

12 Choix d'un site analyse des masques

Antonios, Tzineyrakis, Chambre de Commerce et d'Industrie de Crète, Grèce

Analyse de site

L'analyse du futur site est indispensable avant toute installation PV à connecter au réseau. L'analyse du site constitue la première étape de la future installation. Bien entendu il faut d'abord savoir si le site géographique ou l'immeuble est bien approprié à une telle installation. Une sérieuse analyse préliminaire évitera bien des déconvenues par la suite.

Le chantier d'installation, le lieu d'implantation des onduleurs, les longueurs de câbles à déployer devront être discutées avec le client. Il est également important d'aborder dès cette phase les aspects budgétaires et notamment les subventions qui pourraient être mobilisées dès cette première phase du projet.

Enregistrement de données

Durant la phase d'analyse du site, plusieurs données importantes pour le futur projet doivent être recueillies. Citons :

- Les souhaits du client quant au type de matériel
- Le rendement énergétique désiré
- Le cadre financier et notamment les subventions envisageables
- L'orientation des panneaux et le type de pose
- En cas d'installation en toiture, la structure de la charpente, le type de toiture
- Les informations sur les masques
- Le positionnement des armoires pour les onduleurs et pour les divers compteurs
- Le métré de câblage
- Enfin, pour la phase chantier, le positionnement des grues, les accès véhicule, la réglementation locale

Une liste de contrôle d'information pour une étude de site est fournie à la fin de ce chapitre qui aidera l'enregistrement des données à une visite sur place.

Documents et éléments à la visite sur place

Les documents suivants et les éléments lors de la visite sur place peuvent aider à la planification en utilisant :

- Le plan de situation de la zone ou du bâtiment et s'assurer de son orientation.
- Les Dessins de construction du bâtiment pour s'assurer la pente de toit, la zone utilisable et les longueurs des câbles, en cas d'installations de bâtiment.

- Les photographies de la zone de construction ou du toit, de la zone environnante et de l'emplacement de compteur électrique.
- La liste de contrôle pour enregistrer la visite sur place (telle que la liste de contrôle à la fin de ce chapitre).
- L'Information sur les panneaux (informations générales, brochures des fournisseurs et description des matériels)

Consulter le client

L'enquête sur un système photovoltaïque est généralement initiée par l'enquête auprès du client. La consultation de celui-ci est une étape importante et essentielle avant de mettre en service un système photovoltaïque. À propos du client, l'installateur de PV doit identifier les attentes et les souhaits de celui-ci. La consultation dans ce cas, en premier lieu, consiste à aider le client à formuler ses attentes.

L'installateur devrait posséder à la fois les connaissances techniques au sujet de la structure, du fonctionnement, du calibrage de l'installation photovoltaïques, aussi bien que la connaissance concernant les coûts financiers de systèmes de PV et de leurs composants. L'installateur devrait être préparé répondre aux questions suivantes :

Quelle est la différence entre un module de PV et un capteur solaire ? Comment ça marche ? Quelle quantité d'électricité le système produira-t-il par an ? Qu'arrive au bloc d'alimentation quand il n'y a pas de soleil ? Quelle est la production électrique du système quand le ciel est nuageux ? Que signifie l'appellation « kilowatt crête » ? La zone ou le toit conviennent-ils à un système comme ceci. Que se produit-il si les modules sont couverts de la neige ou de la poussière ? Des grêlons peuvent-ils endommager les modules ? Est-il plus intéressant d'installer un traqueur qu'une installation fixe ? Quelles sont les autorisations nécessaires pour l'installation d'un système PV ? Quel est le coût du système, y compris l'installation ? Quelles sont les subventions disponibles ? Combien l'abonné peut-il espérer recevoir de l'électricité injectée sur le réseau ? Quel est le temps de retour sur investissement ? Quelle est la maintenance exigée par le système ? L'installation peut-elle être détruite par la foudre ? Quelles sont les garanties ?

Types d'ombre

Dans le meilleur des cas, des alignements de PV devraient être installés dans un emplacement sans ombre. Cependant, des systèmes reliés au réseau sont habituellement trouvés en zones urbaines et suburbaines et les modules sont habituellement installés sur des toits, où de l'ombrage est parfois inévitable. L'ombrage peut réduire la sortie d'un alignement de PV considérablement et idéalement devrait être évité. En ce qui concerne des alignements de PV pour les systèmes autonomes, ils sont habituellement situés dans les zones rurales et on dispose de suffisamment de place autour, ainsi ils peuvent être situés où il n'y a aucun risqué d'ombrage.

L'ombre sur un système de PV exerce un effet beaucoup plus grand sur le rendement solaire que, par exemple, dans le cas des systèmes thermiques solaires. L'ombrage peut être classifié comme provisoire, résultant de l'emplacement ou d'un bâtiment, ou être provoqué par le système lui-même (auto-ombrage).

Ombrage Provisoire

L'ombrage provisoire typique inclut des facteurs tels que la neige, les feuilles, les crottes d'oiseaux et d'autres types de salissure. La neige est un facteur important, particulièrement dans les zones montagneuses. La poussière et la suie dans les zones industrielles ou des feuilles tombées dans des zones boisées sont également des facteurs importants. La neige, la suie et les feuilles se rassemblant sur

l'alignement de PV entraînent l'ombrage, dont l'effet peut être réduit si l'alignement s'auto-nettoie, par exemple si les saletés enlevées par l'eau de pluie circulante. Un angle de 12° est habituellement suffisant pour réaliser ceci. Des angles d'inclinaison plus importants augmentent la vitesse de flux de l'eau de pluie et, par conséquent, aident à emporter les particules de saleté. Ce type d'ombrage peut donc être réduit en augmentant l'inclinaison de l'alignement de PV. La neige sur un alignement de PV fond plus rapidement que la neige environnante, de sorte que, généralement, l'ombrage se produit seulement quelques jours.

Dans des zones neigeuses, en arrangeant les modules standards horizontalement, les pertes provoquées par la neige peuvent être réduites de moitié. De cette façon, l'ombrage provoqué par la neige affecte généralement seulement deux et non quatre lignes des cellules sur chaque module, comme dans le cas de l'agencement vertical.

