

## Estimation des pertes d'énergie à l'entrée des onduleurs d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau

Joao Batista Dias\* et Arno Krenzinger

Laboratório de Energia Solar - PROMEC, Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
Rua Sarmento Leite, 425, Porto Alegre, 90050-170, Rio Grande do Sul, Brasil

(reçu le 26/09/05 ; accepté le 07/02/06)

**Résumé** - Ce travail présente une estimation des pertes d'énergie à l'entrée des onduleurs lorsque l'éclairement est très fort, aux environs de midi. Les onduleurs font partie d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique, laquelle utilise des modules au silicium monocristallin de 100 W<sub>c</sub> et onduleurs de 1100 W à la sortie. Cette installation a été divisée en trois sous-systèmes où chacun d'eux a une puissance différente, ce qui a permis de faire des analyses entre eux. Des corrélations ont été rencontrées en effectuant une série de mesures électriques sur une année. Les résultats obtenus ont montré que les pertes énergétiques sont plus élevées à midi dans deux sous-systèmes seulement, suivant les puissances installées. Le troisième sous-système n'en a pas présenté, même à midi. Il est donc important de savoir que les corrélations qui sont présentées ici s'appliquent à des cas spécifiques ou dans d'autre installation similaire à celle-ci. De toute façon, la méthodologie utilisée ci-après peut être modifiée en fonction du lieu d'implantation, la puissance du champ de modules et des onduleurs, pour aider à d'autres dimensionnements de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau.

**Abstract** - This work presents an evaluation of the lost energy in the input of the inverters for high level of irradiance, around noon. The inverters are components of a grid-connected photovoltaic plant, which uses 100 W<sub>p</sub> modules with mono-crystalline silicon cells and inverters rated to 1000 W output. This plant was divided into three sub-systems where the installed power of each sub-system is different, which made it possible to analyze them. Correlations were found by processing a series of electrical measurements along a year. The results obtained showed that the energy losses are higher at noon in two subsystems only, according to the installed power. The third subsystem did not present any loss, even at noontime. It is important to consider that the correlations presented here are valid only for the specific case, or another installation similar to this one. Anyway, the used methodology can be modified according the site, the power of the field of modules and inverters, to contribute to other dimensioning of sizing grid-connected photovoltaic systems.

**Mots clés:** Photovoltaïque raccordé au réseau - Pertes - Conversion photovoltaïque

### 1. INTRODUCTION

Les installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique sont très répandues dans le monde entier à cause de sa nature renouvelable et aussi pour sa versatilité. Ces systèmes sont couramment employés pour contribuer à la demande énergétique des habitations, des bâtiments, etc... injectant toute la production dans le réseau électrique.

Dans le laboratoire de l'Université Fédérale du Rio Grande do Sul (UFRGS), au Brésil a été mise en oeuvre une installation de base composée de 48 modules de 100 W<sub>c</sub>, Isofoton au silicium monocristallin, structurée en trois générateurs photovoltaïques de puissance différente, reliés chacun à un onduleur DC-AC monophasé SMA de puissance nominale de 1000 W [1].

L'objet de ce travail est la détermination de l'énergie perdue par ces générateurs couplés à l'entrée des onduleurs lorsque l'éclairement pour une journée à ciel clair est très important, ce qui fait fonctionner les onduleurs à la puissance de sortie maximale (1100 W), la puissance d'entrée étant de 1230 W. Il est donc important de connaître que dans ce cas, la puissance du générateur est généralement plus élevée que 1230 W, cela devrait être l'origine des pertes, qui seraient déterminées dans ce travail.

### 2. CARACTERISATION DE L'INSTALLATION

La caractérisation de l'installation photovoltaïque donne les principaux points et comment la répartition en sous-système a été réalisée (générateur-onduleur). Tout d'abord, les modules ont été choisis par l'équipe du Laboratoire d'Energie Solaire suivant une classification de leurs caractéristiques électriques. Chacun des modules a été exposé à un éclairement proche de 1000 W/m<sup>2</sup> et à une température du module contrôlée sous des conditions de stabilisation de fonctionnement [2]. C'est en effectuant ces mesures de courant et de tension, pour chaque module du groupe et sous les conditions édictées ci-dessus, que les courbes caractéristiques courant – tension ont été obtenues. Les précédentes conditions sont remplacées par les Conditions Standard de Mesure 'CSM', et sont entrées dans le programme développé au Laboratoire d'Energie Solaire, intitulé 'Crearray' [3].

\* jbdias@mecanica.ufrgs.br et arno@mecanica.ufrgs.br

Ce programme permet de tracer les courbes des modules photovoltaïques connectés en série-parallèle, et ayant pour solution la puissance réelle  $P_{SDT}$  sous les 'CSM', correspondant aux générateurs. Après avoir fait la classification des générateurs, les modules ont été installés en deux rangées sur le toit et inclinés à  $30^\circ$  par rapport à l'horizontale (Fig. 1a).



