



HAL
open science

Estimation de production des installations PV pour différentes inclinaisons basée sur un modèle d'ensoleillement

Michaël Bressan

► **To cite this version:**

Michaël Bressan. Estimation de production des installations PV pour différentes inclinaisons basée sur un modèle d'ensoleillement. La Revue 3E.I, 2014, 3EI 2014-77, 77, <https://www.see.asso.fr/en/node/11096>. hal-01077761

HAL Id: hal-01077761

<https://hal.science/hal-01077761>

Submitted on 27 Oct 2014

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Estimation de production des installations PV pour différentes inclinaisons basée sur un modèle d'ensoleillement

Michael BRESSAN

CNRS-LAAS, 7 Avenue du Colonel Roche, BP 54200, 31031Toulouse, France.

michael.bressan@laas.fr

Résumé : De nouveaux producteurs d'énergie électrique provenant de sources photovoltaïques (allant de fermes photovoltaïques pouvant constituer des micro-réseaux aux particuliers ayant quelques m² en toiture) apparaissent désormais dans le mix énergétique des réseaux de distribution électrique et doivent être pris en compte par les gestionnaires de réseau afin de continuer à garantir une qualité de l'électricité distribuée [16], [17]. La qualité du productible, les performances de l'installation photovoltaïque dans son ensemble et le prévisionnel de puissance instantanée heure par heure sont désormais des éléments clés permettant de mieux gérer ce type de source. Cela permet également d'en définir la rentabilité, les perturbations occasionnées, la durée de vie et les choix d'utilisation locale. Au laboratoire LAAS-CNRS à Toulouse, un bâtiment appelé ADREAM, présente une surface photovoltaïque de 720 m² composée de 4 champs de différentes inclinaisons avec une puissance totale de 100kWc. Les performances de ce champ expérimental complexe sont mesurées toutes les minutes. Associée aux données météo locales, l'énergie produite mesurée peut y être évaluée en quantité et qualité à chaque instant. Afin d'estimer le productible total de ces installations, il est essentiel d'évaluer l'ensoleillement que reçoit le champ PV en fonction de leurs inclinaisons et spécificités. Pour s'affranchir de l'utilisation de multiples capteurs, nous avons développé un modèle d'ensoleillement global tenant compte de l'environnement proche. A partir de l'ensoleillement global horizontal mesuré, nous avons estimé l'ensoleillement global que reçoit le champ PV pour une inclinaison et pour une orientation choisies. Les performances de ce modèle ont fait l'objet de comparaisons avec plusieurs modèles issus de la littérature, eux-mêmes testés et évalués en parallèle à partir des mesures effectuées sur le site d'ADREAM pour des inclinaisons différentes et sous différentes conditions météorologiques. Ce papier résume les principaux résultats obtenus à ce jour sur la modélisation du gisement solaire à laquelle nous avons aboutie.

1. Introduction

Avec la diminution des énergies fossiles, plusieurs sources d'énergies renouvelables sont désormais en plein essor comme par exemple l'énergie photovoltaïque (PV) qui fait l'objet de programmes de déploiements dans le cadre européen des « 3x20 ». Désormais, cette source d'énergie fait l'objet de très nombreuses installations se connectant principalement sur la partie réseau BT mais également de plus en plus d'entre elles de par les niveaux de puissance pouvant même se connecter en HTA et HTB. Au cours de ces dernières années, cette source a reçu beaucoup d'attention pour devenir une production d'électricité d'à point sur les bâtiments et permettre l'évolution de diverses réglementations dans le secteur des bâtiments basse consommation mais également à une toute autre échelle pour constituer des fermes photovoltaïques de plusieurs mégawatts. Quelle que soit la finalité, l'architecture d'un système PV raccordée au réseau est composée d'un générateur PV qui produit un courant, une tension et une puissance électriques continus (IDC, VDC, PDC) issus de groupements de panneaux. Ces paramètres varient en fonction de l'environnement proche et lointain de l'installation (ensoleillement, inclinaison et température, infrastructures). Les convertisseurs statiques, éléments

indispensables de la chaîne de production PV, permettent d'extraire d'une part, la puissance maximale issue du générateur PV à l'aide d'algorithmes dédiés (MPPT), et d'autre part transformer l'électricité continue en puissance alternative (PAC) pour la réinjecter sur le réseau ou permettre une utilisation directe en fonction des applications. Il reste toutefois difficile aujourd'hui d'en connaître les performances en condition réelle tout au long de la durée de vie de la centrale photovoltaïque. Pour évaluer et analyser les performances d'une installation PV, de nombreuses études [1], [2], [3] utilisent la méthode nommée « méthode de l'indice de performance IEC61724 ». Plusieurs modèles, basés sur cette méthode, prennent en compte différents indicateurs comme le productible solaire final, le productible de référence et le productible du champ. Ainsi le ratio de performances des installations solaires photovoltaïques est calculé à partir du rapport du productible final sur le productible de référence. Une bonne installation présente un ratio de performances se situant aux alentours de 0.6 à 0.8 [4]. Le productible de référence se calcule à partir de l'ensoleillement estimé que reçoit le champ PV pour des inclinaisons quelconques. Généralement, cette

estimation d'ensoleillement est calculée à partir de données météorologiques relevées par satellite. La mise en place de nombreux capteurs de mesures suivant l'inclinaison est a priori nécessaire. Cela nécessite une infrastructure coûteuse y compris sur le stockage des données. Pour respecter les contraintes économiques et pour s'affranchir de l'utilisation de capteurs supplémentaires, plusieurs méthodes cherchent à estimer le plus précisément possible l'ensoleillement que reçoit un champ PV d'inclinaison et d'orientation quelconques. Ces méthodes s'exécutent principalement, à partir de l'ensoleillement global horizontal mesuré. Nous pouvons ainsi citer de nombreuses études [5], [6], [7] et [8] qui permettent de prédire l'ensoleillement global que reçoit le champ PV pour une inclinaison quelconque à partir de l'ensoleillement global horizontal. Par exemple, l'étude menée par Notton [5] compare les performances de différents modèles existants de la littérature en les expérimentant pour sa localisation géographique à Ajaccio. L'erreur quadratique moyenne ou erreur RMSE (Root mean square error) est un des critères de comparaison utilisé dans cette étude. Cette erreur est définie par la relation suivante :

$$Err = \frac{\left[\frac{\sum_{i=1}^N (y_i \times x_i)^2}{N} \right]^{\frac{1}{2}}}{\bar{x}} \quad (1)$$

Avec :

- y_i : la valeur d'ensoleillement estimée
- x_i : la valeur d'ensoleillement mesurée
- N : nombre de mesures d'acquisition d'ensoleillement
- \bar{x} : nombre de mesures d'ensoleillement sur une période

Ce critère ne suffit cependant pas pour choisir un des modèles selon les lieux géographiques et leurs utilisations. En effet, par exemple, des modèles ne tiennent pas compte du rayonnement diffus et se concentrent uniquement sur le calcul du rayonnement direct [6], [12], [13]. D'autres modèles tiennent compte du rayonnement diffus et le résultat obtenu est alors combiné avec d'autres modèles pour calculer l'ensoleillement global pour une surface inclinée [7], [15]. Cependant, la précision de l'ensemble reste difficile à connaître. Il est ainsi difficile d'effectuer un choix judicieux de modèles pouvant être utilisés dans une installation afin d'en évaluer les performances.