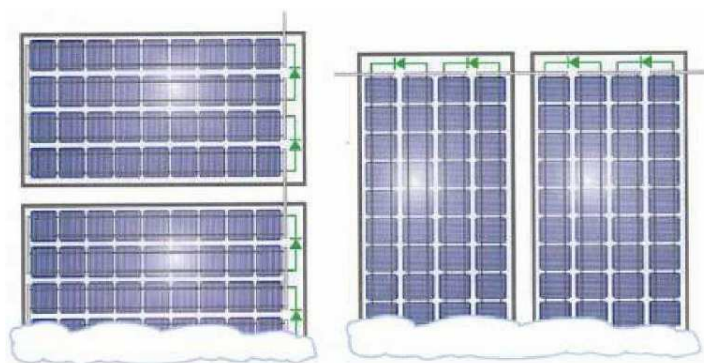


Figure 1 : Agencement horizontal et vertical des panneaux, avec illustration de l'effet de la neige en cours de fonte[1].

L'ombrage provoqué par des feuilles, la pollution par crottes d'oiseaux, pollution atmosphérique et toute autre saleté a une incidence plus forte et plus durable. Si un système est fortement affecté par ceci, le nettoyage régulier des modules PV augmentera sensiblement le rendement solaire. Dans un emplacement normal et avec l'inclinaison suffisante, on peut supposer que la perte due à la salissure s'élève de 2% à 5%. Généralement, cette perte est considérée acceptable. Si de la salissure lourde est présente, les modules peuvent être nettoyés en utilisant l'eau et un instrument de nettoyage doux (comme éponge) sans utiliser des détergents.

Ombrage résultant de l'emplacement

L'ombrage résultant de l'emplacement couvre tout l'ombrage produit à partir des environs du système photovoltaïque. Les bâtiments voisins, les arbres et même les édifices hauts éloignés peuvent ombrager le système. On doit prendre en considération que, en raison de la croissance des arbres et des arbustes, la végétation peut ombrager le système seulement après des années. Les câbles aériens passant au-dessus de la construction ont également un effet négatif, provoquant une petite mais rémanente ombre mobile.

Ombrage résultant du bâtiment

L'ombrage résultant du bâtiment concerne les ombres directes, qui devraient pour cette raison être visualisées comme particulièrement critiques. Une attention particulière devrait être prêtée aux cheminées, antennes, paratonnerres, antennes paraboliques, les saillies de toit et de façade aussi bien que les superstructures de toit. De l'ombrage peut être évité en déménageant les modules photovoltaïques ou l'objet entraînant l'ombrage (par exemple, des antennes). Si ce n'est pas possible, l'incidence de l'ombrage peut être réduite au minimum en le prenant en considération en sélectionnant comment les cellules et les modules sont câblés et pendant le concept de système.

Auto-ombrage

L'Auto-ombrage des modules peut être provoqué par la ligne des modules se chevauchant. ces pertes Dues à l'auto-ombrage peuvent être réduites au maximum par l'optimisation des angles et des distances d'inclinaison entre les lignes de module. Un système montant mal conçu ou installé peut également entraîner le micro-ombrage des installations de toit.

Ombrage Direct

L'ombrage direct peut entraîner d'importantes pertes d'énergie. Plus l'objet provoquant l'ombrage est proche, plus l'ombre sera franche et moins il y aura de lumière diffuse atteignant el panneau. Ainsi, l'ombre par un objectif proche réduit l'énergie incidente sur la cellule d'approximativement 60% à 80%, alors qu'un ombrage partiel mène à une réduction de seulement 50%. Plus la distance de l'objet au panneau est grande, plus l'ombre est faible et plus les pertes d'ombrage est réduit. La figure 2 illustre la création de l'ombre totale et des ombres partielles.

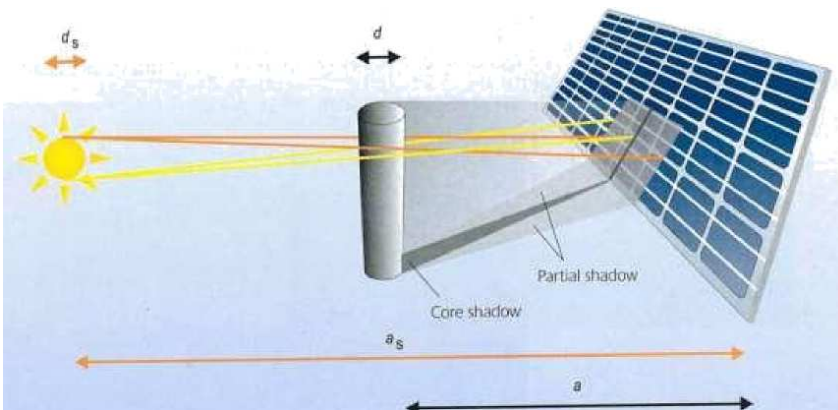


Figure 2. Ombre totale et ombre partielle sur un panneau photovoltaïque [1, 2].

En se basant sur la taille de l'objet, on peut calculer la distance a_{opti} sa distance minimale de non interférence avec le module.

Basé sur l'épaisseur de l'objet d , a_{opti} est calculée à partir des modules est déterminée par la relation suivante :

$$a_{opti} = \frac{(a_s + a_{opti}) \times d}{d_s} \quad (1)$$

où a est la distance Terre-Soleil : 150 millions de kilomètre.

d_s le diamètre du Soleil : 1,39 millions de kilomètre.

De la relation (1), puisque $a_{opti} \ll a_s$ suivante on tire :

$$a_{opti} \approx \frac{a_s \times d}{d_s} = 108 \times d \quad (2)$$

Ainsi, par exemple, un câble avec un diamètre $d=5\text{cm}$ doit être au moins à 5.4m de sorte qu'aucune ombre totale ne soit portée sur les modules. L'ombrage direct devrait être réduit en tous cas. La fluctuation de l'ombrage selon la saison et l'heure, aussi bien que les pertes dues, peuvent être calculées utilisant des programmes correspondants de simulation.

Afin d'évaluer l'ombrage résultant de l'emplacement, une analyse d'ombrage devrait être exécutée. Pour ceci, le contour d'ombre des environs des systèmes photovoltaïques est enregistré pour un point dans le système, habituellement le point central de l'alignement photovoltaïque. Pour de plus grands systèmes ou si la grande précision est désirée, l'analyse d'ombrage devrait être effectuée pour plusieurs différents points. Le contour d'ombre pour la zone environnante peut être trouvé utilisant :

- Le plan de situation
- Le diagramme de cheminement du soleil
- Un analyseur d'ombrage (un appareil photo numérique et un logiciel ou un orienteur solaire).