Fig. 1a: Modules installés sur le toit du laboratoire

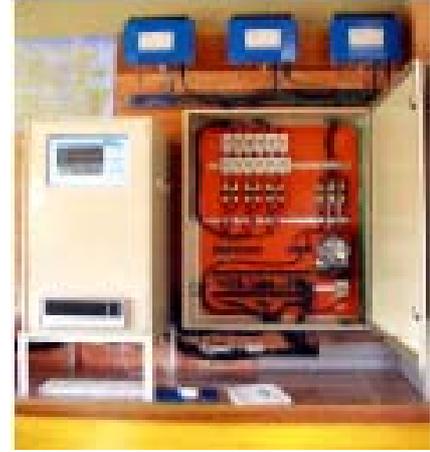


Fig. 1b: Système de mesures électriques

Les mesures électriques effectuées à chaque minute pour chaque sous-système ont commencé en juillet 2004 et sont été recueillies par un voltmètre 'Agilent 34970A', commandé par ordinateur (Fig. 1b). Les données mesurées sont la tension et le courant continu aux entrées des onduleurs, la tension et le courant alternatif injecté dans le réseau électrique, l'éclairage et la température d'un module de l'installation. Il est important de dire que les courants sont mesurés à partir de la chute de tension sur des résistances, dénommés shunts. Les mesures de l'éclairage ont été faites par deux cellules de même technologie que les modules, placées sur le même plan des générateurs. La température du module, utilisée comme température de référence par toute l'installation, est mesurée par une résistance de platine, appelée PT100.

Les 48 modules sont répartis en trois sous-systèmes avec des facteurs de couplage différents, et 6 modules du groupe ont été mis en court-circuit. Les trois générateurs photovoltaïques se composent alors de 16, 14 et 12 modules, respectivement pour les sous-systèmes (1), (2) et (3). Les puissances crêtes des générateurs des sous-systèmes, sous les 'CSM', sont respectivement de 1530, 1360 et 1160 W et les facteurs de couplage déterminés sont 0,65, 0,73 et 0,86. Le plus petit facteur de couplage correspond au sous-système (1), qui a la puissance crête la plus élevée, tandis que les deux autres facteurs de couplage correspondent aux deux autres sous-systèmes (2) et (3). Les onduleurs sont connectés en étoile au réseau électrique [4]. L'équation qui suit, montre comment les facteurs de couplage ont été déterminés. Sur la figure 2, on représente une vue schématique des trois sous-systèmes de l'installation.

$$F_c = \frac{P_{CAnom}}{P_{STD}} \quad (1)$$

où  $F_c$  est le facteur de couplage,  $P_{CAnom}$  la puissance nominale de sortie de l'onduleur (fournisseur) (W) et  $P_{STD}$  représente la puissance réelle du générateur photovoltaïque sous les 'CSM', {éclairage  $G_{ce} = 1000 \text{ W/m}^2$ , température du module  $T_m = 25^\circ\text{C}$  et spectre solaire AM1,5G} (W).

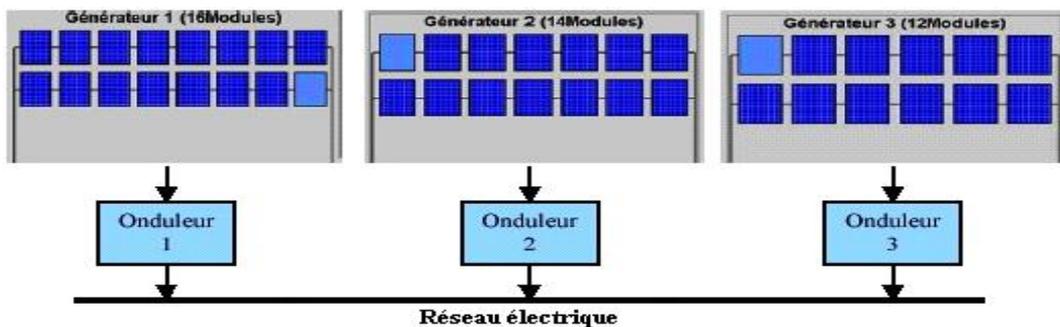


Fig. 2: Vue schématique des sous-systèmes (générateurs – onduleurs)

### 3. ESTIMATION DES PERTES D'ENERGIE A L'ENTREE DES ONDULEURS

L'estimation des pertes d'énergie à l'entrée des onduleurs a été développée en quelques étapes où les résultats obtenus sont présentés sur des tableaux et sur des courbes. D'abord, il faut voir à quel instant la puissance mesurée à l'entrée des onduleurs se stabilise, même lorsque l'éclairement continue à augmenter dans le temps. Pour ceci, on vérifie quelles sont les températures du module et les éclairements, en faisant d'avance des observations. L'équation donnée ci-après détermine la perte d'énergie pour chaque sous-système, tout en considérant les puissances maximales des générateurs  $P_{PMP}$  en fonction de la température du module  $T_m = 25^\circ\text{C}$ , de l'éclairement  $G$  et de la puissance maximale de l'onduleur utilisé, pour des périodes  $\Gamma$  d'intégration où la puissance  $P_{PMP1}$  est supérieure à  $P_{max}$ .

$$E_{per} = \int_0^\Gamma P_{PMP}(T_m, G) dt - P_{max} \int_0^\Gamma dt \quad (2)$$

où  $E_{per}$  sont les pertes d'énergie à l'entrée de l'onduleur (Wh);  $T_m$  la température du module ( $^\circ\text{C}$ );  $G$  est l'éclairement sur le plan du générateur ( $\text{W}/\text{m}^2$ );  $P_{PMP}$  la puissance maximale du générateur, en fonction de la température du module  $T_m$  et de l'éclairement  $G$  (W);  $P_{max}$  la puissance maximale à l'entrée de l'onduleur (W) et  $\Gamma$  : période d'intégration (jour).