L'exemple du tableau 1, issu de [5] montre l'estimation de l'erreur quadratique de plusieurs Modèles afin de permettre d'effectuer une première comparaison.

Nous remarquons d'après cette étude que la combinaison de deux modèles, calculant le rayonnement diffus et le rayonnement direct pour estimer l'ensoleillement pour une surface inclinée s'avère la méthode la plus précise surtout comparée aux modèles ne prenant en compte que les angles d'incidences.

Malgré tout, il nous a paru impossible d'effectuer un choix pour l'estimation du productible du bâtiment ADREAM sans aller plus loin dans l'évaluation des performances de plusieurs modèles. Nous présentons dans cet article les principaux résultats obtenus dans cette étude comparative. Pour cela, plusieurs d'entre eux ont fait l'objet d'une étude comparative plus précise à partir des données expérimentales recueillies à ce jour sur le bâtiment ADREAM.

2. Description des installations PV du laboratoire LAAS-CNRS

Le laboratoire CNRS-LAAS, situé à Toulouse a inauguré en Juillet 2012 un bâtiment expérimental nommé ADREAM (Architectures Dynamiques Reconfigurables pour systèmes Embarqués Autonomes Mobiles) [14]. Il est dédié à l'optimisation énergétique d'un bâtiment et des smart-grids et à l'intelligence ambiante, c'est-à-dire aux objets communicants de demain (véhicules, robots compagnons, mobilier, vêtement, réseaux). Grâce à ce bâtiment, le LAAS-CNRS a ainsi renforcé ses moyens expérimentaux et s'est doté d'une nouvelle plate-forme expérimentale entièrement intégrée dans le bâtiment, lui-même objet d'expérience (plus de 7000 capteurs répartis constituant une base de données très riche en évolution au fur et à mesure des expériences).

Du point de vue photovoltaïque, les puissances crêtes du site sont suffisamment représentatives pour un démonstrateur en grandeur réelle et pour effectuer des validations expérimentales en temps réel [14] Ce bâtiment est composé d'une surface photovoltaïque de 720 m² constituée de différents champs (toiture, murs, fenêtres, mini-ferme PV, façade semi-transparente) d'une puissance totale installée de 100kWc. La figure 1 montre une vue globale du bâtiment ADREAM.

Tableau 1 : Synthèse des erreurs évaluées de type quadratiques pour les travaux de Notton à Ajaccio

Modèles	Klucher [7] /Climed2 [15]	Olmo [6]	Jimenez [12]	Circum Solar [13]
Erreur (RMSE)	11%	12%	20%	15%



Figure 1: Bâtiment ADREAM, LAAS-CNRS, Toulouse

Les installations PV du bâtiment ADREAM peuvent être décomposées en trois zones comme le montre la figure 2. La première zone constitue la façade du bâtiment avec une puissance de 38kWc représentée sur la figure 3. La puissance unitaire des modules est de 529Wc. Cette installation, orientée plein sud avec une inclinaison de 65°, a une surface approximative de 330m² et est constituée de 50% de modules bi-verre, et de 50% de modules bi-verre isolés, avec lame d'air, équipés de cellules en silicium cristallin.

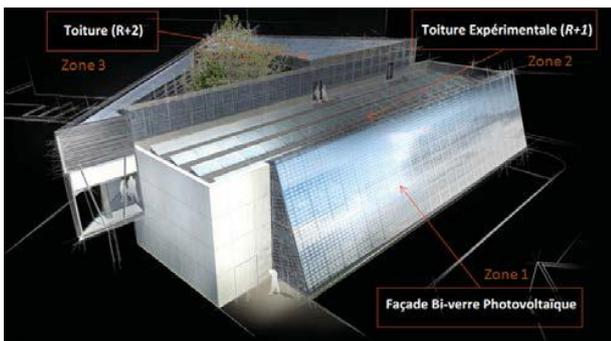


Figure 2: Vue d'ensemble du bâtiment ADREAM avec les trois zones de représentés



Figure 3: Façade semi-transparente photovoltaïque de 36kWc, orientée plein Sud du bâtiment ADREAM

La deuxième zone est constituée d'une toiture expérimentale ayant une puissance totale installée de 35kWc et représentée sur la figure 4. Elle se décompose en trois champs : une toiture de 19.2kWc avec des modules verre-tedlar en silicium cristallins à inclinaison réglable de 0° à 90° et de puissance unitaire de 250Wc. Une façade tri-verre avec une puissance installée de 2.1kWc avec des modules de puissance unitaire 529Wc

et pour finir un bardage verre-tedlar avec une puissance installée de 13.4kWc avec des modules en silicium cristallins de puissance unitaire de 250Wc et de supports fixes à 90°.



Figure 4: Terrasse expérimentale de 35 kWc, située au R+1 du bâtiment ADREAM

La troisième zone correspond à l'installation située sur le toit, appelée toiture "R+2" et représentée sur la figure 5. La puissance totale installée est de 24kWc et est composée de modules en verre-tedlar en silicium cristallins de puissance unitaire de 250Wc. Son inclinaison est fixe à 10°.



Figure 5: Toiture du bâtiment ADREAM située au dernier étage

Le tableau 2 présente la puissance, le type et les équipements utilisés des différentes installations photovoltaïques de ce site expérimental.

Une station météo est située au sommet du bâtiment. Elle permet de mesurer l'ensoleillement global horizontal, la température ambiante, la pression atmosphérique, la vitesse du vent. Globalement, étant donnée la complexité de ce bâtiment et des différents champs PV, un grand nombre de capteurs est nécessaire pour en évaluer les performances. Pour éviter cela et répondre aux contraintes économiques, nous avons souhaité faire appel à des modèles d'estimation de productible quelle que soit l'inclinaison.

Avant tout, il a été nécessaire d'en évaluer les performances.

Tableau 2 : Liste du matériel qui constitue les installations photovoltaïques d'ADREAM

Champ	Puissance	Modules	Onduleurs
Façade	38kWc	Bi-verre 529Wc	6 x 5 kW SMA
			3 x 2.1 kW SMA
Toiture Expérimentale + Bardage	35kWc	TE2200 250Wc	4 x 2.5 kW TENESOL
			1 x 5kW TENESOL
			1 x 3.3 kW TENESOL
			2 x 6 kW SMA
			1 x 2.1 kW SMA
Toiture « R+2 »	24kWc	TE2200 250W	3 x 5 kW TENESOL
			3 x 2.5 kW TENESOL

Nous avons choisi ceux permettant d'estimer l'ensoleillement que reçoivent ces champs PV pour différentes inclinaisons à partir de la mesure de l'ensoleillement global horizontal [5]. Notre objectif a été de pouvoir estimer à chaque instant le productible de nos installations [4]. La connaissance du fonctionnement des installations PV est en effet essentielle pour renseigner l'utilisateur de son état à chaque instant.

3. Modèle d'ensoleillement pour une surface inclinée

Théoriquement, lorsque les capteurs photovoltaïques reçoivent un rayonnement direct perpendiculaire à leur surface active effective, ils fournissent leur maximum de puissance. Or, sur des installations fixes dans le milieu urbain ou sur support fixe, ce n'est pratiquement jamais le cas car la position du soleil varie en fonction de l'heure de la journée et en fonction des saisons. Il est alors difficile de connaître précisément le productible réel des différentes installations PV du bâtiment en fonction du rayonnement réellement reçu et en n'ayant uniquement que la mesure de l'ensoleillement horizontal. Pour des contraintes économiques, la solution de disséminer des capteurs d'ensoleillement suivant l'inclinaison des champs est trop complexe et coûteuse. Nous avons donc cherché à développer un modèle permettant d'estimer l'ensoleillement pour une surface inclinée à partir d'une seule mesure (figure 6).

