



## LE PHOTOVOLTAÏQUE FACTEURS INFLUENÇANT LA PRODUCTION

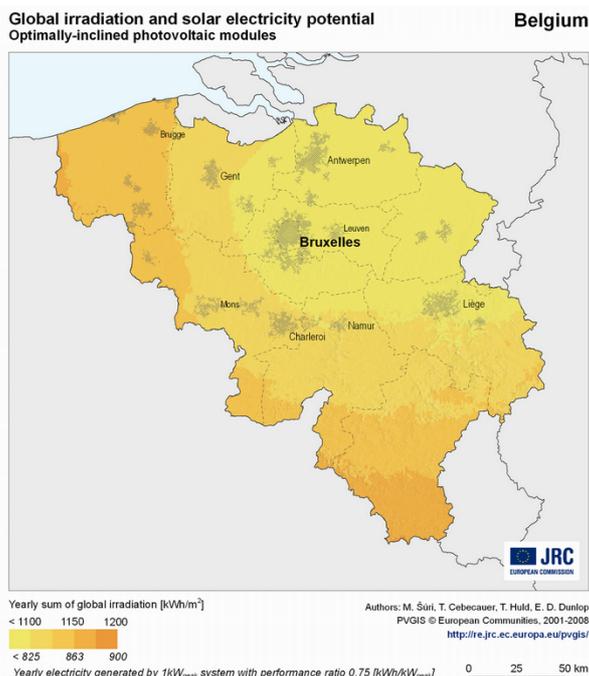
Lorsqu'une nouvelle installation photovoltaïque est envisagée sur un bâtiment existant ou à construire, une analyse des facteurs influençant la production doit être effectuée.

Parmi ces facteurs on retrouve :

- L'irradiation globale disponible kWh/m<sup>2</sup>.an
- l'orientation en degrés (°) par rapport au sud
- l'inclinaison en degrés (°) par rapport à l'horizontale
- la surface disponible en m<sup>2</sup>
- La technologie employée (efficacité ou Wc/m<sup>2</sup>)
- Le système d'intégration ou de montage
- les ombres dues à des obstacles apparents (cheminées, arbres, cabanon technique,...)

### 1. L'IRRADIATION GLOBALE

La Figure 1 montre la répartition de l'irradiation sur une surface orientée idéalement en Belgique, ainsi que la production d'électricité qui résulterait d'un système orienté selon cet optimum (un azimuth de 0° plein sud et une inclinaison de 35°). La production donnée en kWh/m<sup>2</sup>.an est celle qui serait obtenue par un système de 1 kWc avec un **ratio de performance** (Performance Ratio ou PR) de 75%. Le ratio de performance caractérise la performance du système et se définit comme la relation entre la production réelle et celle de référence (théorique). Ce ratio représente l'efficacité du système dès la conversion photovoltaïque dans les modules (à la puissance crête nominale) jusqu'à la sortie de(s) onduleur(s). Il correspond aussi au ratio entre l'énergie réelle générée et l'énergie qui aurait pu être générée sans pertes par un système photovoltaïque idéale à une température de 25°C et la même irradiation.



Pour Bruxelles, cette production est de 840 kWh/kWc pour un PR de 75%. Il est néanmoins courant de parler de 850 kWh/kWc pour des projets à Bruxelles.

Figure 1 : carte de la Belgique avec l'irradiation globale en kWh/m<sup>2</sup>.an et la production d'électricité en kWh pour un système orienté de manière idéale (Sud, 35° d'inclinaison) avec un ratio de performance de 75% (PVGIS © European Communities, 2001-2008)

## 2. L'ORIENTATION ET L'INCLINAISON

La localisation de l'installation sur le toit est très importante. Idéalement, elle doit être orientée (à nos latitudes) plein sud, avec un angle d'inclinaison de 35°. Le système présente toutefois un rendement suffisant entre l'ouest et l'est, avec un degré d'inclinaison compris entre 20° et 60°. Un écart par rapport à la situation idéale implique donc une perte de rendement de quelques pourcents seulement (voir figure ci-dessous).

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

: position à éviter si elle n'est pas imposée par une intégration architecturale

source Hespul

NB : ces chiffres n'incluent pas les possibles masques qui pourraient réduire la production annuelle.

Figure 2: Facteur de correction (FC) par rapport au calcul du rendement d'une installation photovoltaïque

Le disque solaire représenté dans Figure 3 l'exprime cette perte de rendement d'une autre manière en montrant l'irradiation solaire globale sur un plan incliné à Uccle en fonction de l'orientation et de l'inclinaison. Le facteur de correction (FC) y est également exprimé en %. Ce facteur va du jaune (100%) au bleu (30%).