#### 3.1 Puissance maximale des générateurs

Pour déterminer la puissance maximale des générateurs  $P_{PMP}$  des sous-systèmes, il est nécessaire de faire entrer dans le programme 'Creearray' les valeurs de la température du module et de l'éclairement. Suivant chaque couple ( $T_m, G$ ), on obtient le point de puissance maximale,  $P_{PMP}$  sur la courbe courant – tension. Ce point se trouve au coude de chaque courbe. Dans une deuxième étape, cette technique a été utilisée pour déterminer les  $P_{PMP}$  des générateurs pour d'autres températures de module et d'éclairements. C'est avec ces points de  $P_{PMP}$  que l'on a déterminés les corrélations, qui font partie de la solution de l'équation (2). On commence, d'abord, par montrer les courbes des générateurs (Fig. 3a) adaptées pour les conditions standard de mesure 'CSM' et également la courbe de température du module mesurée pour une journée à ciel clair (Fig. 3b). Les valeurs de températures de cellule couramment rencontrées sont comprises entre 40 et 50  $^\circ\text{C}$  [5], et dans les pays chauds, comme c'est le cas, peut arriver aux 60  $^\circ\text{C}$ . Pour ce travail, seule la température du module a été mesurée.

En visualisant la courbe de température (Fig. 3b) aux environs de midi, on voit que la température varie entre 40 et 50  $^\circ\text{C}$ , ce qui représente l'instant où l'éclairement est le plus élevé que la puissance à l'entrée des onduleurs est importante. Considérant que la température peut atteindre 60  $^\circ\text{C}$ , on a choisi les valeurs comprises entre 40 et 60  $^\circ\text{C}$  pour déterminer les corrélations de chaque sous-système.

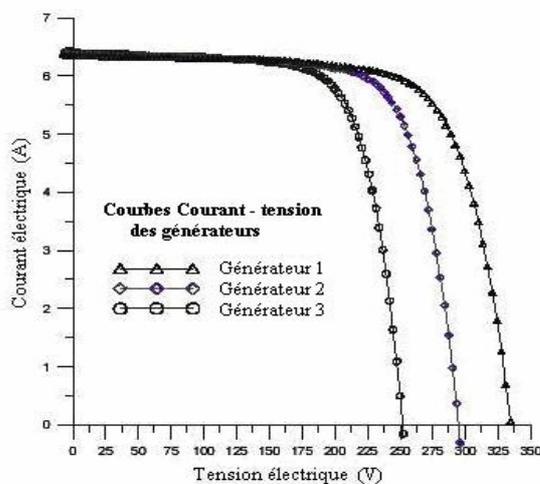


Fig. 3a: Courbes courant et tension des générateurs sous les conditions 'CSM'

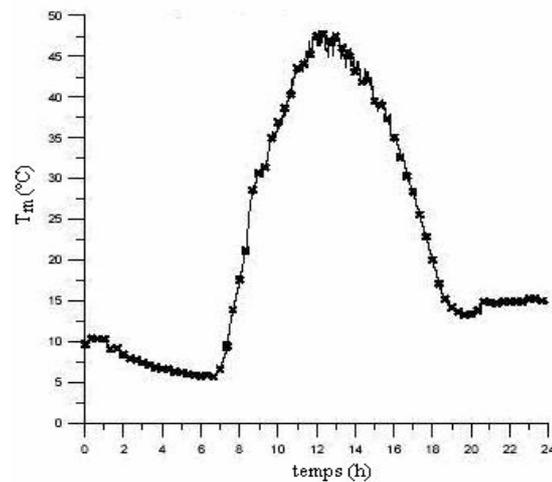


Fig. 3b: Evolution de la température du module pour une journée à ciel clair

### 3.2 Courbes des rendements des sous-systèmes

La figure 4 montre les courbes des rendements des trois sous-systèmes. Celles-ci ont été effectuées avec les données mesurées des puissances injectées dans le réseau électrique  $P_{CA}$  sur la puissance nominale  $P_{CAnom}$  de l'onduleur. On remarque que le rendement décroît peu au fur et à mesure que la puissance injectée s'approche de la puissance nominale. On n'a considéré seulement que les jours à ciel clair pour tracer ces courbes.

