

**Pôle de l'Environnement - Groupe Energie
(Anciennement CUEPE)**

Battelle, Bât A | 7, route de Drize

CH-1227 Carouge

Tél. 022 379 96 50 | Fax 022 379 96 39

e-mail andre.mermoud@unige.ch



UNIVERSITÉ DE GENÈVE

**Installation Photovoltaïque de l'Ecole d'Aire:
9.5 kWc de modules amorphes**

**Analyse des données de fonctionnement
Comparaisons avec le logiciel PVsyst**

Février 2009

André Mermoud

(Pôle de l'Environnement, Université de Genève)

Richard Durot

(ZAG Solar)



Etude soutenue par le SCANE - Service Cantonal de l'Energie, Genève

Table des matières

1. - Introduction	5
2. - Mesure et modélisation du module EPV-40	7
2.1. - Dispositif expérimental et méthodologie	7
2.2. - L'échantillon de données	7
2.3. - Le modèle pour les modules amorphes	8
2.4. - Evaluation globale du modèle	10
2.5. - Détermination des paramètres	11
2.6. - Résultats du modèle	12
2.7. - Comparaison avec les mesures flash et spécifications fabricant	13
3. - Le système photovoltaïque	17
3.1. - Description du système PV	17
3.2. - Système de mesures	17
3.3. - Prévision de production	18
3.4. - Comparaison de la production avec la prévision	20
3.5. - Détérioration de plusieurs modules	22
4. - Analyse détaillée des mesures - Validations de PVsyst	23
4.1. - Comportement en température	23
4.2. - Efficacité des onduleurs	25
4.3. - Comparaisons directes Mesures - Simulations	27
4.4. - Paramètres de la simulation et incertitudes	28
5. - Conclusions	31
Références	35

1. - Introduction

L'installation Photovoltaïque de l'Ecole d'Aïre a été construite par le bureau d'Etudes ZAG Solar (Krienz), pour le compte de l'association *Schweizer Naturstrom AG*. Sa production électrique est destinée à la vente aux SIG, dans la cadre de la Bourse Solaire.

L'installation est constituée de 238 modules photovoltaïques EPV-40, de technologie amorphe (tandem), de puissance nominale 40 Wc, fabriqués aux USA. La puissance totale du champ est donc de **9.52 kWc** pour une surface de 188 m². Ces modules "laminés" (sans cadre) sont fixés directement sur la toiture en tôle de la salle de Gymnastique, pratiquement à l'horizontale (pente 4°). Ils alimentent 3 onduleurs Solarmax, deux de 3 kW et un de 4.2 kWca nominal.

L'originalité de cette installation réside surtout sur la mise en oeuvre de **modules amorphes**, dont le comportement détaillé à long terme fait encore débat dans la communauté du Photovoltaïque. A l'heure actuelle, il n'y a pas de consensus sur la modélisation de tels capteurs, qui représentent environ 6% de la production mondiale. Cependant, dans le cadre d'un projet de recherche financé par le Fonds pour les Energies Renouvelables des SIG, le CUEPE a mis au point un tel modèle, afin de l'implémenter dans le logiciel PVsyst.

C'est pourquoi, sur mandat du SCANE, cette installation a été soigneusement monitorée depuis sa mise en service en Août 2006. Nous disposons donc à ce jour de plus de deux ans de mesures détaillées horaires. Ces données comprennent une mesure du rayonnement global dans le plan des capteurs, effectuée grâce à un pyranomètre calibré dans le cadre du CUEPE, ce qui permet de comparer très précisément les performances du système avec les prévisions du logiciel PVsyst.

Cette étude est composée de trois volets:

- L'analyse du comportement d'un module EPV-40 inséré dans la chaîne de mesures du CUEPE, afin de déterminer au plus juste **les caractéristiques de ce module PV**, et d'établir les paramètres exacts nécessaires à sa modélisation (indépendamment des données du fabricant). Par la même occasion, l'étude d'un type supplémentaire de module amorphe permet de corroborer le bien-fondé des hypothèses du modèle de PVsyst concernant cette technologie.
- Nous étudierons les différences entre les **prévisions de PVsyst** réalisées avant la construction du système, et en analyserons les écarts de manière à établir une validation du logiciel, tenant compte des incertitudes sur certains paramètres au moment de la conception.
Les résultats de ce chapitre 3 sont basés sur des simulations effectuées avec les **données météo "standard"** pour Genève (DRY, prévisions), et sur des **renormalisations** (mensuelles) à la météo réelle mesurée sur le site.
- Le chapitre 4 donnera des **comparaisons détaillées** entre les comportements de certains modèles de PVsyst et les mesures. Il s'agit là de déterminer avec précision certains paramètres qui doivent être spécifiés pour la simulation - usuellement donnés par défaut dans PVsyst - ainsi que d'établir une sensibilité des résultats à ces paramètres.
Ces comparaisons prendront comme base les **données météo réellement mesurées**, en valeurs horaires.

2. - Mesure et modélisation du module EPV-40

2.1. - Dispositif expérimental et méthodologie

Pour une description détaillée de ces mesures, nous renvoyons le lecteur au rapport de recherche [Ref 1, Mermoud 2005], disponible sur www.cuepe.ch.

Rappelons simplement la méthodologie. Les modules PV en test sont exposés sur le toit du CUEPE (Battelle), avec une inclinaison de 40° sud. Toutes les 10 minutes, un datalogger effectue un balayage de la caractéristique I/V de chaque module en test (8 canaux) et enregistre 30 points (I,V) pour chacun, ainsi que les températures ambiante et du module. Il mesure également les irradiances avec précision (Global horizontal, Diffus horizontal, Global plan capteurs) grâce à des pyranomètres soigneusement étalonnés au CUEPE. Une cellule PV de référence sert à identifier les variations d'irradiance au cours de la mesure (du fait que la constante de temps des pyranomètres est de 30 secondes, les mesures instables sont rejetées).