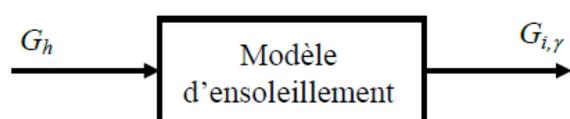


Figure 6 : Paramètres d'entrées et de sortie du modèle d'ensoleillement

G_h , représente ainsi l'ensoleillement global horizontal mesuré et $G_{i,\gamma}$, l'ensoleillement pour une surface inclinée estimée.

Pour que nous puissions effectuer des comparaisons, nous avons effectué plusieurs séries de mesures pour établir les liens physiques et les intégrer à chacun des modèles de la littérature. Ces mesures ont permis également de vérifier la précision du nouveau modèle

élaboré. Sur la figure 7 (a), nous présentons des exemples de relevés effectués sur le site d'ADREAM pour une journée pour un ciel « très nuageux » et sur la figure (b), ceux pour un ciel « partiellement nuageux ». Nous avons effectué des mesures à l'aide de deux capteurs d'ensoleillement (Spektron 320) de chez Tritec. Ces capteurs ont été déployés au niveau de l'installation du R+1 du bâtiment et ont été inclinés de la même façon que le champ PV. La période d'acquisition s'est effectuée sur 5 jours pour cette étude. Pour la figure 7, les mesures d'ensoleillement sont effectuées pour une surface inclinée de 20° et pour une surface horizontale. Nous avons choisi la mesure de l'ensoleillement global horizontal comme référence car cela représente la référence d'entrée de la plupart des modèles. Par rapport à la littérature, nous nous sommes focalisés sur l'étude des modèles permettant de déduire l'ensoleillement reçu sur une surface d'inclinaison quelconque afin d'en connaître la précision pouvant en être obtenue.

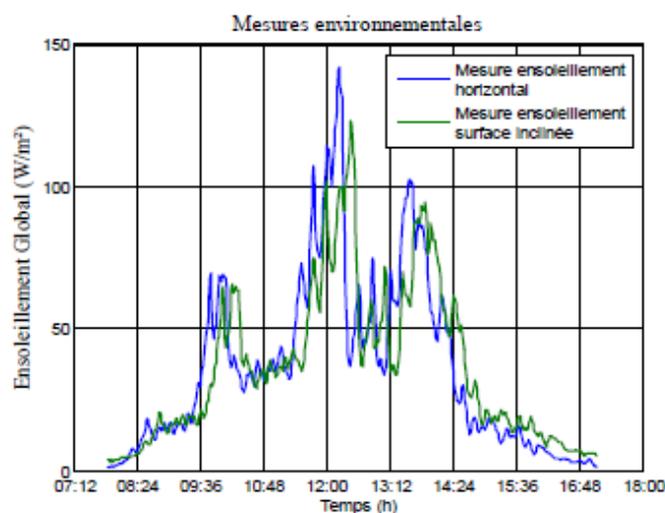


Figure 7 (a) : Mesures ensoleillement ciel « très nuageux » (16/11/2013)

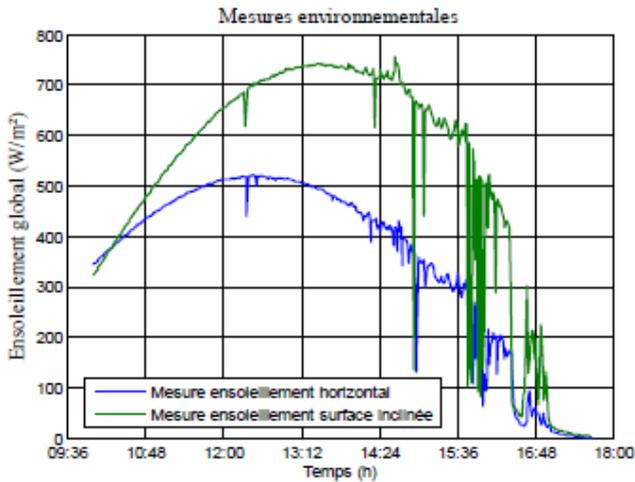


Figure 7(b) : Mesure ensoleillement ciel « partiellement nuageux » (12/11/2013)

En comparant les résultats de ces mesures avec les résultats estimés obtenus à l'aide des modèles [9], [10], [12], [13], [6], [11], nous pouvons en déduire les précisions respectives de modélisation selon le type d'ensoleillement et ce qu'il resterait à améliorer pour se doter d'une modélisation suffisamment précise pour en faire un outil d'évaluation du productible. Nous détaillons dans le paragraphe 3 les différentes équations utilisées, les phénomènes pris en compte et les résultats obtenus pour plusieurs modèles. Cela est en effet nécessaire pour mieux connaître le degré de représentativité des phénomènes physiques pris en compte et les réelles précisions obtenues.

3.1 Modèle de Bernard

Le modèle développé par Bernard and all [9] fait partie de ceux estimant l'ensoleillement pour une surface d'inclinaison et d'orientation quelconques à partir de l'ensoleillement mesuré horizontalement permettant ainsi l'économie de plusieurs capteurs. Pour mieux comprendre les équations mises en oeuvre et les calculs effectués par ce modèle, nous représentons graphiquement sur la figure 8, les différents angles pour une surface inclinée éclairée par le soleil (I) :

Premièrement, le modèle de Bernard a besoin de calculer la position du soleil. Cela passe par le calcul de la hauteur (h) et de l'azimut (a) en fonction de la déclinaison (δ), de l'angle horaire (ω), de la latitude (φ) :

$$\cosh \cdot \sin a = \cos \delta \cdot \sin \omega$$

$$\cosh \cdot \cos a = \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \sin \varphi - \sin \delta \cdot \cos \varphi \quad (2)$$

$$\sinh = \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \varphi + \sin \delta \cdot \sin \varphi$$

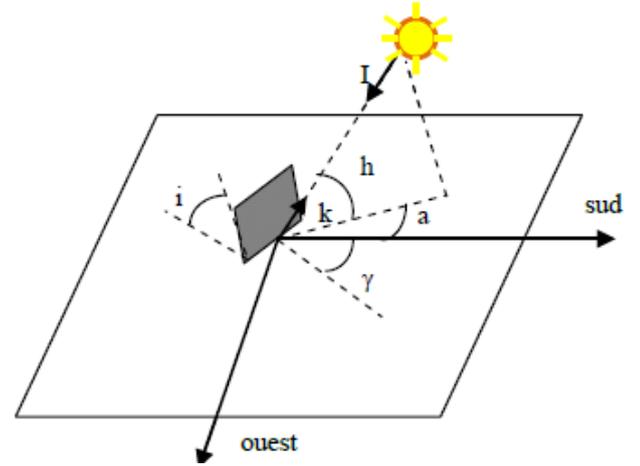


Figure 8 : Définition des angles pour une surface plane élémentaire éclairée par le soleil

Une fois cette étape effectuée, le modèle de Bernard calcule l'ensoleillement direct horizontal :

$$S_h = 1353 \cdot \left(1 + 0,034 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot (n - 2,72)}{365,25} \right) \right) \cdot \sin h \quad (3)$$

La dernière étape dans le calcul de l'ensoleillement global incliné consiste à identifier les rapports d'éclairement existants. Les mesures expérimentales de l'éclairement solaire sont le plus souvent effectuées pour des surfaces horizontales. Pour connaître, à partir de ces mesures, l'éclairement sur une surface d'inclinaison et d'orientation quelconque ($G(i, \gamma)$), il est nécessaire d'introduire une caractéristique appelée « rapport d'éclairement ».