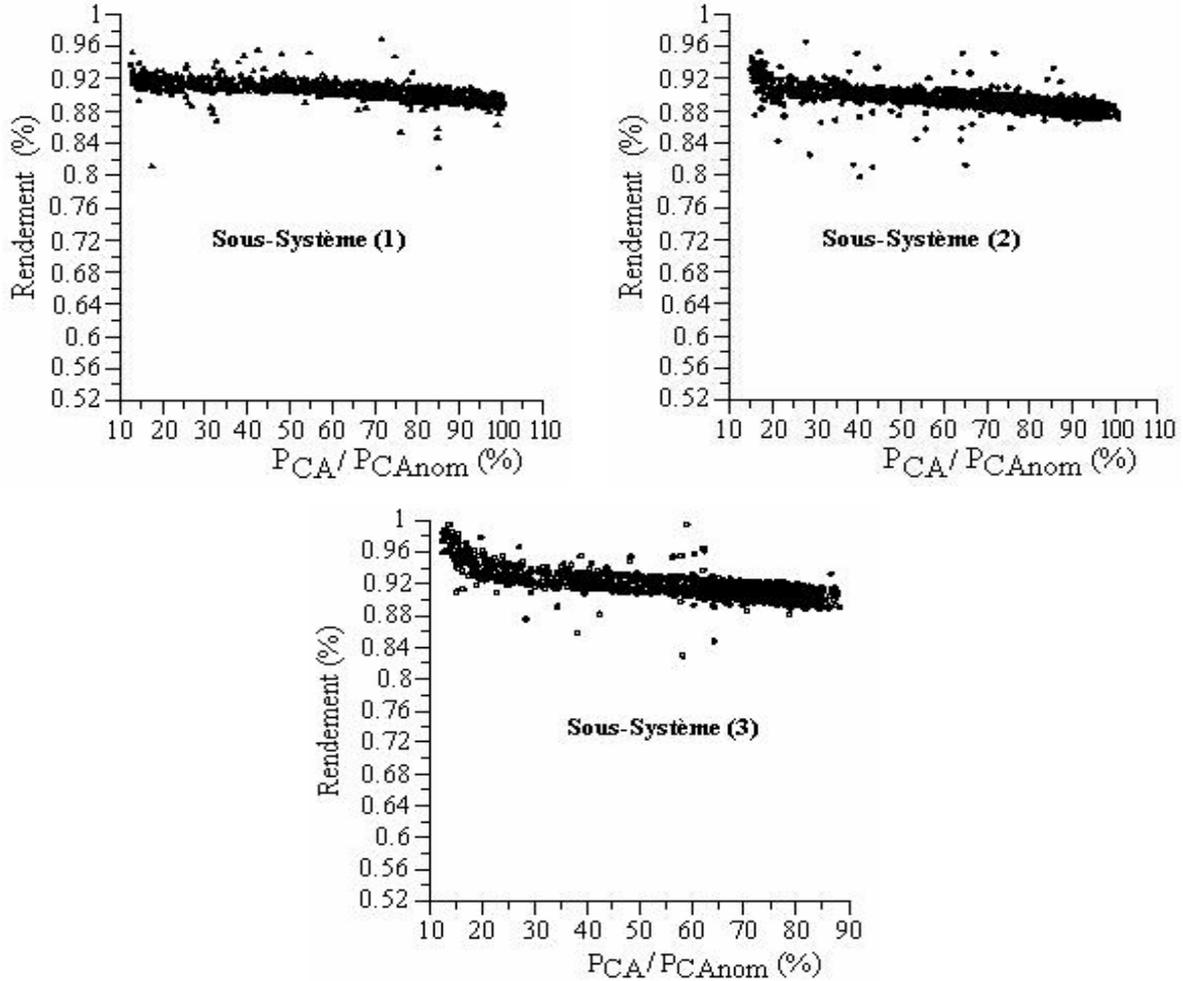


Fig. 4: Courbes des rendements des onduleurs des sous-systèmes (1), (2) et (3)

### 3.3 Corrélations

Les corrélations sont obtenues, suivant les points  $P_{PMP}(T_m, G)$ , des tableaux (1) et (2), qui représentent les valeurs de la puissance maximale des générateurs des sous-systèmes (1) et (2), en fonction des températures et des éclaircissements où les pertes à l'entrée des onduleurs ont été observées. Il est important de noter que le générateur du sous-système (3) n'a donc généré qu'une puissance inférieure à la puissance limite d'entrée. De plus, les corrélations précédentes ne correspondent que pour les sous-systèmes (1) et (2). C'est l'équation (3) qui détermine la puissance des générateurs, où le coefficient  $a$  exprimé en ( $m^2$ ) est la variation angulaire de la puissance, et le coefficient  $b$  exprimé en (W) est la variation linéaire de la puissance. Les autres coefficients sont respectivement  $a'$  et  $a''$ , exprimés en ( $W/^\circ C$ ), et  $b'$  et  $b''$ , en (W), comme il est montré sur les expressions (4).

$$P_{PMP}(T_m, G) = aG \pm b \quad (3)$$

$$a = a' T_m + b' \quad b = a'' T_m + b'' \quad (4)$$

Sur la figure 4, sont représentées les corrélations pour le sous-système (1), en prenant les données de la puissance et de l'éclaircissement du tableau 1.

**Tableau 1:** Puissance maximale du générateur du sous-système (1) en fonction de la température du module et de l'éclairement

$G$ ( $W/m^2$ )	$T_m$ ( $^{\circ}C$ )	40	45	50	55	60
800		1130	1106	1082	1057	1033
850		1206	1180	1155	1128	1102
900		1282	1255	1227	1199	1171
950		1358	1329	1300	1270	1240
1000		1434	1403	1372	1340	1309
1050		1510	1477	1444	1411	1378
1100		1585	1551	1516	1481	1446
1150		1660	1624	1588	1551	1515
1200		1736	1697	1660	1622	1583