En utilisant un plan de situation, la distance et les dimensions des objectifs d'ombre portées sont calculées. Avec cette information, l'angle α d'azimut et l'angle d'altitude sont calculés, comme illustré par la figure 3.

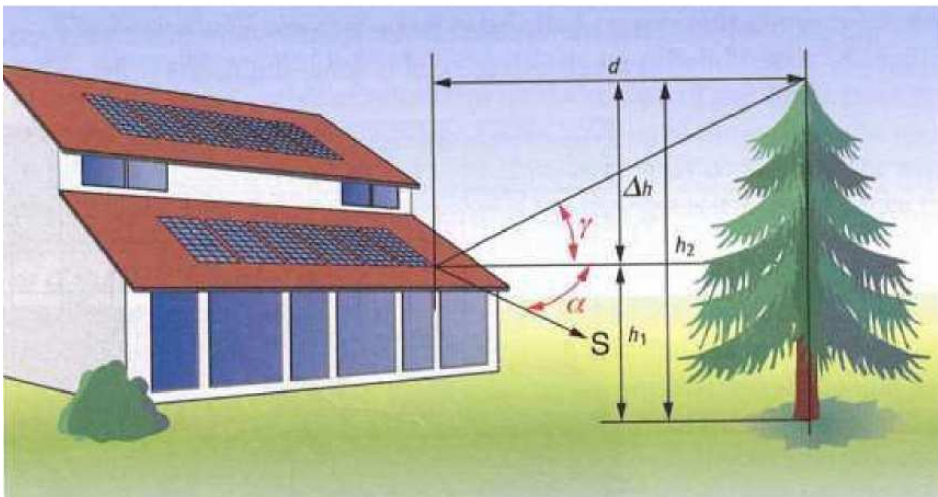


Figure 3. Calcul de l'angle d'azimut et de l'angle d'élévation γ [3, 4, 5].

L'angle d'élévation γ est calculé à partir de la différence entre la hauteur du système PV et la hauteur h_2 d'ombrage et de sa distance d :

$$\tan \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \arctan \left(\frac{h_2 - h_1}{d} \right) = \arctan \left(\frac{\Delta h}{d} \right)$$

L'angle d'altitude est établi pour tous les obstacles dans la zone entourant le système photovoltaïque, exigeant la hauteur et la distance du système photovoltaïque. L'angle d'azimut des obstacles peut être calculé directement à partir du plan de situation en :

- Utilisant un diagramme de chemin du soleil

Afin d'évaluer l'ombrage un diagramme de chemin du soleil peut également être employé utilisant les axes de l'angle d'altitude γ et l'azimut α , comme sur la figure 4. L'observateur, de la perspective du système, regarde les objets par ce diagramme et peut directement lire et noter en bas l'altitude et orienter les angles. Les figures 4 et 5 montrent l'utilisation de cet analyseur simple d'ombrage.

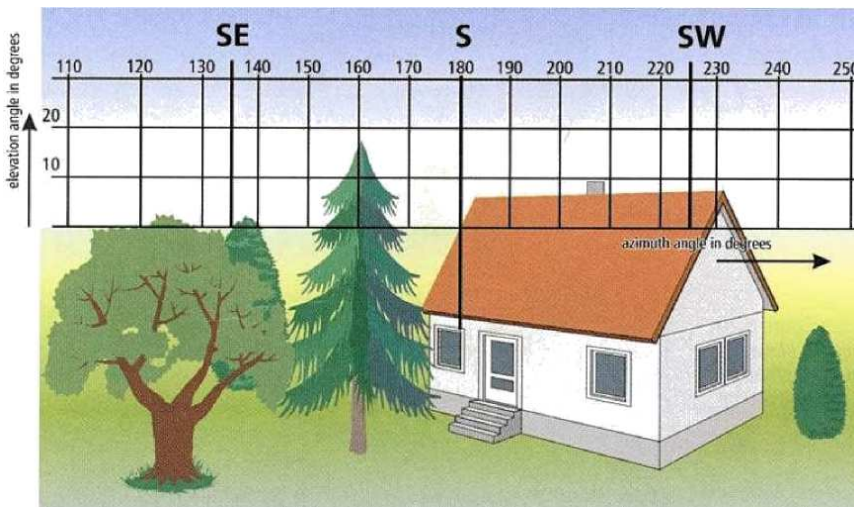


Figure 4. Zones environnantes avec la grille angulaire [3-5].

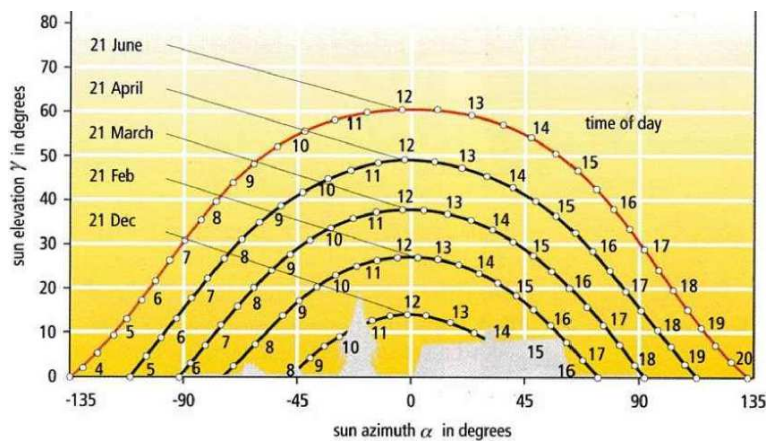


Figure 5. Diagramme typique de chemin du soleil avec le contour d'ombre [3-5].

Les résultats de l'analyse d'ombrage sont la silhouette de l'ombrage provoquée par le diagramme de cheminement soleil. Sur la figure 5 il est possible de lire le niveau de l'ombrage qui se produit dans un mois particulier. Dans l'exemple représenté, l'emplacement est 50% ombragé le 21 décembre. Dès le 21 Février, il n'y a plus d'ombre. Il n'y aura aucun ombrage pendant la période de mars à octobre.

Une évaluation plus approfondie peut être exécutée graphiquement, par calcul ou (la voie la plus facile) à l'aide des programmes de simulation, tels que PVSol. La géométrie de l'alignement de PV et de la façon dont les modules sont câblés est seulement prise en considération dans des programmes plus complexes de simulation, tels que PVSyst. Sans logiciel, des niveaux d'irradiance sont exigés pour les différents mois sur le lieu du site d'installation. Ceci permet d'estimer la perte d'irradiance pour chaque mois respectif à partir de la part de pourcentage d'ombrage, qui est calculé à partir du diagramme de cheminement du soleil.