2.2. - L'échantillon de données

Le module de référence a été mesuré au banc de test (flash) du SUPSI le 27 juillet 2006. Il a été mis en place dans la chaîne de mesures le 7 août 2006. Il en a été retiré le 18 janvier 2008, pour être remesuré au flash au SUPSI.

Les données enregistrées au CUEPE sont donc constituées d'une série de caractéristiques I/V, enregistrées toutes les 10 minutes sur plus d'une année. Ils couvrent donc l'ensemble des conditions d'irradiance et de température (en fait nous n'en prenons qu'une sur deux, ce qui nous laisse encore 3'800 courbes à analyser).

Pour les comparaisons modèle-données, nous effectuons une sélection stricte sur les conditions d'irradiance. Nous demandons notamment qu'elle ne varie pas de plus de 5 W/m² ou 0.5% entre le début et la fin de la mesure d'un module (qui dure une dizaine de secondes). Comme nous disposons de mesures redondantes, nous pouvons aussi exiger que la différence entre l'irradiance dans le plan capteurs et la transposition à partir du global et diffus horizontaux n'excède pas 30 W/m².

En première approximation, ces conditions - établies en amont sur l'irradiance - ne devraient pas introduire de biais. En pratique elles pénalisent les valeurs intermédiaires d'irradiance, caractéristiques des situations météorologiques instables. Si bien que notre échantillon est légèrement renforcé sur les conditions de ciel clair, et les ciels couverts.

Parmi toutes ces caractéristiques I/V, nous en choisissons **une seule**, pour établir les paramètres du modèle (cf paragraphe suivant). Puis nous appliquons ce modèle à l'ensemble des mesures, et nous comparons certains paramètres - en particulier la **puissance au point de puissance maximum** P_{mpp} (Maximum Power Point), noté aussi **Pmax**, ainsi que la tension de circuit ouvert **Vco** et le courant de court-circuit **Isc**.

La figure 2.1 montre l'évolution de la différence (Mesure - Modèle) pour Pmax au cours de notre période d'enregistrement.

Les mesures de l'automne 2006 doivent être considérées comme la période de stabilisation, bien connue pour les capteurs PV de technologie amorphe, et prise en compte par les spécifications du fabricant (qui "vend" et garantit une puissance nominale stabilisée, après 2-3 mois d'exposition).

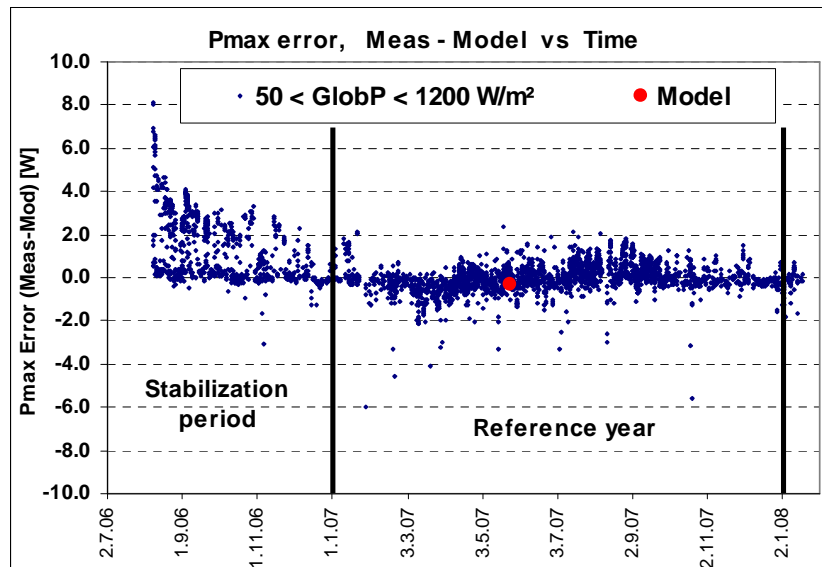


Fig 2.1. - Erreur sur la modélisation de PMax, toute la période de mesures

Nous baserons nos évaluations de performances sur l'année 2007, du 1er janvier au 31 décembre.

2.3. - Le modèle pour les modules amorphes

Là encore nous renvoyons le lecteur au rapport de recherche mentionné ci-dessus [Mermoud 2005], dans lequel le modèle standard et ses modifications sont décrits en détail.

Rappelons que le modèle "standard" peut être établi à partir de la mesure d'une seule caractéristique I/V, dans les conditions d'irradiance et de températures prévalant au moment de cette mesure (conditions "de référence" appelés G_{ref} et T_{ref}).