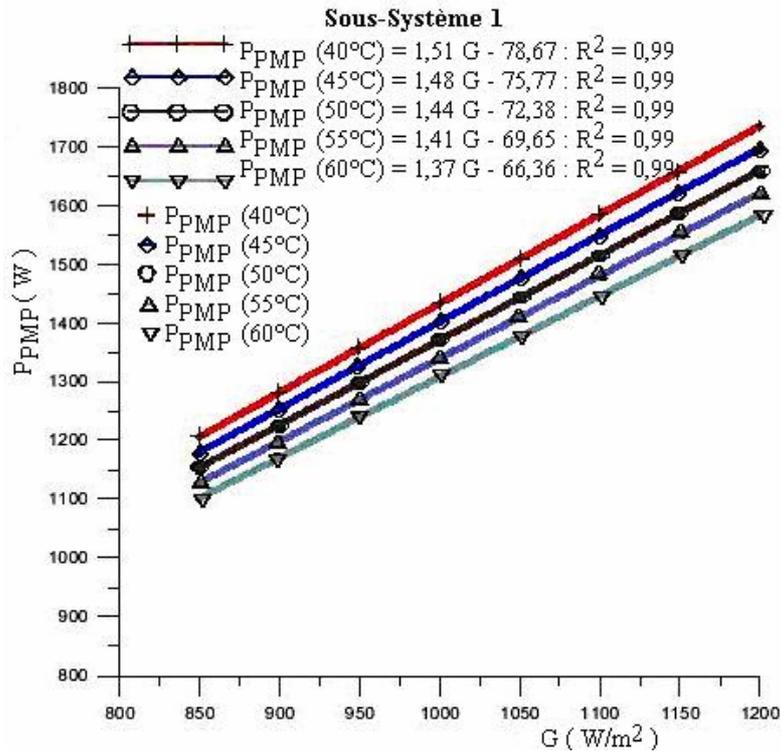


Fig. 5: Corrélations pour le sous-système (1)

De la même façon, les figures 6a et 6b présentent les variations des coefficients angulaire et linéaire de la puissance du générateur (1). Les coefficients  $a$  et  $b$ , précédents sont présentés ci-après. Pour les deux sous-systèmes (1) et (2), les coefficients  $b''$  sont exprimés expérimentalement et adaptés pour le cas. En ajoutant à ces corrélations (équation 5), on calcule la puissance maximale du générateur du sous-système (1)  $P_{PMP1}$  en fonction de la température du module et de l'éclairement, représentée par l'équation (6).

$$a = -6,86 \cdot 10^{-3} T_m + 1,79 \quad b = 0,61 T_m - 50 \quad (5)$$

$$P_{PMP1}(T_m, G) = (1,79 - 6,86 \cdot 10^{-3} T_m)G + 0,61 T_m - 50 \quad (6)$$

En appliquant l'équation (6) en (2), on obtient l'énergie perdue à l'entrée de l'onduleur du sous-système (1),  $E_{per1}$ , exprimée en (Wh), comme il est montré dans la relation (7).

$$E_{per1}(T_m, G) = \int_0^{\Gamma} P_{PMP1}(T_m, G) dt - 1230 \int_0^{\Gamma} dt \quad (7)$$

Pour obtenir la perte d'énergie par rapport au sous-système (2), on a utilisé la même méthodologie que précédemment. Sur la figure 7, sont représentées les corrélations pour le sous-système (2), en prenant les données de puissance et d'éclairement indiqués sur la table 2.

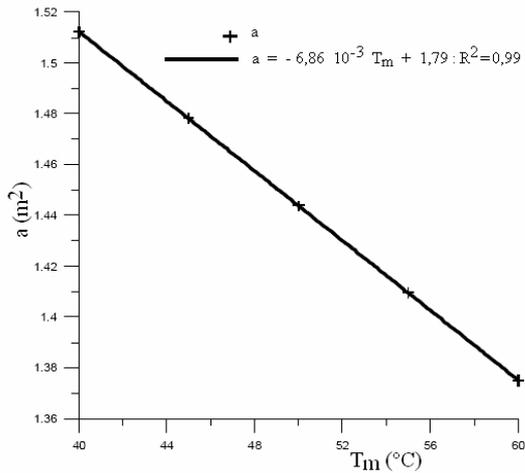


Fig. 6a: Variation du coefficient angulaire de la puissance en fonction de la température du module et de l'éclairement

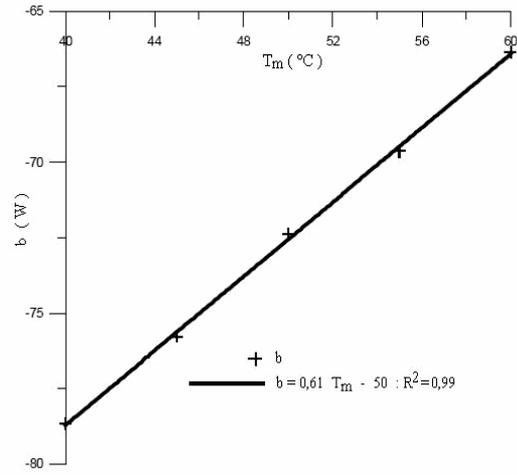


Fig. 6b: Variation du coefficient linéaire de la puissance en fonction de la température du module et de l'éclairement

**Tableau 2:** Puissance maximale du générateur du sous-système (2) en fonction de la température du module et de l'éclairement

$G$ ( $W/m^2$ )	$T_m$ ( $^{\circ}C$ )	40	45	50	55	60
900		1134	1107	1080	1053	1025
950		1202	1173	1145	1116	1087
1000		1270	1240	1209	1179	1149
1050		1338	1306	1275	1242	1211
1100		1407	1373	1340	1305	1273
1150		1475	1440	1405	1370	1335
1200		1544	1507	1470	1434	1397