On remarque qu'il y a une zone assez importante autour de ce point où l'orientation et l'inclinaison n'ont pas trop d'influence sur l'irradiation : d'Ouest / Sud Ouest à Est / Sud Est avec des angles d'inclinaison compris entre 10° et 55°, la perte d'énergie reste inférieure à 10% en base annuelle. Cela s'explique par la grande importance de l'irradiation diffuse sous nos latitudes : en Belgique, environ 60% de l'énergie solaire est reçue sous forme de rayonnement diffus.

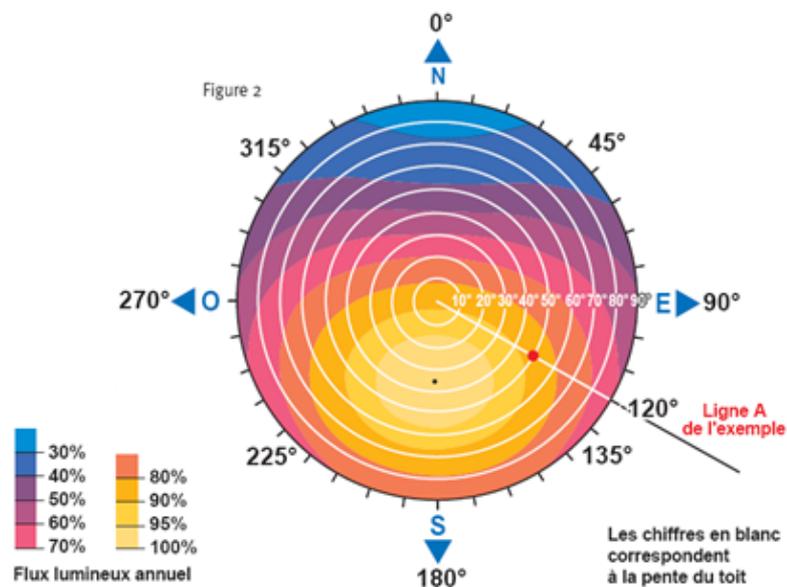


Figure 3 : Irradiation annuelle relative sur le plan incliné à Uccle en fonction de l'orientation (coordonnées polaires) et de l'inclinaison (coordonnées radiales)

En s'éloignant de cette zone constituant un optimum, on observe par exemple qu'une façade verticale orientée sud reçoit annuellement 27% d'irradiation en moins, alors qu'une surface horizontale perd 13% d'irradiation.

Le montage de capteurs solaires à l'horizontale n'est généralement pas conseillé du fait de l'encrassement des capteurs posés à plat. Un angle d'inclinaison des modules d'au moins 5° est nécessaire pour bénéficier de l'effet autonettoyant de l'eau de pluie.

La formule de conversion se calcule comme suit et permet d'obtenir la production totale du système (hors effets d'ombrage):

$$\text{Production} = \text{Puissance-crête installée} \times \text{production spécifique du site} \times \text{facteur de correction}$$

$$[\text{kWc} \times \text{kWh/kWc} \times \% = \text{kWh/an}]$$

**Exemple :** un système de 2,6 kWc est installé sur une toiture inclinée à 50° et orientée 120 ° est. Sur le graphique on peut estimer le facteur de correction à 85 %. La production minimum à atteindre sera de :

$$2,6 \times 850 \times 0,85 = \mathbf{1878,5 \text{ kWh/an}}$$

Le site du Joint Research Centre de la Commission Européenne permet de calculer la production moyenne d'un système en entrant la puissance, orientation, inclinaison, localisation et technologie souhaitée. Ce site est consultable à l'adresse suivante :

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>

La valeur par défaut pour les pertes du système est fixée arbitrairement à 14% mais peut être ramenée à 12% pour des installations réalisées avec soin.

### 3. LA SURFACE DISPONIBLE EN M<sup>2</sup> ET LA TECHNOLOGIE EMPLOYÉE

La surface disponible et le mode d'intégration va dicter la puissance maximale qui peut être installée.

Pour des toitures inclinées, la surface utile est celle orientée vers le Sud en retirant les zones inexploitable dues aux ombres des cheminées et autres obstacles. En cas de situation compliquée, un bon relevé de masque s'impose pour quantifier l'impact dû à tel ou tel obstacle. La surface restante est traduite en puissance en fonction de l'efficacité de la technologie choisie.