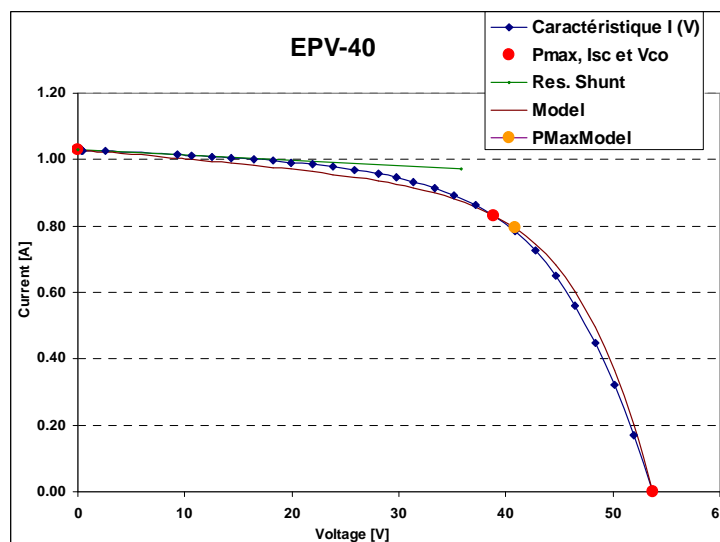


Fig 2.2. - Modèle sur la caractéristique I/V mesurée du 25/07/07, pour $G_{ref} = 988 \text{ W/m}^2$ et $T_{ref} = 61.6^\circ\text{C}$

La résistance shunt R_{sh} est déterminée par la pente autour de ($V=0$, I_{sc}). La condition que la courbe passe par les trois points caractéristiques (0 , I_{sc}), (V_{mp} , I_{mp}) et (V_{co} , 0) fournit trois équations pour la détermination de 4 paramètres libres I_{phRef} (photocourant), I_0Ref (courant de saturation diode), R_{serie} et γ (facteur de qualité de la diode). Ces 4 paramètres

sont parfaitement définis si on prend en compte la totalité de la courbe.

Trois corrections fondamentales ont été introduites pour une description correcte des modules amorphes:

- La résistance shunt (inverse de la pente à l'origine $V=0$) varie selon l'irradiance, avec une distribution proche d'une **exponentielle**. Avec un paramètre d'exponentielle unique fixé pour tous les modules (valeur -5.5), ceci introduit un paramètre supplémentaire, la résistance shunt pour une irradiance nulle, notée **Rsh(0)**.
- Un terme supplémentaire prend en compte les **recombinaisons** dans la couche intrinsèque -i- (la jonction amorphe est une jonction p-i-n) [Mertens 1998]. Cette correction est caractérisée par un paramètre "ad hoc", que nous avons nommé **$di^2\mu\tau$** , et dont la détermination ne peut se faire, pour l'instant, qu'à l'aide d'une famille de mesures I/V enregistrées sous différentes conditions de température et irradiance.
- Suite à l'énergie de gap plus élevée (1.6 eV environ), la **sensibilité spectrale** de cette technologie est différente de celle des modules cristallins. Une correction établie par le CREST (Université de Loughborough) selon le type de temps et la masse d'air est utilisée [Betts 2004]. Cette correction devrait être affinée pour tenir compte de la sensibilité spectrale des diverses technologies (simple, tandem ou triple jonction), mais cela nécessite une énorme quantité de données d'irradiance spectrales dont nous ne disposons pas. Nous appliquons telle quelle la correction proposée par le CREST, établie pour la courbe de sensibilité spectrale de l'amorphe simple.

Bien entendu, dans tous les cas on doit appliquer le facteur d'incidence (IAM) tenant compte des réflexions lorsque le rayonnement n'est pas perpendiculaire au plan du capteur. Ce facteur est évalué au moyen d'une paramétrisation dite "Ashrae", qui approxime les lois de Fresnel et fait intervenir un paramètre nommé bo dont la valeur a été laissée à 0.05 comme pour tous les modules PV.

Limites de la correction de recombinaison

La fig 2.2 montre la caractéristique I/V (courant/tension) de référence. En bleu, les points mesurés, et les résultats du modèle "standard" établi sur ces points sans la correction de recombinaison. On peut constater que le modèle "standard" à une diode est capable de représenter parfaitement le comportement I/V de ce module amorphe pour ces conditions de référence. En fait, pour chaque caractéristique I/V mesurée, on peut trouver un ensemble de paramètres pour lesquels le modèle standard s'applique parfaitement.

Cependant les paramètres correspondants sont spécifiques à chaque courbe, et ne permettent pas de décrire le module dans toutes les conditions d'irradiance et de température. La correction de recombinaison permet de mieux restituer le comportement global du module (notamment de P_{mpp} et V_{co}) dans toutes les conditions de température, mais au prix d'une déformation de la caractéristique I/V, ce qui induit un déplacement de la tension du point de puissance maximum V_{mpp} .

2.4. - Evaluation globale du modèle

Nous évaluons la précision du modèle à l'aide des 3 indicateurs suivants:

- La détermination du point de puissance maximum P_{mpp} ou **P_{max}** . Ceci est évidemment le résultat de base attendu pour évaluer la précision sur l'énergie au cours de la simulation d'un système PV.
- La détermination du courant de court-circuit **I_{sc}** , valeur quasiment identique au photocourant. Les écarts obtenus à ce niveau sont représentatifs de la sensibilité du modèle à l'irradiance "effective", notamment aux **effets spectraux** et à l'**angle d'incidence**. Ils dépendent aussi des erreurs expérimentales liées à la mesure de l'irradiance (stabilité du rayonnement durant la mesure, alignement des solarimètres, saletés sur les capteurs, effets changeants de l'albédo, etc), qui représentent une perturbation de notre estimation de la précision intrinsèque du modèle.
- La détermination de la tension de court-circuit **V_{co}** . Nous observons que son évolution est fortement liée au comportement interne du modèle selon la température.

Nous avons évité d'utiliser comme base d'analyse les valeurs V_{mpp} et I_{mpp} , qui nous semblent moins significatives: en effet, elles ne sont pas déterminées avec grande précision sur la caractéristique mesurée, et elles sont très liées entre elles: une petite variation de V_{mpp} peut être compensée par une variation de I_{mpp} pour donner la même puissance P_{mp} .