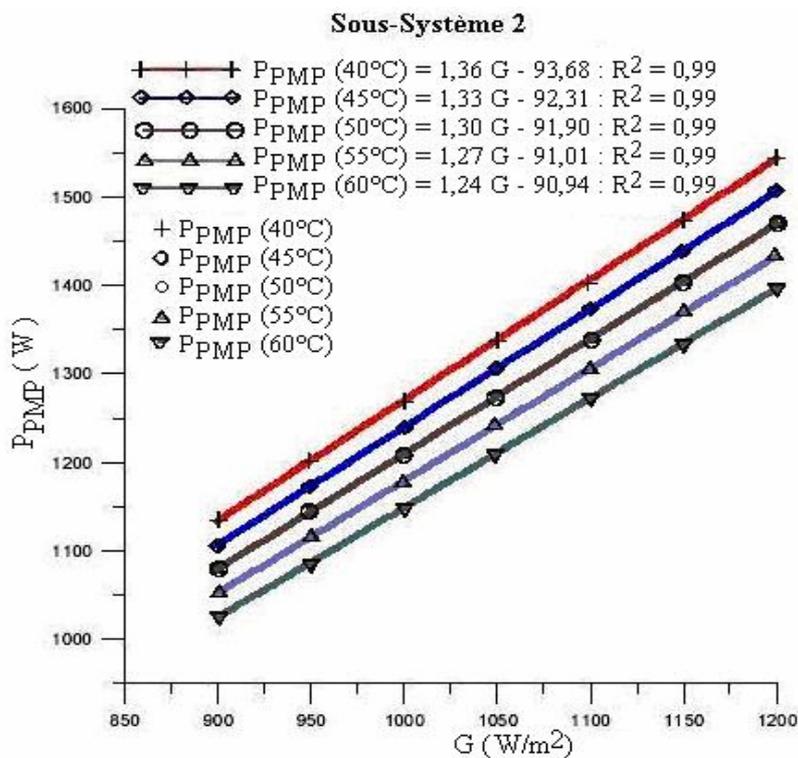


Fig. 7: Corrélations pour le sous-système (2)

Les coefficients **a** et **b** (Fig. 8a et 8b) sont indiquées dans les corrélations (équation 8). C'est avec l'équation (9) que l'on calcule la puissance maximale du générateur du sous-système (2)  $P_{PMP2}$ , en fonction de la température du module et de l'éclairement. En substituant l'équation (9) dans la relation (2) on calcule l'énergie perdue à l'entrée de l'onduleur de ce sous-système  $E_{per2}$ , en (Wh), comme il est représenté dans la relation (10).

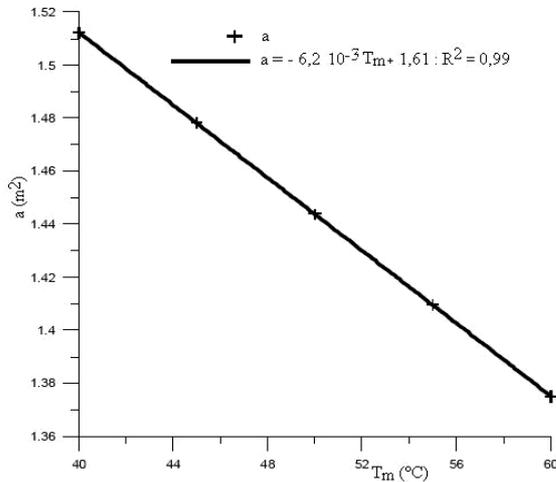


Fig. 8a: Coefficient linéaire de la puissance en fonction de la température du module et de l'éclairement

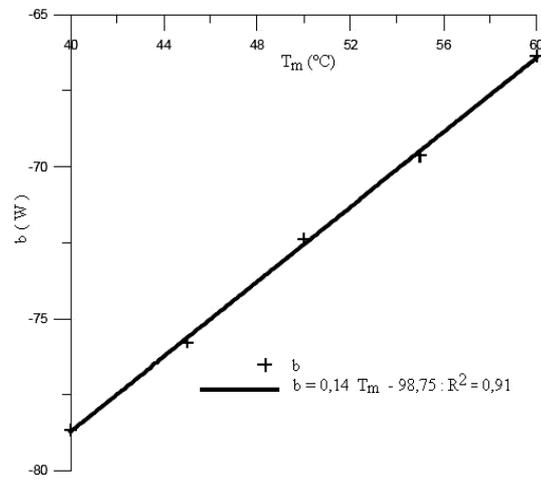


Fig. 8b: Coefficient linéaire de la puissance en fonction de la température du module et de l'éclairement

$$a = -6,2 \cdot 10^{-3} T_m + 1,61 \quad b = -0,14 T_m - 60 \quad (8)$$

$$P_{PMP2}(T_m, G) = (1,61 - 6,2 \cdot 10^{-3} T_m) G - 0,14 T_m + 60 \quad (9)$$

$$E_{per2}(T_m, G) = \int_0^T P_{PMP2}(T_m, G) dt - 1230 \int_0^T dt \quad (10)$$