Pour le rapport de l'éclairement direct nommé (R_s), il peut être calculé en fonction de l'inclinaison (i), l'azimut (a), la hauteur (h) et l'orientation (γ). De même le rapport de l'éclairement global (R_g) est calculé à partir de l'ensoleillement direct horizontal calculé (S_h), l'ensoleillement global mesuré (G_h), l'albédo du sol (alb), l'inclinaison (i) et le rapport d'éclairement direct (R_s). Ainsi :

$$R_s = \frac{\sin i \cdot \cos(a - \gamma)}{\tan h} + \cos i$$

Et (4)

$$R_g = \left(R_s - \frac{1 + \cos i}{2} \right) \frac{S_h}{G_h} + \frac{1 + \cos i}{2} + \left(\frac{1 - \cos i}{2} \right) \cdot alb$$

Le calcul de l'ensoleillement pour une surface d'inclinaisons et d'orientations quelconques est alors

$$G(i, \gamma) = R_g \times G_h \quad (5)$$

A partir des mesures expérimentales (figure 7) et par comparaison avec l'ensoleillement global incliné mesuré, nous obtenons les résultats décrits sur la figure 9 qui illustrent la précision du modèle de Bernard pour une inclinaison de 20° et une orientation de 45°:

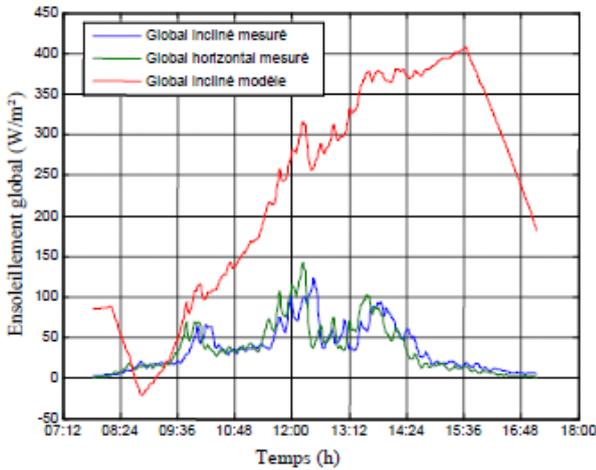


Figure 9 (a) : Mesures/ Modèle ensoleillement ciel « très nuageux »

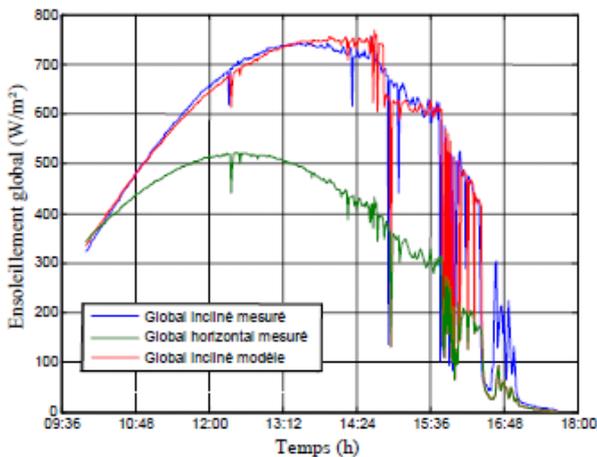


Figure 9 (b) : Mesures/Modèle ensoleillement ciel « partiellement nuageux »

Nous pouvons constater que pour le cas « ciel très nuageux », le modèle de Bernard ne suit pas du tout la mesure. D'après le calcul de l'erreur RMSE pour le modèle de Bernard avec les données expérimentales d'ADREAM, l'erreur quadratique pour le cas « ciel partiellement nuageux » est estimée à 17%. Par contre, pour le cas « ciel très nuageux », le modèle s'avère non adapté à ce type d'ensoleillement. En fait, dans le modèle de Bernard, le calcul du rayonnement direct (S_h) s'effectue pour un ensoleillement très clair sans facteur d'atténuation. Or, le rayonnement direct est pratiquement nul pour un ciel très nuageux. En proportion, l'ensoleillement diffus devient majoritaire dans ces conditions. Par conséquent, ce modèle ne tenant pas vraiment en compte l'ensoleillement diffus, il ne peut représenter l'ensoleillement pour un ciel « très nuageux ». Globalement, nous pouvons illustrer ces phénomènes physiques en figure 10 montrant que l'ensoleillement est

en réalité constitué à partir de trois types de rayonnement dont le pourcentage varie en fonction des données météo et de l'environnement proche de l'installation.

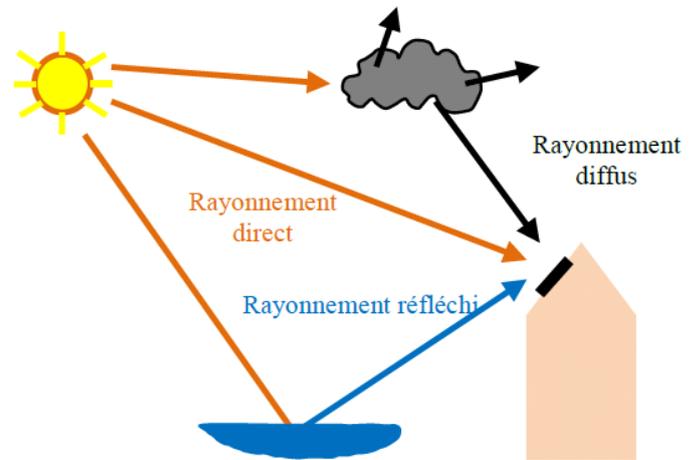


Figure 10 : Représentation des différents rayonnements solaires terrestres reçus sur une installation donnée

3.2 Modèle Capderou

Le modèle Capderou [10] reprend pratiquement les mêmes équations que celles présentées précédemment. Par contre, pour le calcul de l'éclairement direct horizontal, un facteur d'atténuation représentant la qualité de l'air est pris en compte tel que :

$$S_h = 1353. \left(1 + 0,034. \cos \left(\frac{360.(n - 2,72)}{365,25} \right) \right) . \sin h . e^{-m_A \delta_R}$$

$$m_A = \frac{P_{am}}{101325 \sin \sin(h) + 9,40 \times 10^{-4} \sin \sin(h) + 0,0678}^{-1,253}$$

$$\delta_R = \frac{1}{9,4 + (0,9.m_A)} \quad (6)$$

Avec

- m_A : la masse d'air d'optique (masse atmosphérique)
- δ_R : le coefficient de Rayleigh

Ce modèle cherche en effet à tenir compte d'une mesure supplémentaire qu'est la pression atmosphérique afin d'estimer la masse d'air optique. Ce paramètre s'avère intéressant car il renseigne sur le taux d'opacité du ciel. Nous appliquons au modèle de Capderou les mesures d'ensoleillement de la figure 7 et nous obtenons la figure suivante.