4,3 Outils d'analyse d'Ombre utilisant le logiciel

Plusieurs outils d'analyse d'ombre de logiciel sont disponibles. Ceux-ci activent une analyse précise d'ombre et génèrent moins d'erreurs que des méthodes manuelles.

L'Orienteur solaire emploie un dôme en plastique transparent et convexe pour donner une vue panoramique du site entier. Tous Les arbres, les bâtiments ou uatres obstacles au soleil sont ordinairement visibles se réfléchissant sur la surface du dôme. Puisque cela fonctionne selon un principe réfléchi plutôt que l'affichage réel des ombres, il peut être utilisé n'importe quand dans la journée, n'importe quand dans l'année, dans des conditions nuageuses ou claires. La position réelle du soleil au moment de l'analyse solaire est inutile. Une fois que l'orienteur solaire a été correctement installé, il peut être employé pour fournir des données d'ombrage manuellement ou numériquement.

On peut améliorer l'évaluation du diagramme de cheminement du soleil par l'intermédiaire de programmes appropriés de simulation. La plupart des programmes de simulation calculent les pertes d'irradiance et calculent des valeurs approximatives pour les pertes de rendement. Les réductions de rendement s'avèrent généralement être plus grandes qu'on suspecterait basé sur la superficie ombragée. Un programme plus complexe comme PVsyst, Pvcad ou 3DSolarwelt activent une analyse en trois dimensions d'ombrage qui prend en considération également les contours non homogènes de l'ombre.

Ombrage et configuration du système photovoltaïque

L'effet de l'ombrage sur les systèmes photovoltaïques dépend des facteurs suivants :

Nombre de modules affectés,

Distribution Spatiale et le cours de l'ombrage au fil du temps.

Interconnexion des modules.

Conception de l'onduleur.

Comme décrit dans la section précédente, quand on veut une prévision du rendement, la réduction d'irradiance est déterminé pour la zone photovoltaïque considérée. Cependant, ce que ceci ne prend pas en considération est que les modifications photovoltaïques de courbe de la caractéristique I-V d'alignement dues à l'ombrage. Ceci fait décaler le MPP, que l'onduleur essaye de dépister. La modification du MPP détermine la réduction d'alimentation électrique relativement à l'alignement non ombragé. L'intervalle de tension de puissance d'entrée de l'onduleur détermine le concept d'interconnexion des modules solaires. Avec des onduleurs de strings avec des tensions de puissance d'entrée élevées, souvent tous les modules sont connectés en série. Si l'onduleur a une tension de puissance d'entrée faible, ceci mène à un alignement de PV avec plusieurs strings en parallèle.

Les figures 6 à 8 expliquent que les courbes d'alimentation électrique avec l'ombrage affichent deux valeurs maximales, une avec de petites tensions et une seconde avec des tensions plus élevées. Les facteurs nommés auparavant déterminent l'intensité des maxima, s'ils existent même ou pas, ou sont juste une légère bosse annexe sur les courbes caractéristiques, où le MPP se trouve et si ceci tombe dans l'intervalle de cheminement de l'onduleur. La quantité d'énergie perdue avec des alignements ombragés dépend de l'intervalle de tension de puissance d'entrée de l'onduleur et ainsi, du calibrage. En outre, le concept de cheminement de MPP de l'onduleur est également décisif. Selon le concept de cheminement et le cours d'ombrage au fil du temps, le système est actionné dans un de ces maxima. Il y a des différences fondamentales entre les séries et la connexion parallèle.

Connexion des panneaux photovoltaïques

Avec la connexion des panneaux photovoltaïques en série, les deux maxima d'alimentation électrique sont les points possibles d'opération pour l'onduleur s'ils se trouvent en dessous de la plage de fonctionnement du traqueur de MPP. Lequel de ces deux est atteint dépend du cours de l'ombrage au fil du temps et du comportement du traqueur.

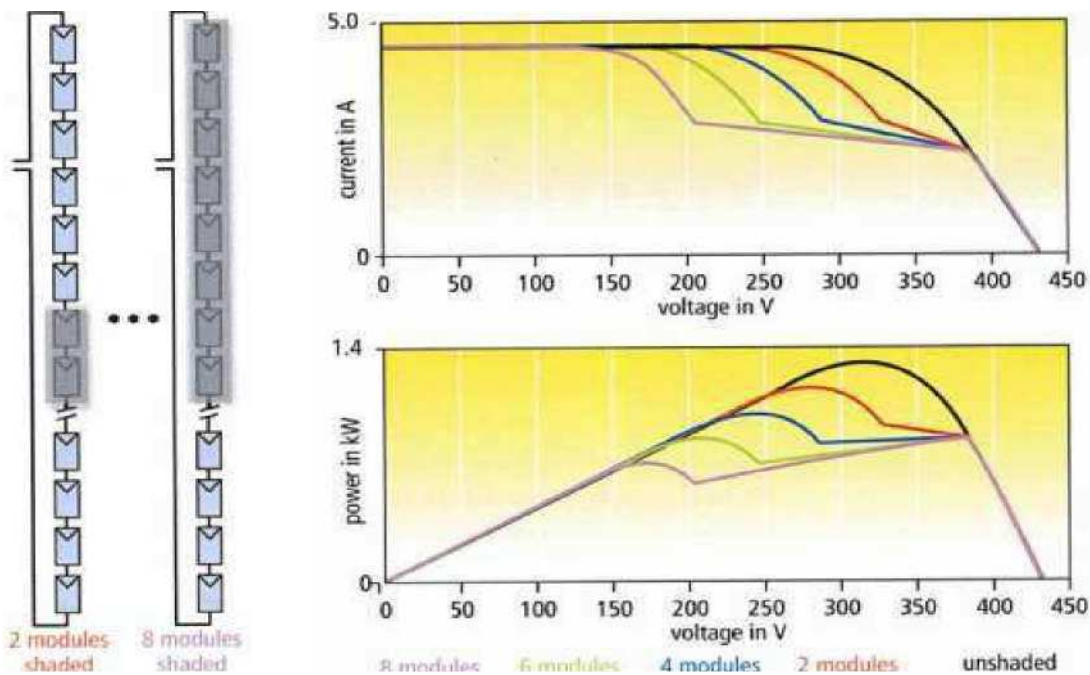


Figure 6. Situation d'ombrage et courbes caractéristique I-V dans le cas de connexion photovoltaïque en série [6-8].