La valeur V_{mpp} a néanmoins son importance, du fait qu'elle est utilisée lors du dimensionnement du champ photovoltaïque, pour déterminer le nombre de modules en série compatible avec la plage de tensions d'entrée de l'onduleur. La déformation de la courbe I/V due à la correction de recombinaison induit une augmentation inévitable de la tension V_{mp} . Notre modèle ne peut malheureusement pas reproduire à la fois le P_{mpp} et V_{co} dans toutes les conditions environnementales, et la tension V_{mpp} , qui reste toujours surestimée.

Les graphiques des erreurs entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées, tracés en fonction de différentes variables, sont un excellent outil d'analyse du comportement du modèle.

Mais les résultats **quantitatifs** permettant de comparer finement diverses options, ou d'optimiser les paramètres, sont essentiellement la déviation par rapport à la moyenne, notée μ ou MBE (Mean Bias Error), et l'écart quadratique moyen σ , de la distribution des erreurs, aussi noté RMSE (Root Mean Square Error).

$$\mu = \sum (\text{Val. mes} - \text{Val. modèle}) / N_{\text{mes}}$$

$$\sigma = \text{SQRT} [\sum (\text{Val. mes} - \text{Val. modèle})^2 / N_{\text{mes}}]$$

Le plus souvent nous exprimerons ces valeurs en termes relatifs (%), normalisé soit à la puissance ou au courant nominal ($P_{nom} = 40 \text{ Wc}$) soit à la tension moyenne de l'échantillon ($V_{oc} = 59 \text{ V}$).

2.5. - Détermination des paramètres

La table 2.1 montre les paramètres de base mesurés pour la caractéristique aux conditions de référence (G_{ref} , T_{ref}), ainsi que les paramètres déterminés pour le modèle, de manière à "passer" par ces 3 points (I, V) de référence.

Notons que l'irradiance de référence, arrivant sur les cellules, est l'irradiance mesurée dans le plan des capteurs, corrigée pour les effets d'IAM et l'effet spectral spécifique de la technologie amorphes.

Valeurs mesurées		25.05.2007 13:50		Paramètres du modèle "standard"		
Conditions de référence	G_{ref}	988	W/m^2	Photocourant	I_{phRef}	1.045 A
	T_{ref}	61.6	$^{\circ}C$	Résist. shunt	R_{shunt}	652 Ω
Paramètres électriques mesurés	V_{mpp}	38.82	V	Résist. série	R_{serie}	2.0 Ω
	I_{mpp}	0.833	A	Fact. de qualité	Γ	4.46
	V_{oc}	53.7	V	Saturation diode	I_{oRef}	16.9 μA
	I_{sc}	1.029	A	Paramètres additionnels pour amorphes		
	FF	0.59		Rshunt à 0 W/m^2	R_{sh0}	7000 Ω
				Recombinaison	$d^2\mu\tau$	4 $\backslash V$

Table 2.1. - Caractéristique I/V de référence, et paramètres du modèle.

La résistance shunt à irradiance nulle est directement tirée de la mesure des résistances shunt de tout l'échantillon, tracée sur la fig 2.3. Pour paramétrer cette dépendance, nous prenons toujours un facteur d'exponentielle = -5.5, qui semble reproduire un comportement acceptable pour tous les modules que nous avons mesurés jusqu'à maintenant.

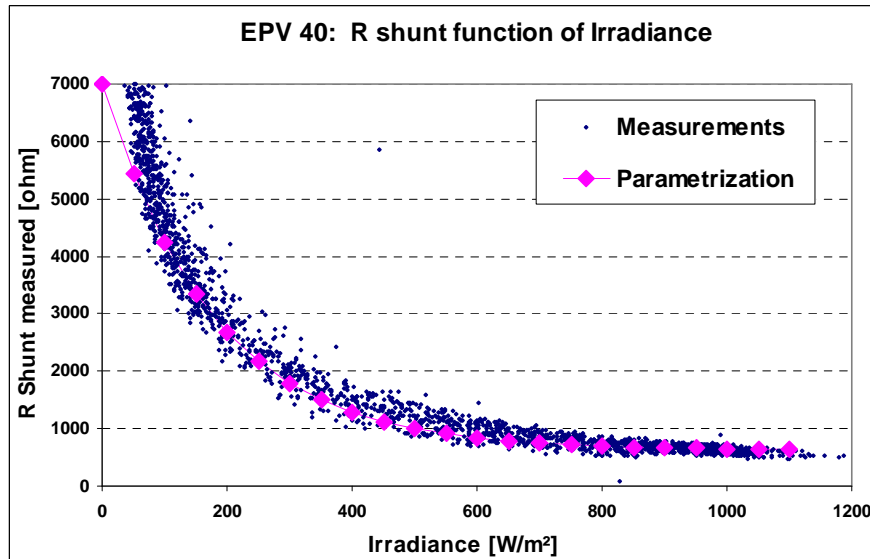


Figure 2.3. - Mesure de la résistance shunt, selon l'irradiance.

Finalement, le paramètre de recombinaison est ajusté de manière à minimiser les erreurs sur P_{max} , et surtout à reproduire correctement la tension V_{co} dans tout l'échantillon. Comme nous l'avons vu plus haut, cette correction déforme notablement la caractéristique I/V (tout en passant pas les 3 points de référence). Néanmoins elle est nécessaire pour reproduire correctement les comportements en température, aussi bien de P_{max} que de V_{co} .