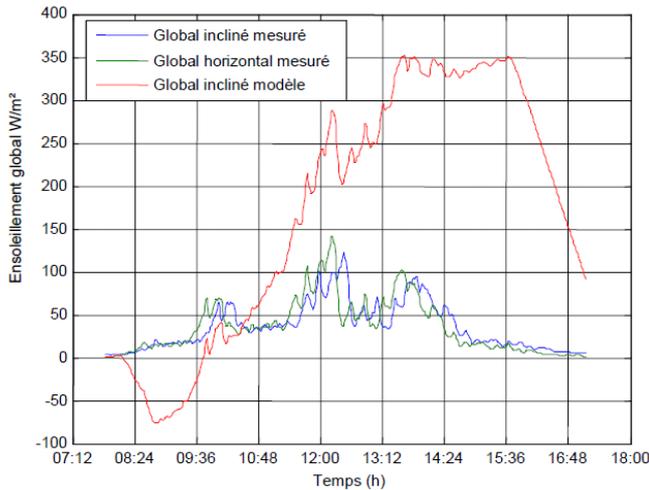


Figure 11 (a) : Mesure/ Modèle ensoleillement ciel « très nuageux »

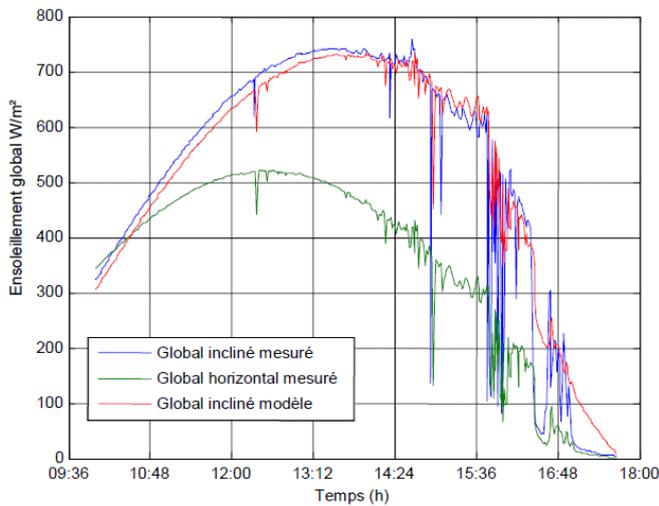


Figure 11 (b) : Mesure/Modèle ensoleillement ciel « partiellement nuageux »

Pour le cas de la figure 11(b), avec le facteur d'atténuation pris en compte, l'erreur quadratique s'est améliorée et est évaluée à 13,36%. Par contre, le constat reste toutefois le même que pour le modèle de Bernard concernant le cas d'ensoleillement très nuageux. Ce modèle passe par le calcul de l'ensoleillement direct horizontal comme le modèle précédemment et malgré le facteur d'atténuation, la modélisation d'un « ciel très nuageux » n'était pas dans les exigences de ce travail.

3.3 Modèle HDKR

Un autre modèle appelé HDKR (Hay, Davies, Klucher, Reindl) [11], nous a semblé intéressant car contrairement aux deux premiers, il cherche à évaluer le rayonnement diffus. Pour cela, il propose de calculer le rayonnement diffus horizontal (D_h) à partir du rayonnement direct horizontal (S_h). L'estimation de l'ensoleillement pour une surface inclinée ($G(i,\gamma)$) est alors obtenue dans ce modèle par l'équation suivante :

$$G(i, \gamma) = (S_h + D_h \cdot \tau_s) R_s + D_h (1 - \tau_s) \frac{1 + \cos i}{2} \times \dots \left(1 + \sqrt{\frac{S_h}{G_h}} \sin^3 \frac{i}{2} \right) + G_{n.alb} \frac{1 - \cos i}{2} \quad (7)$$

Sur la figure 12, nous illustrons les résultats du modèle HDKR pour les mesures de la figure 7.

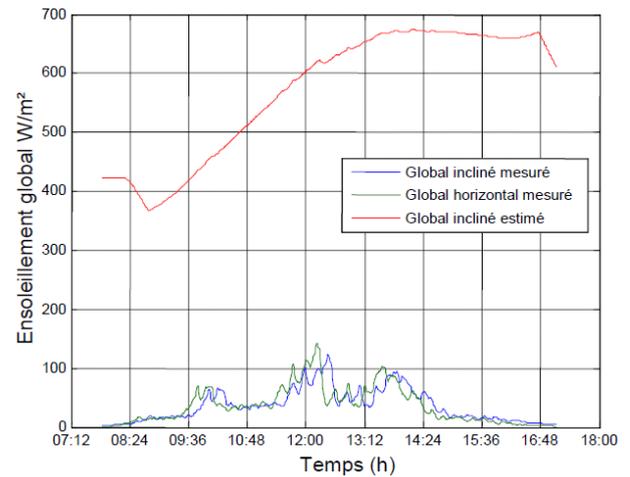


Figure 12 (a) : Mesure/ Modèle ensoleillement ciel « très nuageux »

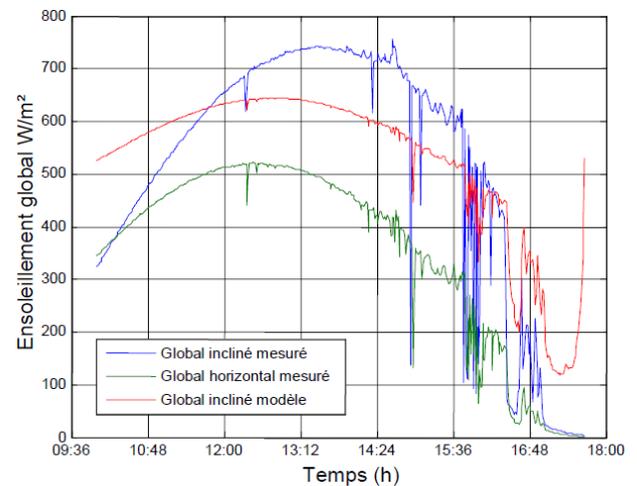


Figure 12 (b) : Mesure/Modèle ensoleillement ciel « partiellement nuageux »

Le fait de rajouter une composante supplémentaire dans le calcul du modèle et notamment le rayonnement diffus devrait permettre a priori d'obtenir des résultats plus cohérents avec les mesures dans le cas du ciel « très nuageux ». Or, dans notre cas, nous pouvons constater sur la figure 12 (a) que le modèle ne correspond pas aux mesures. Pire, pour la figure 12 (b), nous perdons en précision par rapport aux deux premiers modèles avec une erreur quadratique de 35%.