En commençant avec le PV non ombragé, l'onduleur fonctionne sur un seul maximum de la courbe caractéristique. L'extension progressive des ombres à travers la surface d'alignement cause de plus en plus d'ombre sur les modules. Le maximum gauche, qui représente au commencement le MPP, se décale vers de plus petites tensions. Puisque ce maximum est bien prononcé, l'onduleur reste également au maximum gauche même si le MPP se trouve au bon maximum quand il y a un plus grand numéro des modules ombragés.

Si les modules sont déjà ombragés le matin et ombrés dès le branchement, l'onduleur se positionne en tension en circuit ouvert au maximum droit. Si c'est suffisamment prononcé et le mouvement de cheminement n'est pas trop substantiel, l'onduleur reste en ce point indépendamment même si le MPP est situé ici.

Connexion parallèle des panneaux photovoltaïques

Les situations d'ombrage observées avec des connexions en parallèle les courbes caractéristiques complètement différentes. Le comportement le plus favorable se produit quand les modules ombragés sont situés dans le même string ou sont distribués à travers seulement quelques strings. Le maximum gauche d'alimentation électrique ici se trouve à la moitié ou moins que la moitié de la tension en circuit ouvert de l'alignement de PV et est pour cette raison presque toujours en dehors de l'intervalle de cheminement de l'onduleur. Il est à peine prononcé, de sorte que l'onduleur trouve presque certainement le maximum.

Avec un nombre croissant de strings ombragés, le maximum gauche d'alimentation électrique devient bien plus prononcé. Un ombrage sévère peut faire qu'il soit possible au MPP d'être situé ici. Le maximum gauche se trouve à la moitié de la tension en circuit ouvert des modules photovoltaïques et est pour cette raison en dehors de la plage de fonctionnement de l'onduleur.

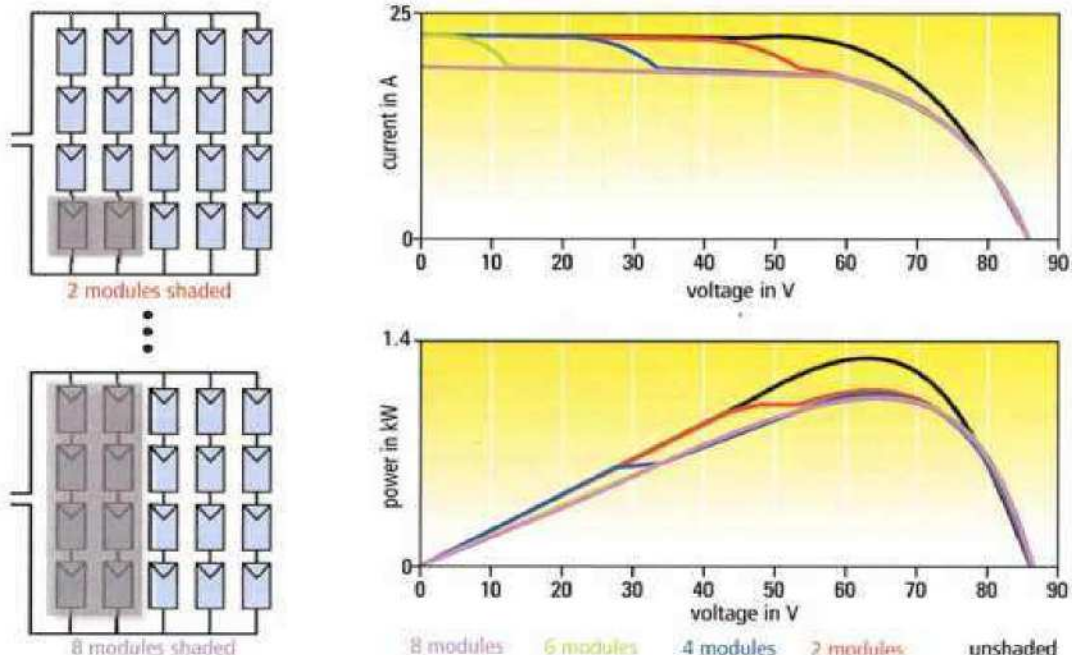


Figure 7. Situations d'ombrage et courbes de la caractéristique I-V dans le cas de connexion en parallèle et de l'ombrage dans deux strings [6-8].

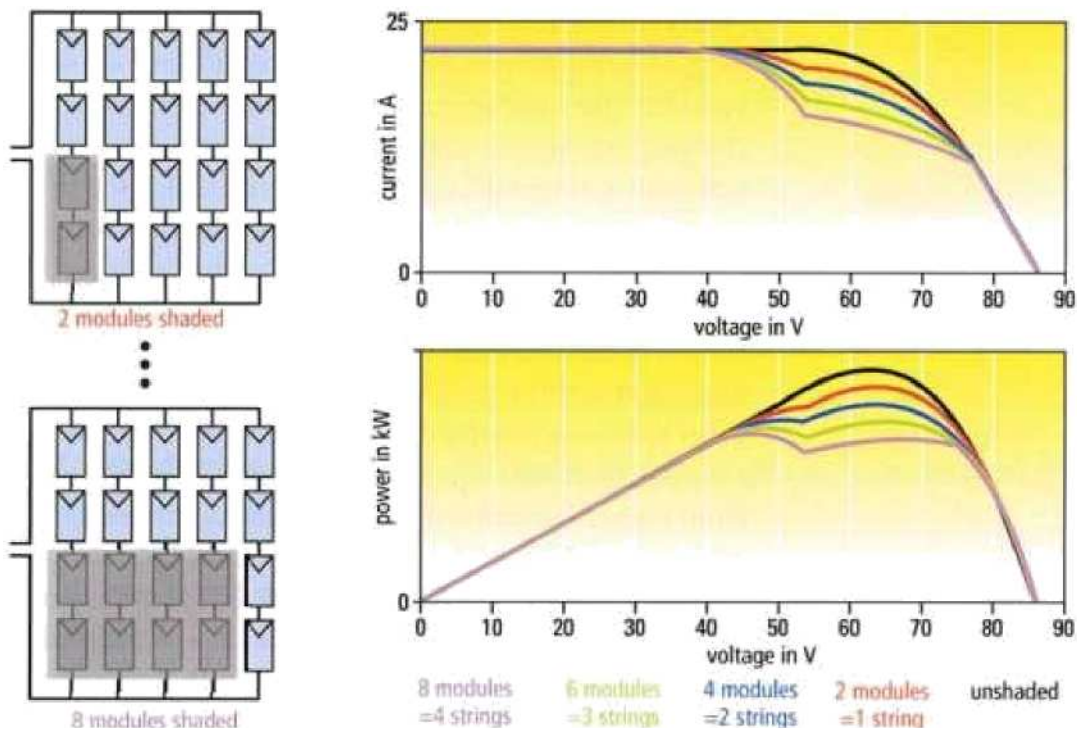


Figure 8. situation d'ombrage et courbes caractéristique I-V dans le cas de connexion en parallèle et de l'ombrage dans un à quatre strings [6-8].