#### 4. RESULTATS ET DISCUSSION

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures 9a et 9b où les maximums des courbes de  $P_{CC}$  représentent la puissance limite à l'entrée des onduleurs (1) et (2). On peut constater qu'il y a des pertes d'énergie entre dix et quatorze heures, représentées par l'intégrale des aires supérieures des courbes. Les valeurs de l'énergie perdue par rapport aux sous-systèmes (1) e (2), pour un jour type, sont respectivement égales à environ, 0,3 et 0,1 kWh/jour. Celles-ci sont plus élevées aux environs de midi où l'éclairement est le plus fort de la journée, principalement lorsque la température de module est la plus basse. Quant au sous-système (3), en visualisant la figure 10, on observe que les pertes au maximum de la courbe du générateur n'apparaissent pas, même à midi pour une journée à ciel clair. Voilà pourquoi, que dans ce cas, il n'y a donc aucune raison pour les estimer par la méthodologie développée ici.

Les études d'analyse de la performance énergétique de systèmes photovoltaïques [6, 7] montrent les pertes de captage et système, en (h/jour) d'énergie perdue. Dans cette installation, il a été effectué une analyse de ce type de pertes et on a constaté qu'elles augmentent par rapport à la perte de puissance du générateur à l'entrée de l'onduleur [8]. C'est donc pourquoi il y a de l'énergie pour être convertie en courant alternatif, mais il n'y a plus de possibilité pour faire cela, parce que la puissance à l'entrée de l'onduleur est limitée à 1230 W.

#### Simulation

La simulation proposée est un point très important dans ce travail. Car c'est avec cette simulation qu'on a pu effectuer des calculs simulés sur un temps de fonctionnement long et pour différentes températures de module et d'éclairements. Le tableau 3 donne, malgré les autres, les valeurs de l'énergie électrique moyenne injectée dans le réseau  $E_{CAP}$  et  $E_{per}$  sur une simulation faite sur 7 années [8]. La simulation a été réalisée avec le

programme *SEQMETBR* [9], où les valeurs de la température du module calculées [8] et de l'éclairement sont utilisées dans les équations (7) et (10) présentées ici, lesquelles déterminent les pertes d'énergie à l'entrée des onduleurs des sous-systèmes (1) et (2).

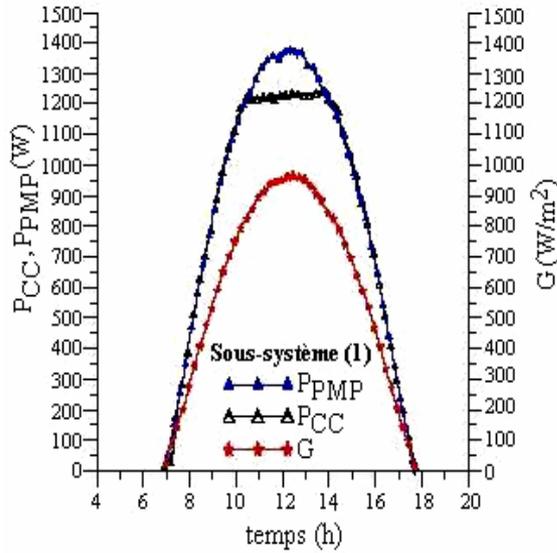


Fig. 9a: Energie perdue au maximum de la courbe du sous-système (1)

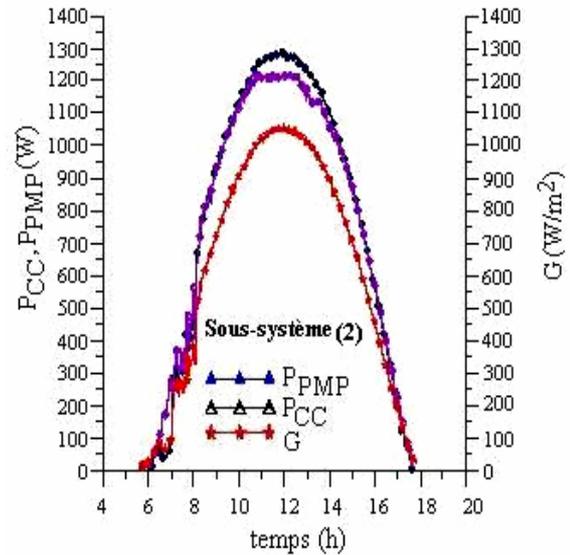


Fig. 9b: Energie perdue au maximum de la courbe du sous-système (2)

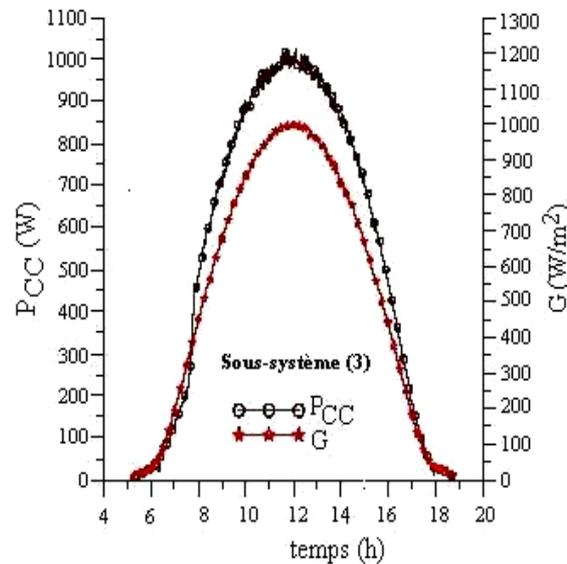


Fig. 10: Puissance à l'entrée de l'onduleur du sous-système (3), en fonction de l'éclairement et du temps

