de 5 400 MW à 8 000 MW (8 GW) de puissance totale raccordée en 2020. Depuis fin avril 2016, un arrêté est venu annoncer et officialiser les objectifs prévus dans la future PPE qui les a confirmés fin octobre 2016 :

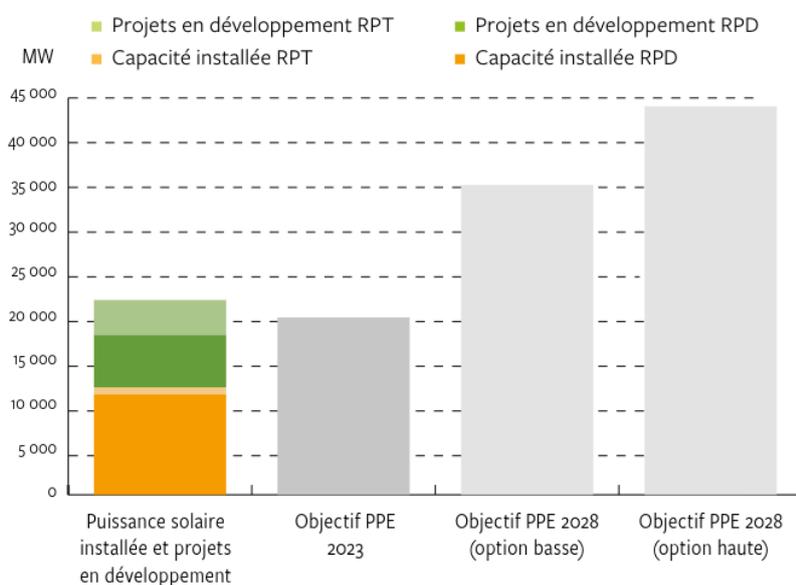
Date	Puissance installée
fin 2018	10 200 MW (10,2 GW)
	Option basse : 18 200 MW (18,2 GW)
fin 2023	
	Option haute : 20 200 MW (20,2 GW)

Le Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) a été créé par l'article 68 de la loi Grenelle II de juillet 2010. Le SRCAE doit faire un état des lieux régional à travers un bilan énergétique et définir, à partir de l'état des lieux, des objectifs et des orientations aux horizons 2020 et 2050 en termes, notamment, de développement des énergies renouvelables.

## Les objectifs cumulés des Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE)

### Environ 15,5 GW pour 2020

Puissance installée et projets en développement, objectifs PPE 2023



**Objectifs  
nationaux 2023  
atteints à\***  
**60,6%**

Puissance installée et en file d'attente au 30 septembre 2018, objectifs PPE et SRCAE, pour le solaire Source : Panorama de l'électricité renouvelable 2016

Fin novembre, dans le cadre de la stratégie nationale pour l'énergie et le climat, les objectifs de puissance de la PPE ont été revus pour fin 2023 et fixés pour fin 2028 :

## 10. Sites à consulter, références

Voir le dossier photovoltaïque organisé en sous dossiers :  
Cellules, Chiffres, Installations, LoisRèglements, Onduleurs, Panneaux, ProjetSuiviMaintenance,  
RessourceSoleil, SourceCours1

Ci-joint divers liens intéressants ou utiles :

Formules physiques : <http://www.formules-physique.com>

Wiki : [https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie\\_solaire\\_en\\_France](https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_solaire_en_France)

<https://www.etudier.com/sujets/m%c3%a9moire-sur-les-%c3%a9nergies-renouvelables-au-maroc/0>

Cadre réglementaire, Etat de l'art <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/solaire>

Belgique <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16759#c6053+c6054+c6055>

<http://api-mecaspa.pagesperso-orange.fr/energie%20photovoltaique/calcul%20du%20rendement%20theorique.htm>

<https://www.picbleu.fr/page/pourquoi-le-photovoltaique-ne-se-developpe-pas-en-france>

Stockage du futur : <https://dailygeekshow.com/energie-fluide-solaire/>

<http://www.lefigaro.fr/societes/2017/03/10/20005-20170310ARTFIG00010-le-nouveau-solaire-deux-fois-moins-cher-que-l-epr.php>

<https://perso.uclouvain.be/ernest.matagne/SOLAIRE/SEM08/S08P14.HTM>

<http://doc.gppep.org/guide/GPPEP-guide-autoconsommation.pdf>