Comparaison de différents concepts de connexion

Avec une connexion en série, les deux maxima d'alimentation électrique pour la courbe caractéristique ombragée sont clairement prononcés. Quand moins de modules sont ombragés, les tensions sont dans la marge de cheminement de l'onduleur. Pour cette raison, les deux points d'opération doivent être pris en considération dans la comparaison suivante. Avec une connexion parallèle, l'onduleur peut seulement dépister le bon maximum d'alimentation électrique effectivement puisque la gauche est faiblement prononcée et la tension est basse. Il

serait seulement possible de dépister le maximum gauche s'il y a un ombrage prononcé dans beaucoup de strings. Dans ce cas, il y aurait une plus faible perte de puissance que dans le maximum droit.

Avec la connexion parallèle on peut clairement voir que la perte d'alimentation électrique dépend seulement du nombre de strings ombragés. Avec l'ombrage dans deux strings, en dépit de l'augmentation de deux à 8 modules ombragés, la perte d'alimentation électrique reste presque constante. La connexion de série affiche des pertes d'alimentation électrique considérablement plus grande. Au maximum gauche, la perte augmente avec chaque module supplémentaire ombragé. Au maximum droit, il y a une perte plus élevée de puissance constante avec l'ombrage étendu [7].

La réduction du rendement d'énergie dépend de la durée de l'ombrage tout au long de l'année entière. L'effet d'ombrage avec des configurations série ou parallèle a été étudié et comparé sur le long terme utilisant la façade de PV à l'Université Polytechnique de Sarre. Pour la comparaison, les deux conceptions ont été mises en application sur le même système photovoltaïque en basculant aisément de l'une à l'autre des configurations. Afin de limiter les courants avec la connexion parallèle, des convertisseurs DC-DC ont été connectés à chaque module et joints avec un onduleur central par l'intermédiaire d'un bus DC. Les mesures à long terme ont indiqué qu'il y avait un rendement supérieur jusqu'à de 30% pour la connexion parallèle comparée à la connexion de série pour cette façade [9].

Sans ou avec un ombrage faible, les rendements possibles sont indépendants de la configuration photovoltaïque. Ici, dû à un support plus simple et plus rentable, les onduleurs de strings peuvent fournir la meilleure solution économique. S'il n'est pas possible d'avoir un système non ombragé, les modules connectés en parallèle tiennent compte des pertes de puissance faible et, en conséquence, de rendement, particulièrement si la planification soignée mène à limiter l'occurrence d'ombrage dans juste quelques strings. Les inconvénients de telles configurations d'alignement, telles que des pertes en ligne résultant des courants plus élevés ou de la dépense accrue de l'installation, sont davantage que compensés par les rendements accrus, particulièrement en tant que d'autres effets de rendement-réduction, tels que la non-adaptation, ont un plus grand effet avec la connexion en série qu'avec la connexion en parallèle. Les programmes standard de simulation ne peuvent pas suffisamment tenir compte de ces situations complexes, en particulier quand il n'y a aucun ombrage direct.

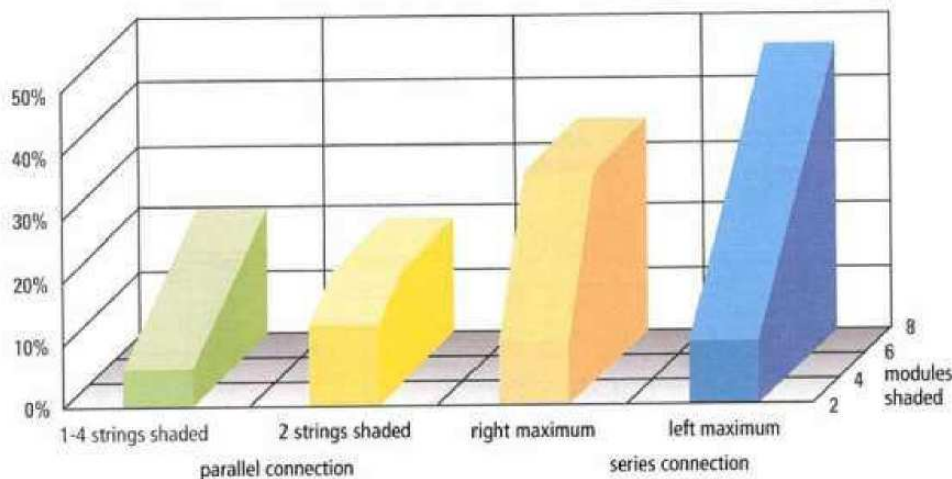


Figure 9. Pertes en alimentation électrique avec différents concepts de connexion [6-8].

6. Ombrage avec des alignements photovoltaïques autonomes

Les alignements photovoltaïques sont fréquemment montés sur des zones plates, comme sur des toits plats ou des zones plates. Ils peuvent être montés horizontalement mais le rendement de la plus haute énergie est atteint quand il y a inclinaison optimale. En Grèce, un angle 30° mène généralement à l'augmentation de 10% en comparaison de l'installation horizontale [11]. En outre, des systèmes horizontaux doivent être

nettoyés plus fréquemment, autrement les pertes importantes peuvent se produire en raison de la salissure.

Pour spécifier l'utilisation d'une zone particulière, le facteur f d'exploitation de zone est employé, qui est défini par le rapport de la largeur b de module à la distance d de ligne de module :

$$f = \frac{b}{d} \quad (4)$$

là où les distances b et d sont indiquées sur la figure 10.

L'équation 4 conduit habituellement à un facteur d'exploitation de zone entre 0 et 1, ou entre 0 et 100%. Un facteur de 100% d'exploitation de zone, cependant, entraînerait l'ombrage mutuel considérable des lignes de module individuel.