2.6. - Résultats du modèle

Ce modèle nous permet de reproduire correctement le fonctionnement du module dans toutes les conditions d'irradiance et de température. La fig 2.4 donne la distribution des erreurs sur Pmax pour l'ensemble des nos mesures de l'année 2007 (2'500 points du 1er janvier au 31 décembre).

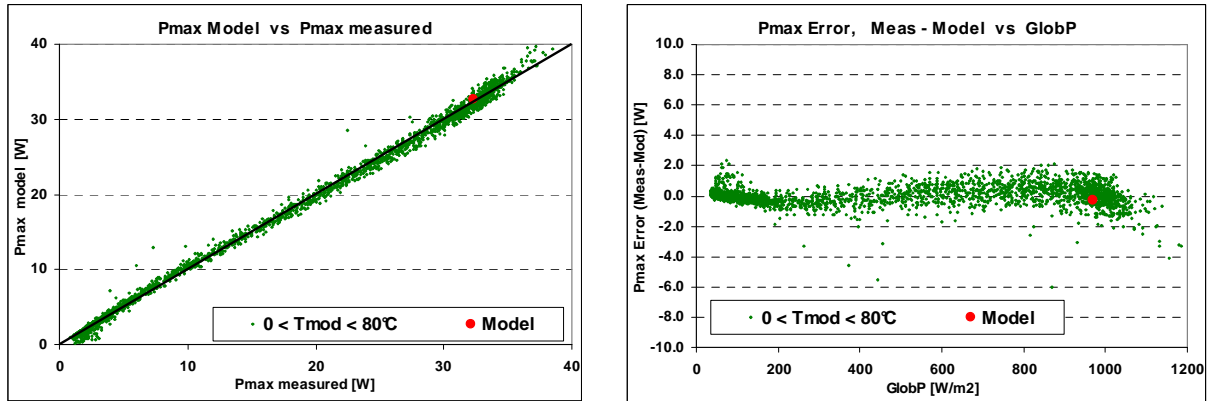


Figure 2.4. - Résultats du modèle, selon l'irradiance.

Err. moyenne $\mu = 0.0 \%$, Sigma $\sigma = 1.7 \%$

La fig. 2.5 montre comment la correction de recombinaison aide à reproduire le comportement de la tension de circuit ouvert.

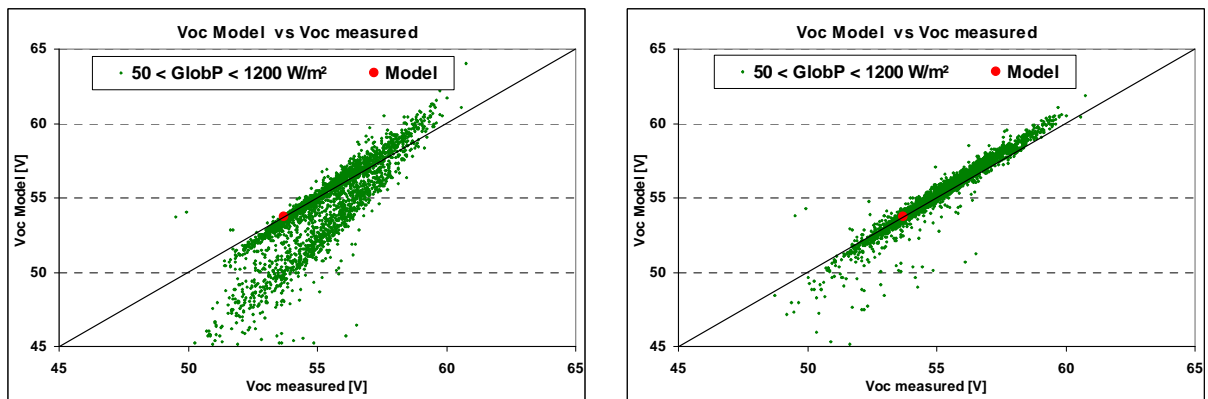


Figure 2.5. - Modélisation de Vco, sans et avec correction $d^2\mu\tau$

Après correction: $\mu = -1.0 \%$, Sigma $\sigma = 1.3 \%$

Finalement, la figure 2.6 représente l'erreur du modèle sur la détermination de la tension au point de puissance maximum V_{mpp} , soit en fonction de l'irradiance, soit en fonction de la température. L'erreur atteint $\mu = -3.2 \%$ et $\sigma = 2.4\%$, soit environ -1.3 V sur une tension nominale de 39 V .

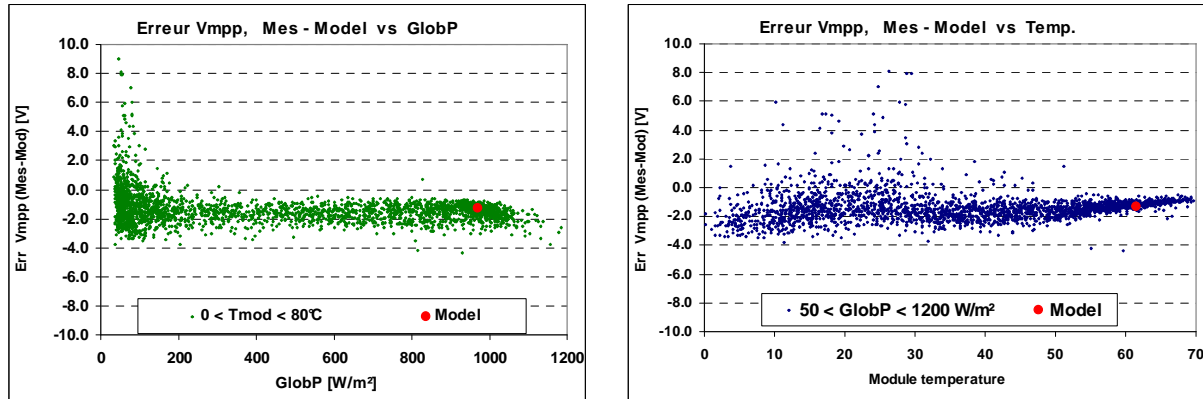


Figure 2.6. - Erreur sur la tension au MPP (compensée par une erreur sur I_{mp} pour obtenir une puissance P_{mp} correcte selon la fig 2.4)