3.4 Modèle de Olmo

Le modèle de Olmo [6] prend lui en compte l'indice de clarté (K_t). Contrairement aux autres modèles, il s'affranchit du calcul du rayonnement direct horizontal en calculant l'angle d'incidence pour un plan incliné (Ψ) et le calcul de l'angle d'incidence pour un plan horizontal (Ψ_z). Ces angles se calculent toujours par rapport à la position du soleil c'est-à-dire en fonction de la hauteur (h) et de l'azimut (a). Un facteur de réflexion est alors calculé en fonction de l'albédo du sol et de l'angle d'incidence (Ψ). La relation de l'ensoleillement global ($G(i,\gamma)$) proposée par Olmo sur une surface inclinée est alors la suivante :

$$G(i,\gamma) = G_h \cdot e^{-K_t(\Psi^2 - \Psi_z^2)} \cdot \left(1 + alb \cdot \sin \frac{\Psi}{2}\right) \quad (8)$$

Nous illustrons, dès lors, les performances du modèle de Olmo avec les mesures d'ensoleillement de la figure 7. Nous constatons sur la figure 13 (a) que le modèle suit la mesure de l'ensoleillement horizontal et non pas celle pour la surface inclinée. Le décalage temporel n'est en fait pas pris en considération. L'erreur quadratique entre le modèle et la mesure est évaluée à 58% dans ces conditions. Sur la figure 143 (b), pour un ciel partiellement nuageux, nous avons une erreur quadratique estimée à 15% pouvant être comparée aux deux premiers modèles. Ce modèle peut ainsi correspondre à nos attentes si nous arrivons à résoudre la question du décalage temporel sur la mesure du ciel « très nuageux ».

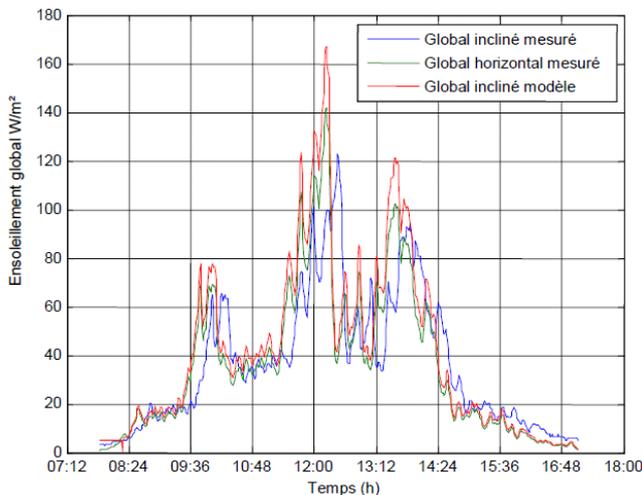


Figure 13 (a) : Mesure/Modèle ensoleillement ciel « très nuageux »

Les modèles de Jimenez [12] et de Circum Solar [13] sont proches du modèle de Olmo. Nous sommes en cours d'évaluation de leurs performances. Toutefois, pour le site d'ADREAM, nous avons décidé d'utiliser la même démarche de calcul que le modèle HDKR pour évaluer le rayonnement diffus pour une surface horizontale. En combinant ce résultat à deux modèles existants effectuant

des calculs précis de rayonnement direct, nous pensons obtenir de meilleurs résultats.

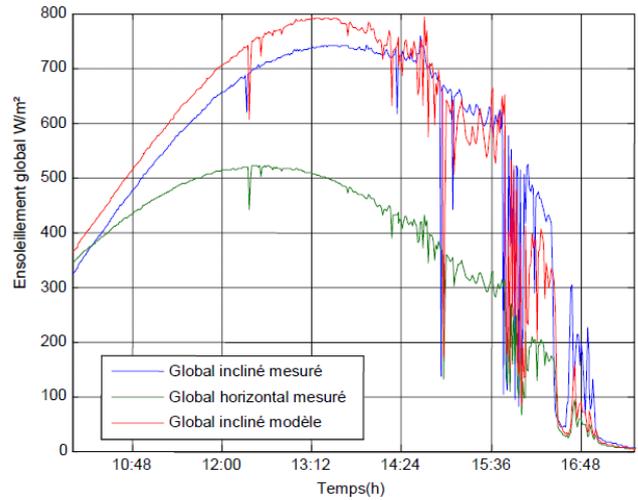


Figure 13 (b) : Mesure/Modèle ensoleillement ciel « partiellement nuageux »

3.5 Modèle Climed2/Klucher

Les modèles présentés précédemment prenant en compte soit le rayonnement direct horizontal, soit les angles d'incidences, ne correspondaient pas à nos attentes. Dans l'étude de Notton [5], nous avons repéré que la combinaison des deux modèles Klucher [7] et Climed2 [15] présente l'erreur quadratique la plus faible soit de 11% pour les données d'ensoleillement d'Ajaccio sur un an.

Le modèle Climed2 [15] permet de calculer le rayonnement diffus pour une surface horizontale. A partir de la mesure de l'ensoleillement global horizontal, il déduit l'indice de clarté établi par la relation suivante :

$$M_T = \frac{G_h}{I = 1367 \left(1 + 0,0033 \cdot \cos \left(\frac{360n}{365}\right)\right) \cdot \sin h} \quad (9)$$

Cet indice est calculé par rapport à la référence d'ensoleillement. Ainsi, suivant la valeur de l'indice, le rayonnement diffus horizontal peut être estimé :

$$D_h = (0,995 - 0,08 \cdot M_T) \cdot G_h$$

si $M_T \leq 0,21$

$$D_h = (0,724 + 2,738M_T - 8,32M_T^2 + 4,967M_T^3) \cdot G_h$$

Si $0,21 \leq M_T \leq 0,76$

$$D_h = 0,180 \cdot G_h$$

Si $M_T > 0,76$ (10)

Le rayonnement diffus pour une surface inclinée se calcule à l'aide d'une fonction de modulation qui permet de déterminer l'ampleur des effets d'un ciel clair en fonction de la mesure d'ensoleillement :

$$F = 1 - \frac{D_h}{G_h} \quad (11)$$

Dès lors, le rayonnement diffus pour une surface inclinée et pour une orientation en fonction des angles d'incidence et zénithal est donné par l'équation suivante :

$$D_{i,\gamma} = D_h \left[0,5 \left(1 + \cos \left(\frac{i}{2} \right) \right) \right] \cdot \left[1 + F \cdot \sin^3 \left(\frac{i}{2} \right) \right] \times \dots \quad (12)$$

$$\dots \left[1 + F \cdot \cos^2(\theta) \cdot \sin^3(\theta_z) \right]$$

Avec :

- θ : L'angle d'incidence
- θ_z : l'angle zénithal

Les angles d'incidence (θ) et zénithal (θ_z) sont calculés en fonction de l'azimut (a), la hauteur (h), l'inclinaison (i) et l'orientation (γ). Ensuite, nous connaissons la relation liant les trois rayonnements :

$$G = S + D \quad (13)$$

Iqbal [13] propose une relation permettant de calculer le rayonnement global pour une surface inclinée à partir de la relation (13) en y ajoutant le rayonnement réfléchi en fonction de l'albédo du sol et l'inclinaison.

$$G_{i,\gamma} = S_{i,\gamma} + D_{i,\gamma} + 0,5 \cdot G_h \cdot alb(1 - \cos i) \quad (14)$$

Avec :

- G_i : Ensoleillement estimé pour une surface inclinée
- $S_{i,\gamma}$: Rayonnement direct pour une surface inclinée
- $D_{i,\gamma}$: Rayonnement diffus pour une surface inclinée
- G_h : Ensoleillement horizontal mesuré
- alb : albédo du sol

Les résultats obtenus avec les mêmes mesures que précédemment sont illustrés sur la figure 14.