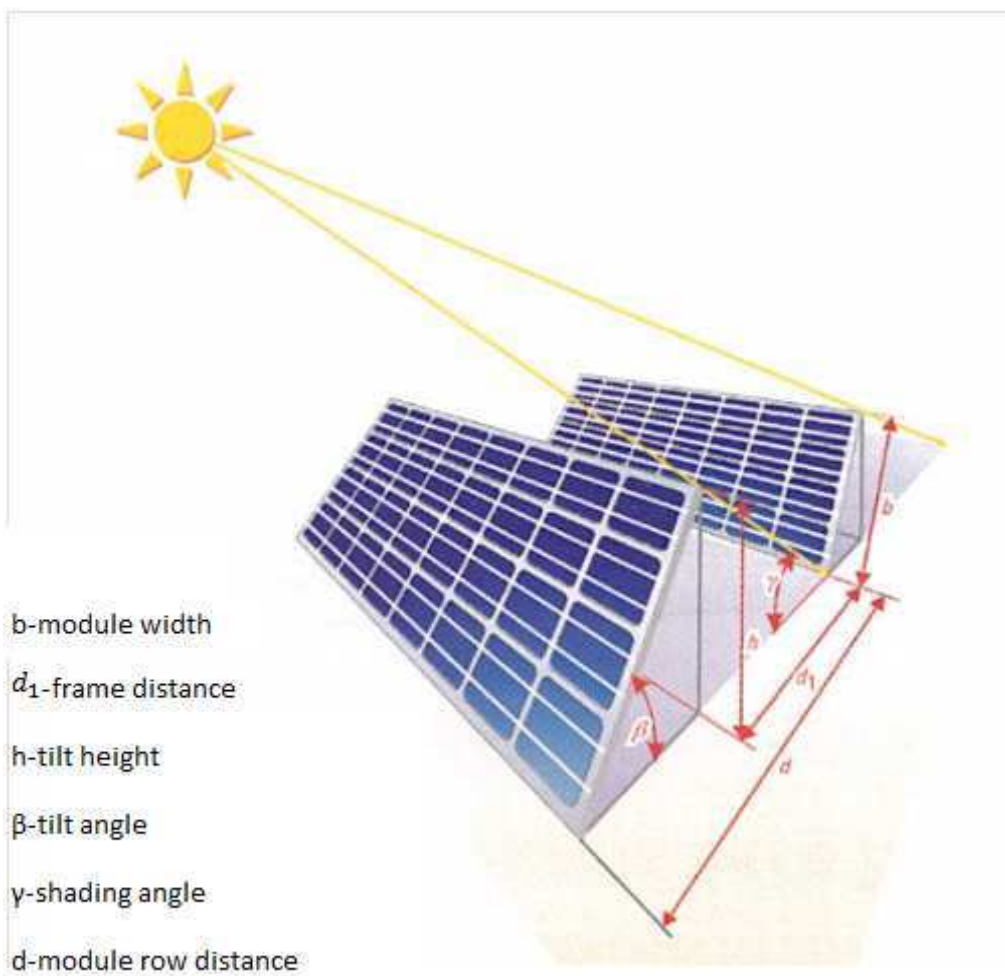


Figure 10. Ombrage avec des alignements photovoltaïques autonomes.

Avec un angle d'inclinaison faible β , il y a moins d'ombrage et la zone peut mieux être exploitée. Le rendement Néanmoins solaire à travers l'année chute alors. Pour Cette Raison, une angle d'inclinaison de 30° est habituellement choisie, aussi bien qu'un facteur d'exploitation de zone de entre 30 pour cent et 40 pour cent. La distance entre les lignes de module dépend des largeurs de module aussi bien que des angles d'inclinaison et d'ombrage par la relation suivante :

$$d = b \times \frac{\sin(180^\circ - \beta - \gamma)}{\sin \gamma} \quad (5)$$

Généralement deux règles empiriques se sont prouvées avec un angle d'inclinaison β de 30° :

1. Pour réduire les pertes : distance $d1 = 6x$ hauteur.
2. Prenant en considération l'exploitation optimale de la zone d'exploitation : la distance $i = 3x$ la largeur de module b .

Les figures 11 et 12 peuvent être employées pour déterminer les pertes d'ombrage [1-5]. De la figure 11 d'abord, parce que d'un angle d'inclinaison particulière et d'un facteur d'exploitation de zone l'angle γ d'ombrage est choisi. Puis, utilisant l'angle γ d'ombrage et l'angle d'inclinaison β sur la figure 12, les pertes d'ombrage peuvent être trouvées.

Par exemple, pour un angle d'inclinaison $\beta=30^\circ$ et d'un facteur d'exploitation de zone de 50%, l'angle $\gamma=24^\circ$ d'ombrage résulte de la figure 11. De l'angle $\gamma=24^\circ$ d'ombrage et de l'angle d'inclinaison $\beta=30^\circ$, les pertes d'ombrage de 12% sont dérivées de la figure 12.

Les pertes de rendement sont également affectées par les autres ombrages de panneau et la conception de connexion du système.

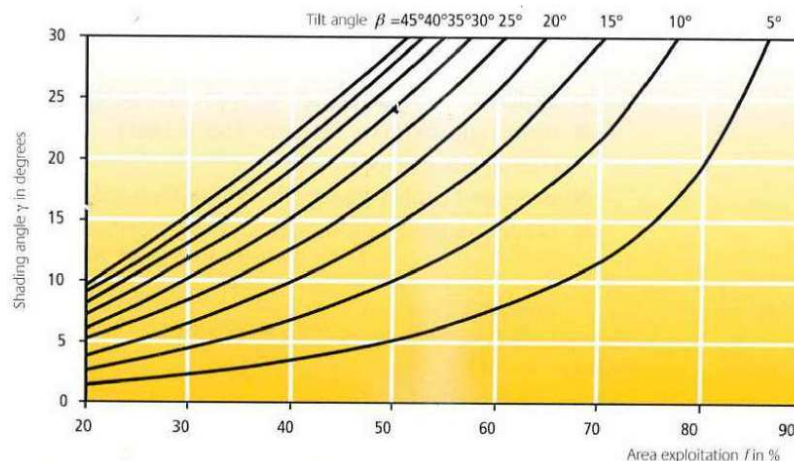


Figure 11. Angle d'ombrage comme une fonction de l'usage du sol f et de l'angle β d'inclinaison β [1-5].