En Région de Bruxelles Capitale, les Certificats Verts étant octroyés en fonction de la quantité d'énergie produite mais aussi en fonction de la taille du système en m<sup>2</sup>, les technologies ayant les efficacités les plus élevées sont favorisées (modules ayant des efficacités de 17 – 18%) car elles développent plus de puissance par m<sup>2</sup>.

Pour les toitures plates bien ensoleillées, la surface utile est généralement réduite de 10 à 15% pour tenir compte des bords et des acrotères. La surface restante est alors exploitée soit en intégrant des modules amorphes à l'horizontale, soit en plaçant des modules en sheds (voir page 6). Dans les deux cas, la densité de puissance crête se situe à environ 60 – 70 Wc/m<sup>2</sup> de toiture.

**Exemple :** Une toiture plate de 200 m<sup>2</sup> bruts. Cela se traduit par environ 170 m<sup>2</sup> utiles en tenant compte des bords et acrotères

Technologie	Technologie cristalline (14%) en shed	Technologie amorphe horizontale
Rendement	14 %	7 %
Superficie capteur	85 m <sup>2</sup> angle limite d'ombre entre rangées de 17 ° et inclinaison à 35°	170 m <sup>2</sup>
Puissance-crête	11 kWc	11 kWc

Les deux technologies permettent d'installer la même puissance-crête sur cette surface.

#### 4. LE PROCÉDE D'INTEGRATION OU DE MONTAGE

Lorsqu'une installation PV est réalisée sur un bâtiment (majorité des cas pour la Région de Bruxelles Capitale), elles sont pour la plupart placées sur un toit. Dans le module 6 (Les différents types d'installations), on distinguera les installations placées sur des toitures plates, des toitures inclinées et celles placées en façade.

#### 5. LES OMBRES DUES A DES OBSTACLES APPARENTS (CHEMINEES, CABANON TECHNIQUE)

Les modules photovoltaïques produiront annuellement moins d'électricité s'ils sont soumis à des phénomènes d'ombrages, même partiels ou temporaires.



En RBC (Région Bruxelles Capitale), la prime énergie pour les modules photovoltaïques est conditionnée à (entre autres) la réalisation d'une étude d'ombrage dans les règles de l'art et avec simulation de l'environnement immédiat au 21 décembre<sup>1</sup>.

Pour des obstacles 'éloignés' du champ de capteurs solaires (collines, falaises, etc.), on estime que la diminution de l'irradiation se répartit de manière égale entre tous les modules constitutifs de l'installation (ceci dépendra de la taille de l'installation et de la distance jusqu'à l'obstacle). Pour des obstacles 'proches', ce n'est plus vrai. L'ombre portée sur un seul module constitutif d'un champ photovoltaïque peut entraîner une diminution très marquée de la production du champ tout entier. Il est dès lors important de tenir compte de toutes les ombres, y compris celles générées par des obstacles relativement petits (cheminée, mats, antenne, tuyaux de ventilation, etc.) pour estimer la production annuelle du champ de capteurs.