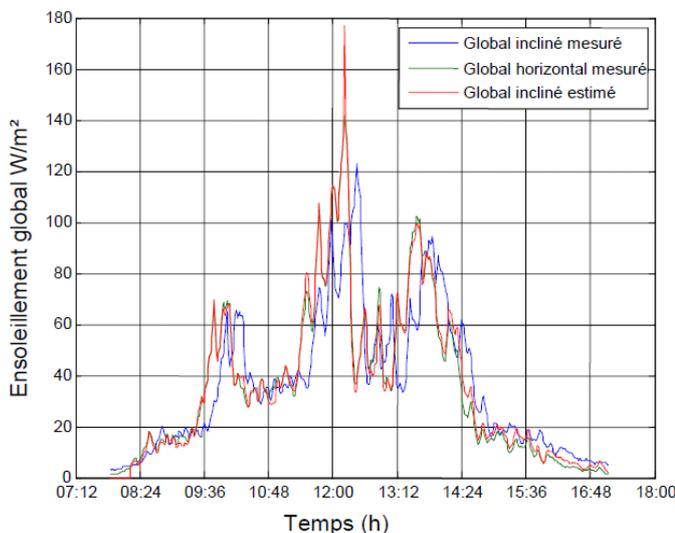


Figure 14 (a) : Mesure/Modèle ensoleillement ciel « très nuageux »

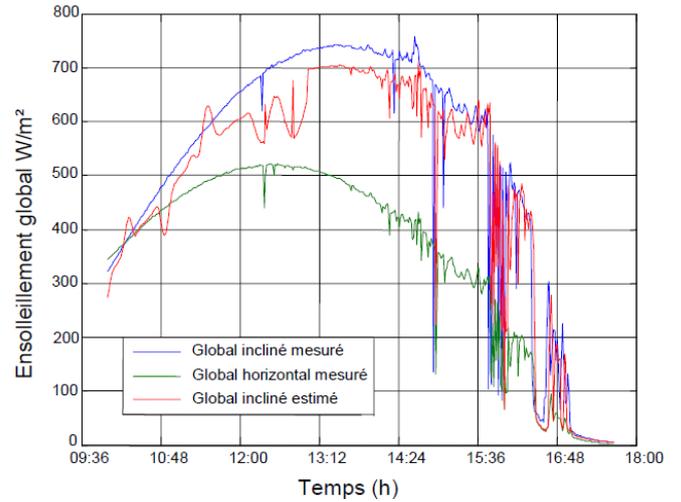


Figure 14 (b) : Mesure/Modèle ensoleillement ciel « partiellement nuageux »

Nous constatons que la combinaison des deux modèles pour les deux mesures correspond mieux à nos attentes. L'erreur quadratique pour la figure 14 (a) est en effet encore évaluée à 49% en raison d'un décalage temporel dont la cause n'est pas encore identifiée. Pour la figure 14 (b), le décalage temporel a une influence moindre mais dégrade cependant l'erreur à 15% au lieu de 11%.

Pour que ces modèles deviennent des outils d'évaluation de productibles présentant une précision suffisante, il reste encore plusieurs améliorations à apporter. Ceci constitue aujourd'hui l'objet d'études actuelles développées au sein du LAAS afin notamment de mieux tenir compte des données météo et de l'environnement proche. Nous avons ainsi décidé d'étudier également en parallèle la pertinence de la combinaison du modèle Climed2 avec le modèle de Bernard. La différence est qu'au lieu de calculer le rayonnement diffus pour une surface inclinée (Klucher) à partir du rayonnement diffus pour une surface horizontale (Climed2), nous déduisons seulement le rayonnement direct horizontal en utilisant la relation (13). Dès lors, par le biais du calcul du rapport d'éclairement du global (R_g) du modèle de Bernard, nous pouvons estimer le rayonnement global pour une surface inclinée et une orientation choisie.

3.6 Modèle Climed2/Bernard

La démarche de notre travail consiste à combiner également des relations de plusieurs modèles en calculant les rayonnements diffus (D) et direct (S) pour une surface horizontale calculée par Climed2 [15] au lieu de ceux du modèle de Bernard [9]. Ensuite, nous utilisons les relations (4) et (5) du modèle de Bernard afin d'estimer le rayonnement global pour une surface et une orientation choisie en fonction du rayonnement direct horizontal calculé.

A partir de là, nous pouvons déduire le rayonnement manquant c'est-à-dire le rayonnement direct horizontal (Sh) grâce à la relation (8) liant le rayonnement global horizontal (Gh) et le rayonnement diffus horizontal (Dh). Ainsi, nous pouvons établir cette relation :

Ainsi, pour calculer le rayonnement global que reçoit un plan incliné $G(i,\gamma)$, nous utilisons les équations donnée par le modèle Bernard [9]. Pour cela nous utilisons les relations (4) et (5) qui permettent à l'aide du rapport d'éclairement global (Rg) de déterminer le rayonnement reçu pour une surface inclinée. Ainsi, nous obtenons les figures suivantes.

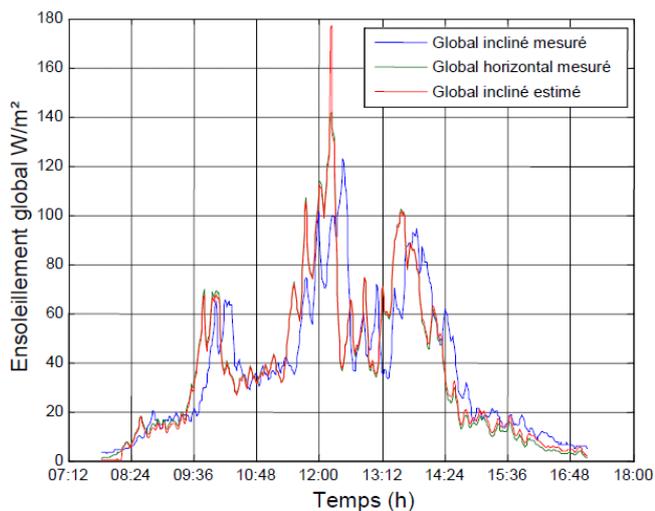


Figure 15 (a) : Mesure/ Modèle ensoleillement ciel « très nuageux »

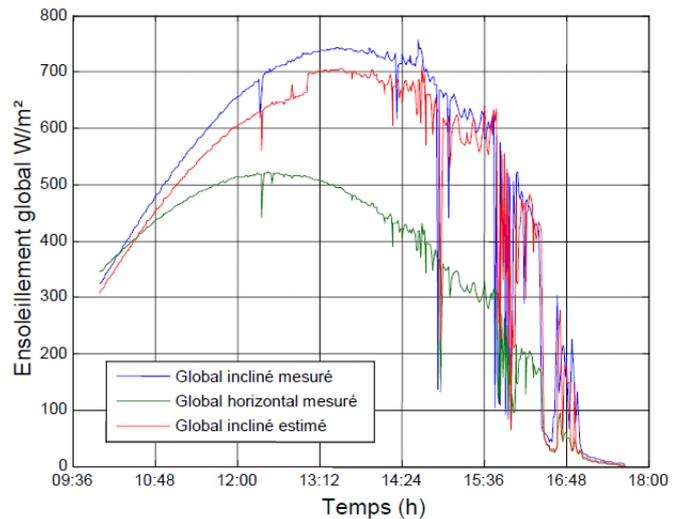


Figure 15 (b) : Mesure/Modèle ensoleillement ciel « partiellement nuageux »

L'erreur quadratique pour la figure 15 (a) est en effet encore évaluée à 49%. Pour la figure 15 (b), l'erreur est évaluée à 13% au lieu de 15% pour le modèle précédent. Là aussi, les études sur le LAAS continuent pour voir dans quelle mesure nous pouvons améliorer ces modélisations. La synthèse des résultats obtenue à ce jour est répertoriée dans le tableau 3.