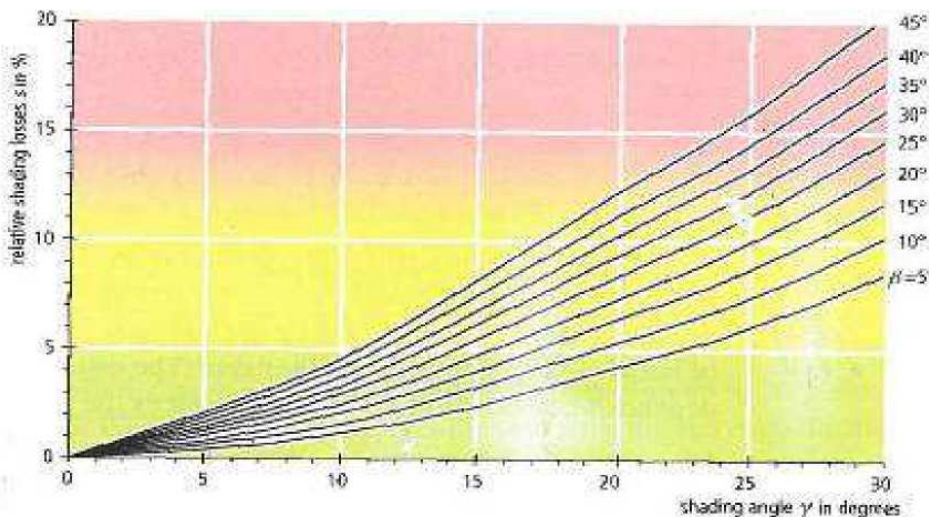


Figure 12. Les pertes d'ombrage en fonction des angles β et γ [1-5].

Liste de contrôle pour l'étude de site

Une liste de contrôle est donnée ci-dessous pour une étude de site d'un système photovoltaïque relié au réseau. Des copies des documents de construction, tels que le plan de situation ou le plan de toit, devraient être obtenues à partir du client si disponibles. Les données suivantes devraient également être marquées sur le croquis ou une copie du plan de situation avec les photographies supplémentaires, s'il y a lieu :

Zone, prenant en considération l'orientation.

Zone Utilisable pour le système photovoltaïque.

Cheminées, antennes et antennes paraboliques sur des bâtiments alentours.

Bâtiments situés à proximité (distance et hauteur approximatives).

Arbres (distance et hauteur approximatives).

Câbles aériens si ceux-ci pourraient ombrager le système PV.

Autres sources d'ombrages.

Liste de contrôle d'un système PV

Nom du client :

Rue, numéro :

Code Postal, ville :

Téléphone :

Fax :

Adresse de chantier de construction :

Zone Disponible : largeur x longueur = _____m²

Éléments Complémentaires :

Cheminée ; Luminosité ; Antenne ; Paratonnerre ; Autre.

Documents Utiles

Plans de Construction

Plan de situation photographie des sections de plan de bâtiment

Plan de Toit

Description du bâtiment


Souhaits du client


Montage au sol : Fondations

Montage en toiture : installation ou intégration

Types de panneaux : mono ou poly-cristallins, amorphes, films minces.

Autres  vœux

 Puissance souhaitée : _____ kWc

 Investissement maximal : _____ €

 Rendement Désiré _____ kWh/m²

Surface maximale : _____ m²

Forme de Toit

Toit Plat

Toit de pignon

Toit à sheds

Matériau de construction du toit

Isolation thermique ?

Distance entre les combles et le toit : _____ m

Accessibilité du toit

Générateur, onduleurs et compteurs de PV

Orientation du générateur PV de 90° (est) à 0° (sud) à +90° (ouest) :

Angle d'Inclinaison de _____° du générateur de PV de 0° (horizontal) à 90° (verticale) : _____°

Paratonnerre ?

Mise à la terre possible ou non ?

Place pour le boîtier commutateur de C.C ?

Où mettre le compteur ?

Connexion au réseau

Lignes et installation

Distance approximative de longueur des câbles entre le générateur PV et la boîte de jonction : _____ m

Distance entre la boîte de jonction de générateur et l'onduleur : _____ m

Distance entre l'onduleur et l'alimentation réseau : _____ m

Emplacement et type d'installation pour les câbles principaux DC

Emplacement et type d'installation pour les câbles AC

Autre

Consommation d'électricité Annuelle ? kW.h/an

La maison est-elle un bâtiment historique ou dans une zone protégée soumise aux Architectes des Bâtiments de France.

References

1. Haselhuhn, R. 2004, *Auswertung von Betriebsdaten der PV-Fassadenanlage am Energieforum Berlin*, DGS, Berlin.
2. Haselhuhn, R. 2005, *Photovoltaik - Gebäude liefern Strom*, Hrsg, BINE - Fachinformationsdienst Karlsruhe, TUV-Verlag, Cologne.
3. Quaschnig, V. 1996, *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*, Verlag Dr. Koster, Berlin.
4. Quaschnig, V, 2000, *Systemtechnik einer Klimavertraglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*, VDI Verlag, pp. 40-50.
5. Quaschnig, V., Grochowski A., and Hanitsch R., 1998, *Untersuchungen von Alterungserscheinungen bei Photovoltaik - Modulen an der TU-Berlin*, Technische Univeritat Berlin, Berlin.
6. Siegfriedt, U., 1999, *Optimierung von abgeschatteten Solargeneratoren bei Netzeinspeisung*, Diplomarbeit TU-Berlin Fachbereich Elektrotechnik, Berlin.
7. Siegfriedt, U, 2000, '*Solarmodule richtig verschalten - Leistungsverluste bei verschatteten Solarstromanlagen verringern*', Fachartikel Sonnenenergie 4.
8. Siegfriedt, U. and Slickers, G., 2001, Vergleich des solaren Ertrages von nachgeführten und feststehenden PV- Anlagen, Fachbeitrag zum DGS- Workshop- Betriebsergebnisse von Photovoltaikanlagen, DGS, Berlin.
9. Freitag, O. and Weber, U A, 2000, *Systematische Untersuchungen zur Abschattungsproblematik von PV-Generatoren mit ihren Auswirkungen auf den Energieertrag*, Beitrag zum 12', Internationale Sonnenforum 2000 der DGS, Berlin.
10. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), *Planning & Installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers*, second edition.
11. CRES, 2009, "*Guidelines for installation of building integrated PV systems*"