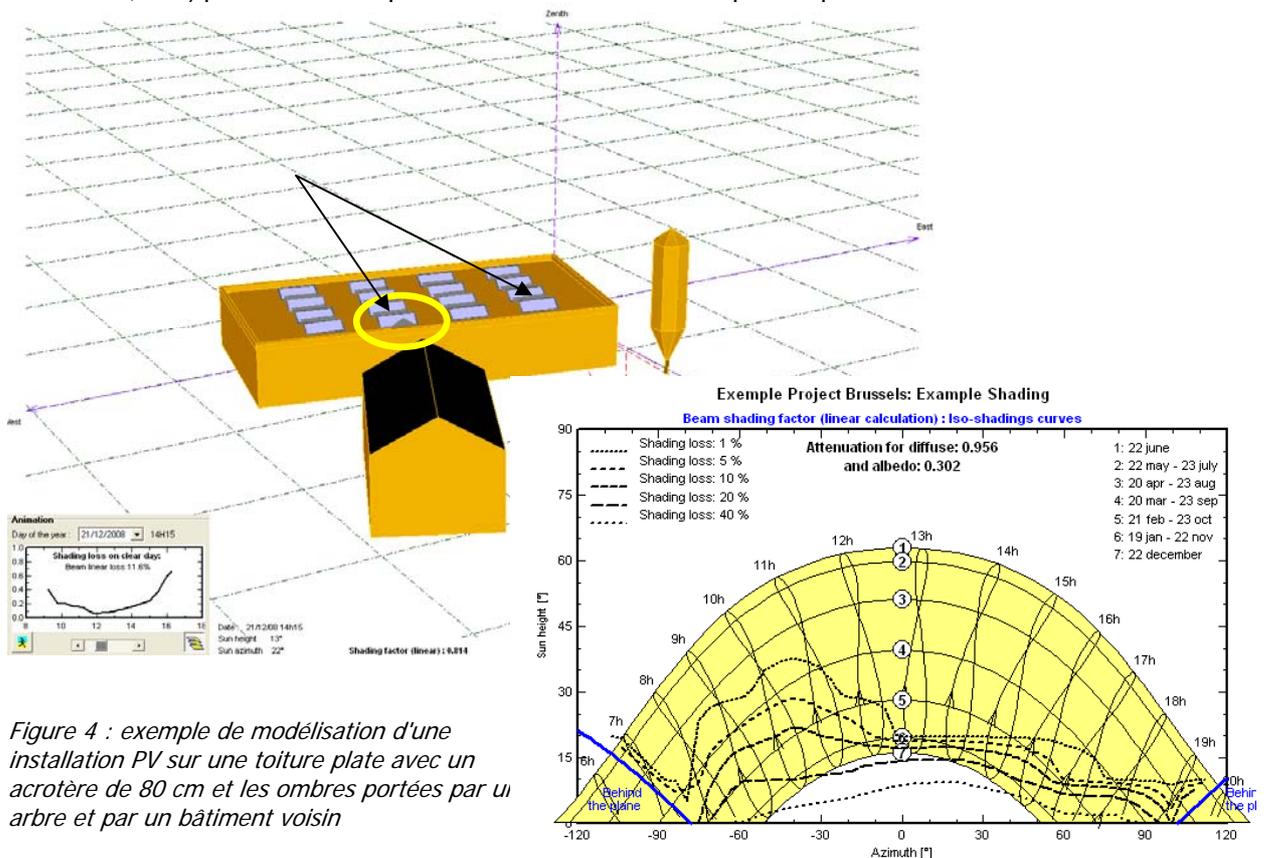


Figure 4 : exemple de modélisation d'une installation PV sur une toiture plate avec un acrotère de 80 cm et les ombres portées par un arbre et par un bâtiment voisin

<sup>1</sup> <http://www.bruxellesenvironnement.be/> (Primes Energie)

Le graphique jaune présenté dans la Figure 4 illustre la trajectoire du soleil dans l'horizon pour 7 différents périodes de l'année (décrites en haut à droite de la même figure) dans une journée typique de 6 h à 20 h. Les lignes discontinues (expliqués en haut à gauche de la même figure) représentent l'interposition des objets au soleil pendant sa trajectoire et donc, les pertes d'ombrages entraînés par ceux-ci. Ainsi, pour la période comprise entre le 20 avril et le 23 août (trajectoire 3) il y aura 1% de pertes par ombrages entre 7 h du matin et 13 h de l'après midi ; aussi pour la trajectoire en dessous (4), du 20 mars au 23 septembre. Entre les trajectoires 4 et 5 les pertes montent à 5% pour approximativement le même intervalle horaire. En ainsi consécutivement.

Le concepteur du projet doit évaluer l'impact de ces ombrages sur l'installation et sur le ratio de performance de la même afin de juger la viabilité du projet photovoltaïque.

### Exemple

Une installation de 3KWc est constituée de 2 champs de 8 modules de 185 Wc, avec chacun son propre onduleur de 2100 W.

- Une cheminée fait de l'ombre sur un des champs.
- Celui-là a une production moindre de +/-1.5Kwh par jour, soit une perte totale de +/- 10% globalement.

Des logiciels spécialisés tels que PVSYST<sup>2</sup> (de l'Université de Genève) ou PVSOL<sup>3</sup> permettent de visualiser les ombres portées après avoir modélisé le bâtiment qui reçoit l'installation PV et les environs. Ces logiciels tiennent compte de la position du soleil en fonction de la longitude et latitude du site. La position du soleil peut alors être déterminée à toute heure de l'année et le logiciel génère l'ombre selon le modèle qui a été préalablement créé. Cette méthode peut être utilisée pour des bâtiments neufs ou existants et permet de quantifier le pourcentage de pertes dues à l'ombrage. Le logiciel présente un rapport détaillé des pertes qui incluent les pertes totales de l'ombrage, en pourcent.

Les problèmes d'ombres sont absolument cruciaux vu le caractère non linéaire de la relation entre l'ombre et la perte de production. Pour un même pourcentage d'ombrage sur un module, l'impact peut varier entre 0 et 100% selon l'endroit où l'ombre se matérialise et la topologie du circuit des cellules au sein du module.