Nous remarquons que dans la plupart des modèles étudiés, pour le cas du ciel « très nuageux » (ciel (a)), les erreurs sont indéterminées ou bien très élevées. Les modèles de Bernard et de Capderou utilisent le rayonnement direct horizontal afin de déterminer le rayonnement que reçoit le champ PV incliné.

Tableau 3 : Synthèse des différents modèles évalués sur le site du LAAS

Modèles	Bernard [9]		Capderou[10]		HDKR[11]		Olmo[6]		Jimenez[12]		Circum solar[13]		Climed2[15]/ Klucher[7]		Climed2[15]/ Bernard[9]	
	Ciel (a)	Ciel (b)	Ciel (a)	Ciel (b)	Ciel (a)	Ciel (b)	Ciel (a)	Ciel (b)	Ciel (a)	Ciel (b)	Ciel (a)	Ciel (b)	Ciel (a)	Ciel (b)	Ciel (a)	Ciel (b)
Erreur RMSE	Ind	17%	Ind	13%	Ind	35%	58%	15%	74%	13%	89%	13%	49%	15%	49%	13%
<i>Ind : Indéterminé</i>																
<i>Ciel (a) : ciel « très nuageux »</i>																
<i>Ciel (b) : ciel « partiellement nuageux »</i>																
<i>RMSE : "Root Mean Square Error"</i>																

Nous remarquons que pour le cas du ciel (a), ces modèles ne correspondent pas aux attentes de notre travail car l'erreur est trop conséquente. Les modèles de Olmo, de Jimenez et de Circum Solar ne prennent pas en considération ni le calcul du rayonnement direct, ni celui du rayonnement diffus pour déterminer l'ensoleillement d'une surface inclinée. Nous remarquons cependant que l'erreur est acceptable pour le cas ciel (b) contrairement à celui du ciel (a). Le modèle HDKR prend en compte le calcul des rayonnements direct et diffus mais on

s'aperçoit que pour nos mesures, ce modèle présente des erreurs très importantes. Si nous utilisons par exemple deux combinaisons de modèles comme pour le cas Klucher/Climed2, nos résultats s'améliorent considérablement sans atteindre toutefois les précisions souhaitées en début d'étude. Nous avons ainsi opté de même que dans l'étude de Notton pour une combinaison de modèles. Nous avons ainsi repris le modèle de Bernard qui nous permet à l'aide de rapport d'éclairement de calculer le rayonnement

direct souhaité. Par contre, pour le rapport d'éclairement du rayonnement global, la relation prend en compte uniquement le calcul du rayonnement direct horizontal. Or, nous avons constaté que le calcul de ce rayonnement par la méthode Bernard ne rentre pas en adéquation avec nos mesures. Par contre, Climed2 propose une méthode de calcul qui donne des résultats satisfaisants pour nos mesures dans le cas de rayonnement majoritairement diffus. La combinaison de ces deux modèles présentent de meilleurs résultats et semblent même s'améliorer en précision par rapport à la combinaison Climed2/Klucher (13% au lieu 15%). Une campagne de mesures systématique va être effectuée sur le LAAS afin d'avoir un maximum de cas d'études du type de rayonnement global avec plusieurs pourcentages de rayonnements direct, diffus et réfléchi. Ces mesures font l'objet de plus d'attention pour éviter des erreurs de métrologie. Nous pensons ainsi obtenir un modèle plus précis pour les différentes conditions météorologiques.

4. Conclusion

Différents modèles permettant d'estimer l'ensoleillement pour une surface inclinée ont été étudiés par rapport à deux types de mesures effectuées pour un ciel « très nuageux » et un ciel « partiellement nuageux » sur le site d'ADREAM. Nous avons ainsi étudié plusieurs modèles comprenant ou non le calcul du rayonnement direct et du rayonnement diffus. Nous avons pu en évaluer l'erreur quadratique par rapport aux mêmes mesures. La combinaison de deux modèles Klucher/Climed2 peut correspondre à nos attentes bien qu'elle soit encore loin d'une précision suffisante pour effectuer des études de productibles précises. Nous avons utilisé la combinaison de deux modèles présentés Climed2/ Bernard qui donnent une légère amélioration pour le ciel « partiellement nuageux » mais pas pour le ciel « très nuageux ». Pour compléter l'analyse comparative de ces modèles, nous nous proposons d'effectuer cette démarche pour plusieurs mesures sur plusieurs jours selon plusieurs conditions météorologiques afin d'améliorer globalement la démarche de modélisation ainsi entreprise.

Références

[1] B. Decker and U. Jahn "Performance of 170 grid connected PV Plants in northern Germany—Analysis of yield and optimization potentials", *Solar Energy* Vol. 59, Nos. 4-6, Page(s): 127-133, 1997

[2] E. Kymakis, S. Kalykakis, T. M. Papazoglou, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete", *Energy Conversion and Management* 50 (2009) Page(s): 433-438

[3] S.M. Pietruszko, M. Gradzki, "Performance of a grid connected small PV system in Poland", *Applied Energy* 74 (2003) Page(s): 177-184

[4] Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, M. Yokota, H. Sugihara, "Performance ratio and yield

analysis of grid connected clustered PV systems in Japan", *Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference*, Page(s) : 2296-2299

[5] G. Nottton, P. Poggi, C. Cristofari, "Predicting hourly solar irradiations on inclined surfaces based on the horizontal measurements: Performances of the association of well-known mathematical models", *Energy Conversion and Management* 47 (2006) 1816-1829

[6] F.J. Olmo, J. Vida, I. Foyo, Y. Castro-Diez, L. Alados-Arboledas, "Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance", *Energy* 24 (1999) Page(s): 689-704

[7] T.M Klutcher, "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces", *Solar Energy* Vol. 23, Page(s): 111-114 Pergamon Press Ltd., 1979. Printed in Great Britain

[8] D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, "Evaluation of hourly tilted surface radiation models", *Solar Energy* Vol. 45. No. 1.0 Page(s): 9-17. 1990

[9] J. Bernard, Ouvrage: *Energie solaire : Calcul et optimisation*, Edition Ellipses, 2004

[10] M. Capderou, "Atlas Solaire de l'Algérie, Modèles Théoriques et Expérimentaux", Office des Publications Universitaires, Alger, 1988

[11] J. A. Duffie and W. A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes", Wiley, Fourth Edition, USA, 2013

[12] Jimenez JI, Castro Y. "National assembly of geophysics and geodesy", vol. II; 1986. p. 805.

[13] Iqbal M. "An introduction to solar radiation". Canada: Academic Press; 1983, ISBN 0-12-373752-4.

[14] Documentation ADREAM <http://www.laas.fr/ADREAM/>

[15] De Miguel A, Bilbao J, Aguiar R, Kambezidis H, Negro E. "Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean belt area". *Sol Energy* 2001;70(2):143-53.

[16] G. Andersson, K. Dursun "Establishing sustainable and reliable smart grids", *Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2013 IEEE International Workshop, Pages(s): 138-143

[17] A. Sinha, S. Neogi "Smart grid initiative for power distribution utility in India", *Power and Energy Society General Meeting*, 2011 IEEE, Page(s) : 1-8