2.7. - Comparaison avec les mesures flash et spécifications fabricant

Les mesures en extérieur ne sont évidemment jamais disponibles aux conditions standard, ni même dans des conditions exactement comparables au cours de l'année. Cependant, convaincus par la distribution d'erreurs que le modèle s'applique bien à toutes les conditions de fonctionnement, nous pouvons extrapoler son comportement aux conditions standard (STC: 1000 W/m^2 , 25°C , AM 1.5).

EPV-40		Fabricant	Flash Initial		Mesure Initiale		Mesure Réf.		Flash final	
Caract. de réf.			27.07.2006		09.08.2006		27.05.2007		27.02.2008	
GRef W/m^2					984		988			
TRef $^\circ\text{C}$					64		61.6			
Mesures de base		STC	STC	/Fabr	STC	/Fabr	STC	/Fabr	STC	/Fabr
Pnom.	Wc	40	43.1	7.6%	44.9	12.1%	37.84	-5.5%	31.5	-21.3%
Vmpp	V	43.99	49.9	13.4%	50.8	15.4%	47.37	7.7%	44.38	0.9%
Imp	A	0.91	0.86	-5.2%	0.884	-2.9%	0.80	-12.2%	0.71	-22.0%
Voc	V	59.00	63.5	7.6%	63.9	8.4%	61.90	4.9%	60.18	2.0%
Isc	A	1.17	0.98	-16.2%	1.100	-6.0%	1.04	-11.0%	0.94	-19.7%
FF		58.0%	69.2%	19.3%	63.8%	10.1%	57.2%	-1.3%	55.7%	-3.9%
Paramètres du modèle										
Rshunt	Ω	650	1000		983		652		600	
Rsh(0)	Ω	7000	7000		7000		7000		7000	
Rserie	Ω	2.0	2.0		2.0		2.0		2.0	
IPhRef	A / W/m^2	1.173	0.982		1.102		1.045		0.943	
Gamma		4.19	3.57		3.38		4.46		6.28	
IoRef	nA	483	15		434		16920		35008	
di ² $\mu\tau$		5.0	1.0		3.0		4.0		4.0	
Résultats du modèle										
mPMax	%/°C	-0.27	-0.43		-0.18		-0.24		-0.39	
mVco	mV/°C	-213	-242		-163		-175		-201	

Table 2.2. - Performances aux STC et paramètres modèle .

Le modèle établi pour chacune de ces conditions donne les courbes suivantes aux STC.

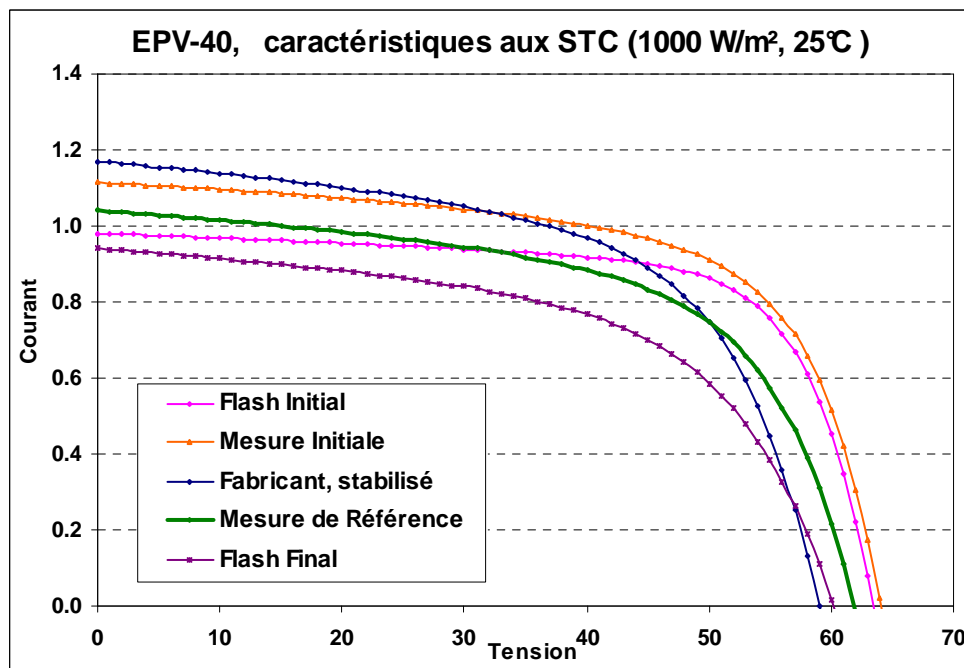


Figure 2.7. - Comparaison des caractéristiques I/V aux STC

Par rapport aux spécifications

Phénomène bien connu avec la technologie amorphe, on observe une baisse des performances au cours de 3 premiers mois d'exposition (cf fig 2.1). Les spécifications du fabricant intègrent ce phénomène, et garantissent les performances à l'état stabilisé.

Or nous constatons que ce module, donné pour 40 Wc, ne fournit plus que 37.8 Wc aux STC selon la mesure de référence (conditions stabilisées), soit une perte de 5.5 %. Nous restons donc bien dans la tolérance de 10% spécifiée pour ce module.