La cellule recevant l'irradiation la plus faible (celle qui est ombragée) détermine le courant passant dans toutes les cellules qui sont connectées en série avec elle. C'est ce qu'on appelle « l'effet tuyau d'arrosage » : Imaginez écraser votre tuyau d'arrosage de moitié... Votre débit d'eau va réduire également de moitié ! Si vous "ombrerez" une cellule de 50%, vous réduisez votre production PV de 50% également. Les sécurités (diodes by-pass) sont là pour limiter les dégâts de même que les onduleurs dits multi-strings.

La plupart des modules sont aujourd'hui équipés de diodes de by-pass pour réduire l'effet dû aux ombrages (et protéger les cellules) mais ces effets restent considérables.

Les problèmes liés aux ombres doivent être considérés en détail au début du projet. Il est très important que l'installateur visite le bâtiment considéré et rende un avis sur la présence d'obstacles qui pourraient créer des zones d'ombre. La rentabilité financière et énergétique du projet pourrait en dépendre.

Si il est impossible de se prémunir des ombres, certaines technologies telles que les modules amorphes aSi ou hybrides (mixant amorphe et monocristallin) HIT peuvent être envisagées car plus tolérantes à cette problématique.

<sup>2</sup> <http://www.pvsyst.com/5.2/index.php>

<sup>3</sup> [http://www.valentin.de/index\\_fr\\_page=pvsol\\_grid](http://www.valentin.de/index_fr_page=pvsol_grid)



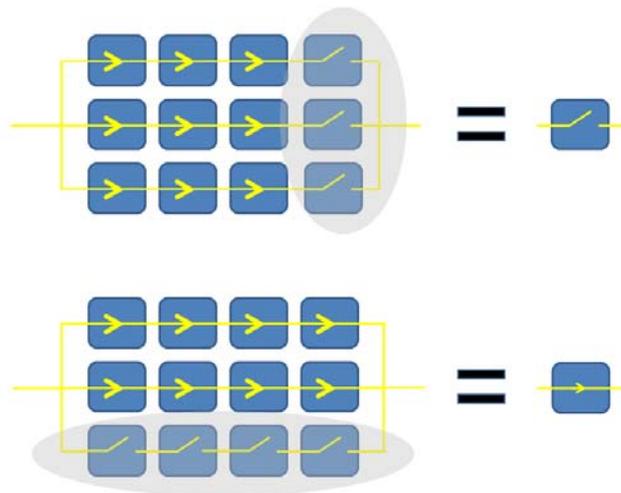


Figure 5 : Comparaison de l'effet d'une ombre transversale et longitudinale sur un module photovoltaïque et équivalence électrique (schéma simplifié).

Par exemple, pour un module orienté en format portrait avec les situations d'ombres différentes telles qu'exposées aux Figure 6 et Figure 7 la perte est sensiblement différente. Cela s'explique par la présence de diodes de by-pass qui protègent les cellules contre les effets néfastes d'une ombre et permettent au module ombragé et aux autres modules du string de continuer à fonctionner.

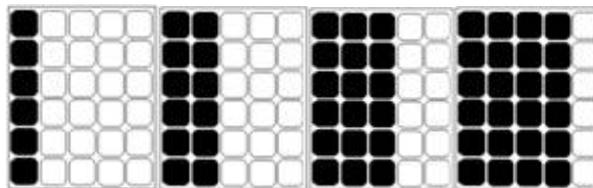


Figure 6 : 4 situations d'ombre recouvrant des bandes verticales et causant la perte de 30% à 100% de la production (selon le nombre de diode de by-pass et le taux d'ombrage)