**Tableau 3:** Comparaison des énergies  $E_{CAP}$  et  $E_{per}$  entre les sous-systèmes: Simulation sur 7 années

Sous-système	Fc	$P_{nom}$ (kW <sub>c</sub> )	$P_{STD}$ (kW <sub>c</sub> )	$E_{CAP}$ (kWh/an)	$E_{per}$ (kWh/an)
1	0,65	1,60	1,53	2161	40
2	0,73	1,40	1,36	1926	0
3	0,86	1,20	1,16	1696	0

On constate, naturellement que les pertes sont plus importantes pour le sous-système (1) que le sous-système (2). Le sous-système (2) injecte dans le réseau 11 % de moins d'énergie et que la perte à son entrée est de 88 % de moins que le sous-système (1). C'est parce que ce dernier a un facteur de couplage le plus petit que les autres, cela veut dire que la puissance-crête de son générateur est supérieure à celle du sous-système (2). Aucune perte en énergie n'a été observée à l'entrée de l'onduleur du troisième sous-système.

## 5. CONCLUSION

Dans cette étude, on s'aperçoit qu'il existe d'importantes pertes dans le sous-système (1) aux environs de midi, pour des journées à ciel clair, et qu'elles représentent au cours d'un temps long une quantité bien explicite en énergie perdue par rapport à celle injectée dans le réseau. D'autre part, malgré ces pertes, il est important de noter que le sous-système (1), de facteur de couplage plus petit, injecte plus d'énergie que le sous-système (3) où il n'y a pas eu de pertes. Dans ce cas, pour y remédier, il est recommandé pour cette installation de prendre un facteur de couplage égal à 0,73. On peut aussi utiliser la méthodologie développée ici pour les autres installations connectées au réseau et, pour ce faire, il est nécessaire de vérifier que la puissance maximale à l'entrée de l'onduleur qui sera utilisé. Il convient également d'ajouter à cette étude, une analyse de coût, ce qui en permettrait de définir quel serait le meilleur facteur de couplage.

## NOMENCLATURE

$a$	: coefficient angulaire de la puissance ( $m^2$ )	$b$	: Coefficient linéaire de la puissance (W)
$a', a''$	: coefficients angulaires ( $W/^\circ C$ )	$b', b''$	: coefficients linéaires (W)
$E_{per1}, P_{per2}$	: pertes d'énergie à l'entrée des onduleurs (1) et (2) (Wh)	$P_{max}$	: puissance maximale à l'entrée de l'onduleur (W)
$G$	: éclairement sur le plan des modules ( $W/m^2$ )	$P_{nom}$	: puissance nominale du générateur photovoltaïque (fournisseur) (W <sub>c</sub> )
$G_{ce}$	: éclairement de 1000 $W/m^2$	$P_{PMP1}, P_{PMP2}$	: puissance maximale des générateurs (1) et (2) en fonction de $T_m$ et de $G$ (W)
$P_{CA}$	: puissance mesurée injectée dans le réseau (W)	$P_{SDT}$	: puissance réelle du générateur photovoltaïque sous les 'CSM'
$P_{CANom}$	: puissance nominale de l'onduleur (W)	$T_m$	: température mesurée du module ( $^\circ C$ )
$P_{CAP}$	: puissance simulée injectée dans le réseau (W)	$\Gamma$	: période d'intégration (jour)
$P_{CC}$	: puissance mesurée à l'entrée de l'onduleur (W)		

## REFERENCES

- [1] SMA Technologie AG, 'Description Technique de l'Onduleur Sunny Boy', 2003.
- [2] L.A. Hecktheuer, A. Krenzinger and C.W.M. Prieb, 'Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis', Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences, Vol. 24, pp. 26 - 31, 2002.
- [3] A. Krenzinger e T.R. Adams, 'Crearray-Software para Calcular Curvas Características de Arranjos de Módulos Fotovoltaicos', PROMEC, UFRGS, Porto Alegre, 1999.
- [4] A. Krenzinger, J.B. Dias and C.W.M. Prieb, 'Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Sul do Brasil', XII Congresso Ibérico y VII Congresso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, pp. 1019-1024, 2004.
- [5] A. Labouret et M. Viloz, 'Energie Solaire Photovoltaïque: Le Manuel du Professionnel', Collection EEA, Série Electrotechnique, Dunod, Paris, 303 p., 2003.
- [6] D. Mayer, 'Analyse des Performances des Systèmes Photovoltaïques: Recommandations sur le Dimensionnement', IEA-PVPS, Task 2, 1999.

- [7] M. Drif, P.J. Pérez, J. De La Casa and J. Aguilera, '*Análisis de Cuatro Años de Funcionamiento del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de 200 kWp*', Proyecto Univer, XII Congreso Ibérico y VII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Vigo, España, pp. 1025-1030, 2004.
- [8] J.B. Dias, '*Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para a Otimização*', Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS, Brasil, 2006.
- [9] A. Krenzinger, '*Programa SEQMETBR – Sintetizador de Dados Meteorológicos em Sequências Horárias*', Disponível para download por <ftp://ftp.solar.ufrgs.br/progs>, 2004.