Mesures au simulateur au SUPSI

Ces deux modules ont été passés au simulateur (flash) à la livraison, et ont été remesurés par ce moyen en février 2008, après 16 mois d'exposition extérieure. Ces mesures ont été faites au SUPSI (Tessin). Nous observons des différences très importantes entre ces deux modes de caractérisation, mesures au Flash et extrapolation aux STC des mesures au soleil (en utilisant notre modèle).

Si on compare le flash initial et les mesures initiales (enregistrées 10 jours plus tard dès l'exposition du module au soleil), on observe un courant de court-circuit supérieur de 12% au soleil; pour une tension équivalente. La puissance au soleil est de 4% supérieure; c'est surtout le facteur de forme qui fait la différence.

Nous retrouvons une différence similaire - ou pire - entre la mesure de référence (mai 2007) caractérisant un fonctionnement **stable** sur toute l'année et la mesure au flash de février 2008. La mesure flash donne des valeurs très sensiblement inférieures (-17 % pour la puissance, et -10% pour le courant); y compris en tension. Le facteur de forme au flash est cette fois fortement dégradé.

Nous n'avons pas d'explication satisfaisante pour expliquer ces différences. Bien que les mesures de référence et le flash final soient espacés de 8 mois, la fig 2.1 atteste que le fonctionnement du module a été parfaitement stable durant cette période.

En février 2008, nous avons soigneusement réétalonné tous nos solarimètres du CUEPE, et

effectivement trouvé une dérive de l'ordre de 2% (mais sur 4 ans!) pour le global plan (moins de 0.5% sur les deux autres solarimètres). Et nous avons également soigneusement vérifié la calibration de nos mesures de courant et tension par le datalogger, qui restent dans la limite du demi-pourcent.

3. - Le système photovoltaïque

3.1. - Description du système PV

Le système photovoltaïque est implanté sur la toiture en tôle nervurée de la salle polyvalente de l'école d'Aire. Il est composé de 238 modules EPV-40, sans cadres, fixés à l'aide de petits clips métalliques sur des profilés d'aluminium, eux-mêmes montés directement sur les tôles par des vis à tôle. La surface totale de capteurs avoisine 190 m².

La toiture, inclinée de 4°, est orientée vers le sud-est, à -37° par rapport au sud. Les capteurs occupent une partie du toit seulement. Un pylône électrique situé à l'angle sud-est est susceptible de porter une ombre sur le champ le matin. Nous avons vérifié avec PVsyst que la perte due à cette ombre n'excède pas 0.3%. Des arbres de haute futaie sont disposés sur la partie arrière, mais ne portent pas d'ombrages significatifs.

Le système n'est pas homogène, mais réparti en 3 sous-champs qui alimentent 3 onduleurs différents:

- Sous-champ #1: 9 chaînes de 8 modules en série, onduleur Solarmax 3000C.
- Sous-champ #2: 10 chaînes de 7 modules en série, onduleur Solarmax 3000C.
- Sous-champ #3: 12 chaînes de 8 modules en série, onduleur Solarmax 4200C.

Une boîte de connexions située près du champ reçoit les connexions de chaque string, contient les éléments de sécurité (fusibles 4A, diodes de protection, varistances parafoudres, disjoncteurs DC), et assure la transmission de la puissance aux trois onduleurs, en sous-sol.

Toutes les parties métalliques de l'installation, ainsi que les éléments parafoudres, sont évidemment reliées à la terre et au circuit paratonnerre du bâtiment.

Le compteur des SIG pour la mesure de l'énergie injectée dans le réseau est situé dans le tableau général du bâtiment.

3.2. - Système de mesures

Du fait de la spécificité de ce système liée à l'emploi d'une technologie amorphe, et sur mandat du Service Cantonal de l'Energie (SCANE), cette installation a fait l'objet de mesures détaillées ("monitoring"), permettant notamment de comparer précisément les performances avec la modélisation du logiciel PVsyst.

Le système d'acquisition de mesures est constitué d'un datalogger "Datataker DT50", qui enregistre les paramètres suivants:

- L'irradiance dans le plan capteurs (pyranomètre CM10, calibré au CUEPE),
- La température extérieure (senseur protégé du rayonnement IR, sous l'avant-toit),
- La température d'un module PV,
- La tension, le courant et la puissance CC de chaque sous-champ,
- La puissance AC produite par l'installation complète.

Les mesures sont effectuées toutes les 10 secondes, et moyennées sur l'heure pour le stockage des données. Notons que la puissance DC doit aussi être calculée/accumulée par 10 secondes, la moyenne des puissances n'étant pas égale au produit des tensions et courants moyens sur l'heure.

3.3. - Prévision de production

Une estimation préalable de la production d'énergie, nécessaire pour l'établissement du plan financier, avait été effectuée avec le logiciel PVsyst. Elle est évidemment entachée d'incertitudes, en premier lieu dues à la méconnaissance de l'irradiation réelle durant les années d'exploitation.

Ce système ne peut pas être simulé directement par PVsyst 4.33, du fait de l'hétérogénéité des sous-champs (ceci sera possible dans la prochaine version 5.0). En toute rigueur, on doit effectuer 3 simulations différentes, et sommer les résultats de chaque sous-système.

Cependant, le mode de fonctionnement de ces trois sous-systèmes est très semblable. En approximant le système par un seul système de $30 \times 8 = 240$ modules, alimentant trois onduleurs identiques Solarmax 3000C, nous avons vérifié que la différence sur le résultat (après renormalisation au nombre de modules) n'excède pas 0.16 % sur l'année. Nous pourrions donc utiliser cette approximation dans la suite, pour les études de sensibilité.