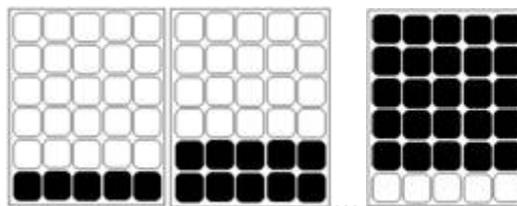
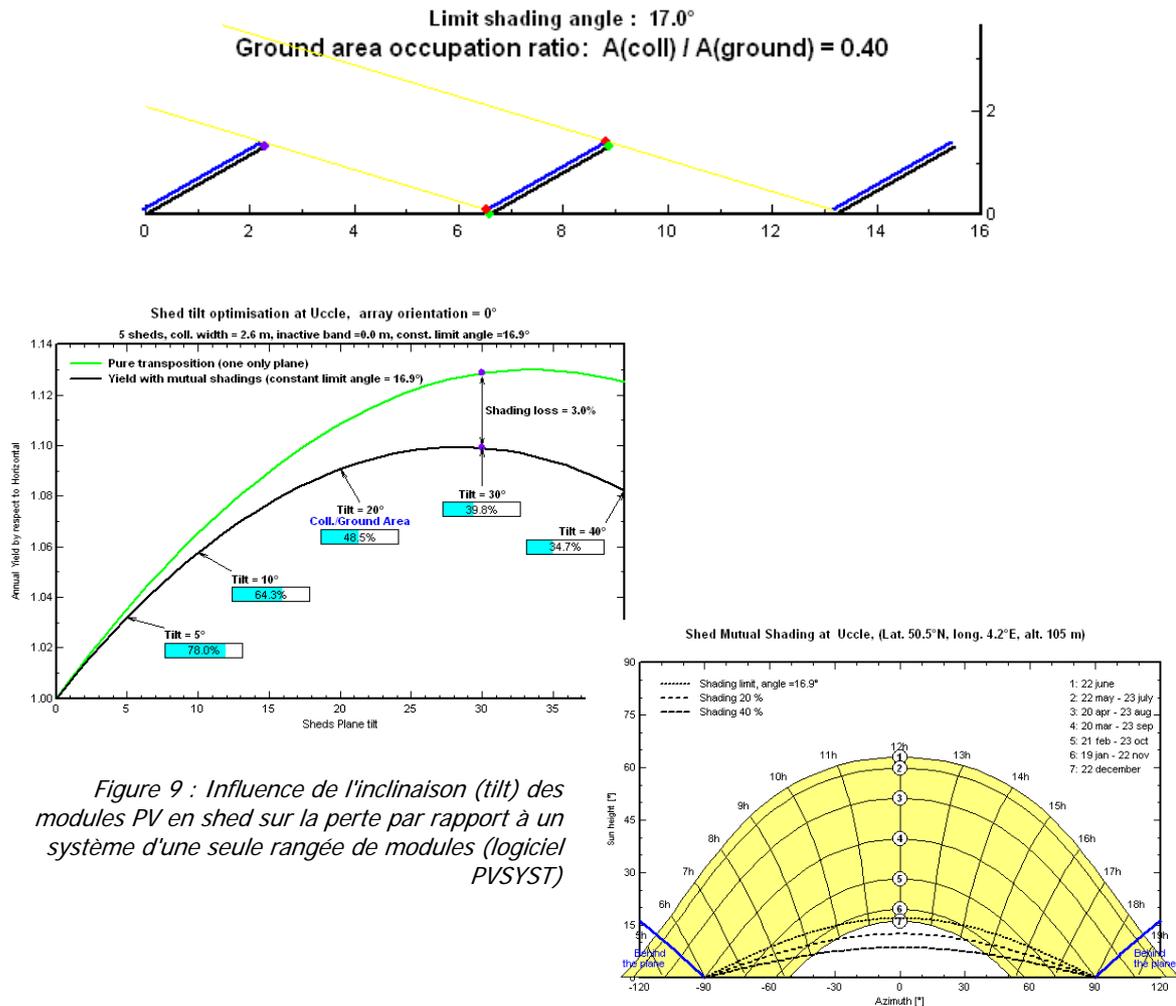


Figure 7 : 3 situations d'ombre recouvrant des bandes horizontales (ombres dues à des arrangements en sheds mal dimensionnés) et causant la perte de la quasi totalité de la production



Figure 8 : exemple d'ombre causant la perte de la quasi totalité de la production

Une règle de bonne pratique qui existe pour se prémunir des problèmes d'ombre conseille de respecter un angle limite d'ombre. En Belgique, cet angle est de 17°, mais l'intervalle de variation peut aller entre 15° et 18.5°. L'exemple donné dans la *Figure 9* montre qu'en respectant un angle limite d'ombre de 17°, il n'y a pas d'ombre portée sur les modules à midi au 21 décembre. Il faut toutefois noter que l'ombre en hiver a un effet très limité sur la production annuelle vu que les 4 mois de novembre à février (soit 1/3 de l'année) contribuent pour moins d'1/6 de la production annuelle. De plus l'effet de l'ombre ne s'applique qu'au rayonnement direct et que dans cette même période, le rayonnement direct ne contribue que pour environ 30% de l'énergie solaire reçue par les modules, le reste étant reçu sous forme diffuse. Par contre, les ombres portées pendant les mois d'avril à septembre auront un impact nettement plus prononcé.



*Figure 9 : Influence de l'inclinaison (tilt) des modules PV en shed sur la perte par rapport à un système d'une seule rangée de modules (logiciel PVSYST)*

Le graphe supérieur de la *Figure 9* présente une comparaison (lignes verte et noire) entre une seule rangée de modules, et plusieurs rangées de modules, ainsi que les pertes d'ombrage. Pour le cas de plusieurs rangées de modules (ligne noire) la production annuelle, par rapport à des modules horizontaux, augmente avec l'angle d'inclinaison et la surface disponible pour l'installation des modules (coll. Ground area) diminue avec l'augmentation de tel angle.

Certains outils existent pour visualiser les sources d'ombre par procédé optique. Un panorama photo pris de l'endroit du projet permet aussi de se faire une idée de la gravité d'ombre éventuelle (à condition d'avoir une référence connue sur la photo pour « calibrer » les angles d'azimut et d'inclinaison).

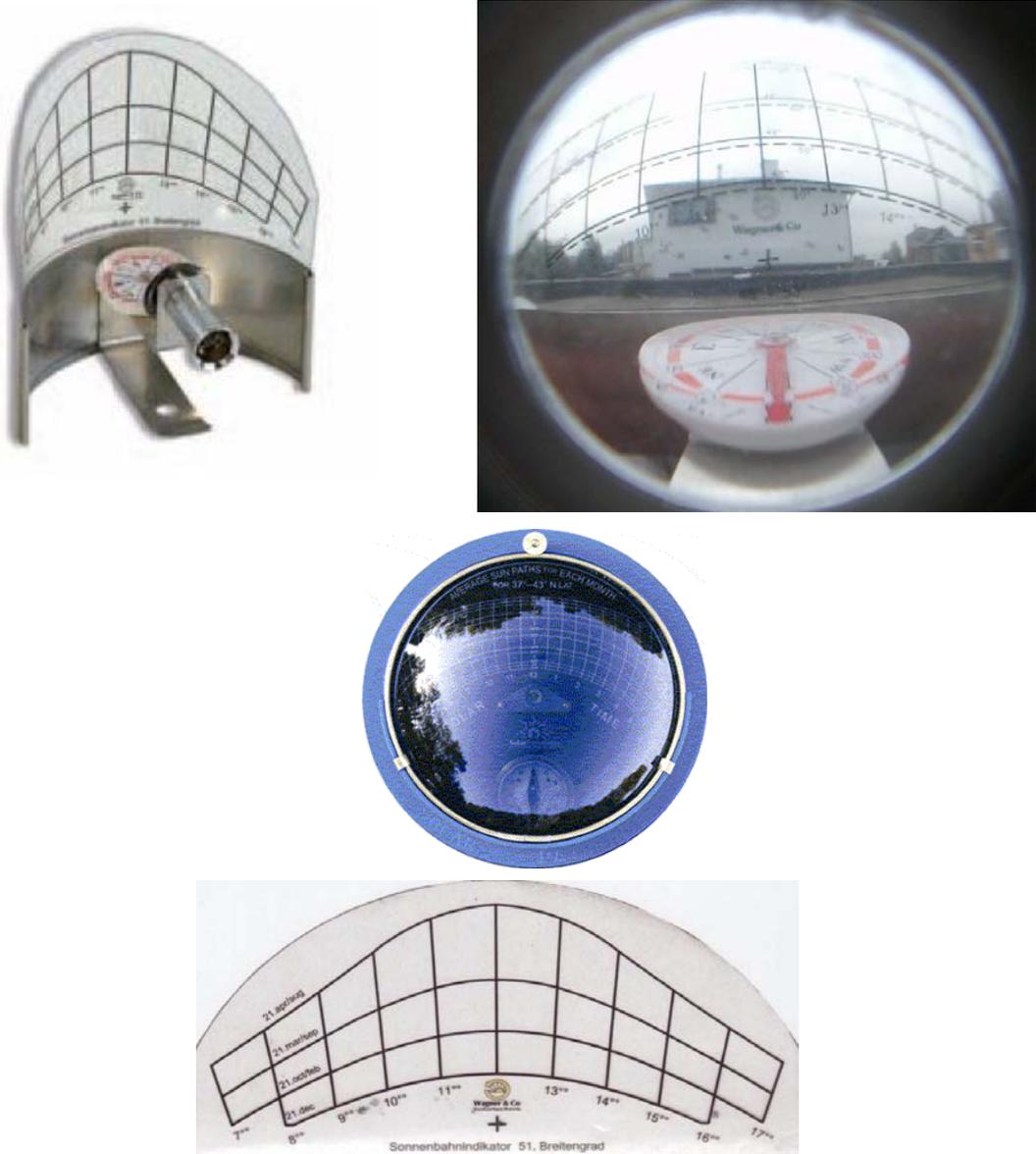


Figure 10 : exemple de dispositif optique pour le relevé de masques (source d'ombre)

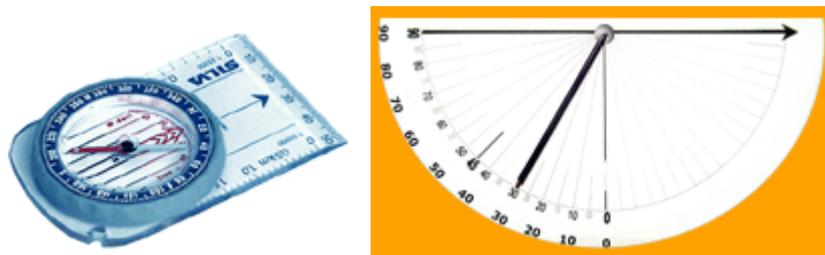


Figure 11 : Autres outils simples de relevé de masques : boussole & clinomètre

## Le tracé du masque d'ombres

Le report des couples azimuth/altitude permet de tracer le masque d'ombres, en reliant tous les points un à un. Cette courbe du masque d'ombre peut se limiter aux points principaux des objets provoquant de l'ombre, sans entrer dans un niveau de détails excessif.

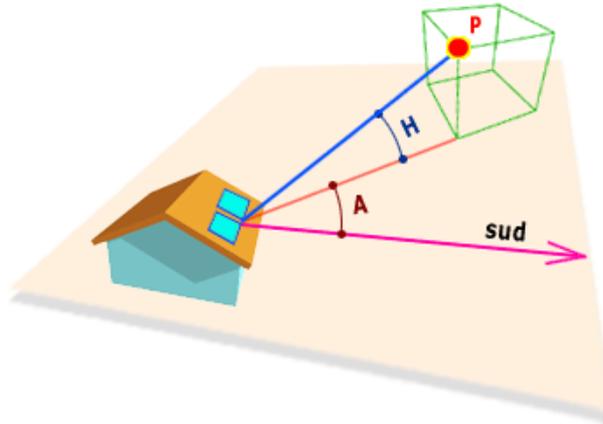


Figure 12 : Azimut/altitude

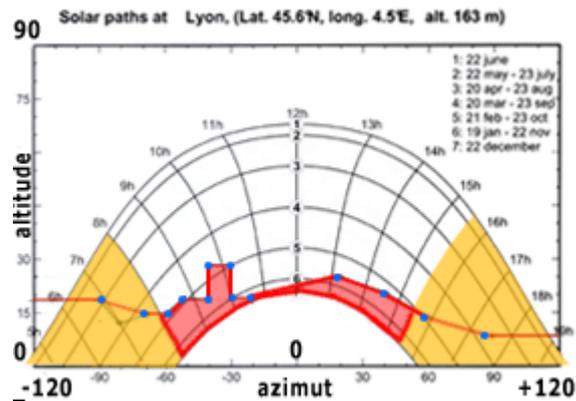


Figure 13 : relevé de masque

En figure 12, les azimuts sont notés en abscisse, sur l'échelle des angles de  $-120$  à  $+120$ °. Dans la pratique, les azimuts allant de  $-90$ ° à  $+90$ ° sont suffisants. Les altitudes sont notées en ordonné, sur l'échelle des angles de  $0$  à  $90$ °

Le début et la fin de journée [zones en jaune dans la figure 13], ont peu d'influence. Elles ne sont pas considérées. Le masque d'ombres effectif est obtenu par la surface en rouge. Cela permet de déterminer le coefficient de perte à appliquer à la production du champ photovoltaïque.

La détermination de la perte est complexe. Elle fait intervenir des notions de géométrie mêlant des surfaces d'ombre, des heures et des périodes calendaires. Une application informatique dédiée est souvent nécessaire pour le calculer précisément. (Par exemple le logiciel PVSyst)

Si il y a trop de problème d'ombre à l'endroit considéré pour le projet, il est peut être nécessaire de déplacer le champ de capteur, de réduire sa taille ou de changer l'orientation.

En effet, s'il apparait que les ombres se manifestent, par exemple, à partir du milieu de l'après midi, il est possible de changer l'orientation plus vers l'est et de profiter plus du soleil du matin. Souvent, une optimisation doit être réalisée en gardant à l'esprit que la géométrie (orientation, inclinaison et distance entre rangée de modules successif) a une influence sur la production et donc sur le revenu financier servant à rembourser l'installation.