Pour ces simulations **préalables**, nous utilisons les données météorologiques de la base de données (DRY "Design Reference Year" établie sur la base des données de Cointrin 1960-1990), et les caractéristiques des composants (modules PV, onduleurs) spécifiés par les fabricants.

Du fait du montage mécanique, avec lame d'air de quelques centimètres, nous devons diminuer le facteur de pertes thermiques. Nous lui avons donné une valeur de $22 \text{ W/m}^2\text{K}$ dans les premières simulations. La résistance globale de câblage est évaluée à l'aide de l'outil spécifique de PVsyst à environ $210 \text{ m}\Omega$ pour chaque sous-champ, ou $73 \text{ m}\Omega$ pour l'ensemble du système, ce qui occasionne une perte de 0.5% au MPP.

Nous laissons les autres paramètres de pertes de PVsyst à leurs valeurs par défaut, proposées par le logiciel. Soit:

- Perte due à la qualité des modules: -3%,
- Pertes de "mismatch": -2%,
- Perte IAM: paramètre $bo = 0.05$.

Système 30x8 = 240 modules, 73 mOhm
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	31.1	0.89	32.5	30.5	292	271	4.73	4.39
February	44.1	1.50	45.7	43.2	423	399	4.88	4.60
March	93.3	5.53	96.3	92.2	862	824	4.72	4.51
April	118.2	8.86	120.4	116.0	1057	1012	4.63	4.43
May	147.0	12.90	148.5	143.3	1260	1207	4.47	4.28
June	176.8	16.65	178.3	172.7	1453	1395	4.29	4.12
July	190.4	20.14	192.3	186.1	1522	1463	4.17	4.01
August	160.7	19.11	163.3	157.6	1310	1258	4.23	4.06
September	115.5	15.64	118.6	113.9	989	948	4.39	4.21
October	71.0	11.11	73.8	70.2	637	606	4.55	4.33
November	33.2	4.99	34.7	32.6	306	285	4.65	4.33
December	25.4	2.56	26.9	25.0	230	211	4.51	4.14
Year	1206.8	10.04	1231.3	1183.3	10340	9880	4.43	4.23

Table 3.1. -Résultats de la simulation,
approximation système homogène de 240 modules.

La table 3.1 donne un aperçu des résultats prévisionnels. Les différentes pertes du système sont visualisées sur le diagramme des pertes de la fig 3.1.

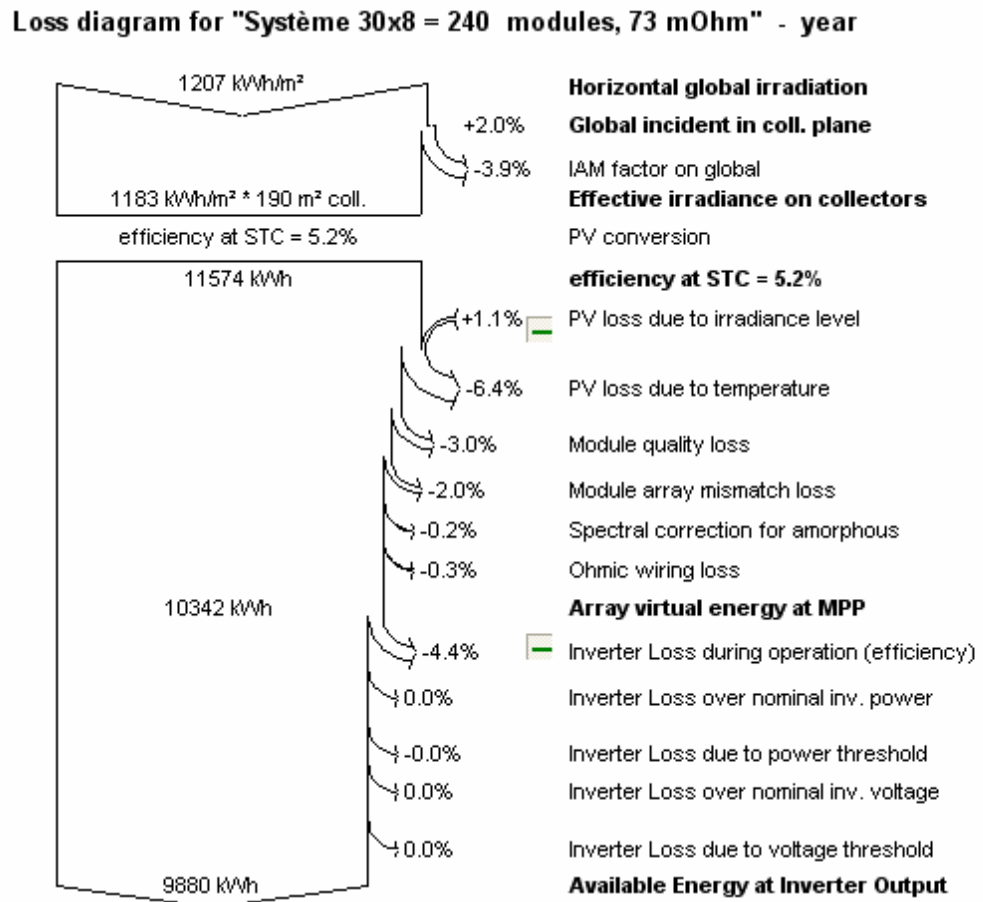


Figure 3.1. - Diagramme des pertes pour le système complet

Ainsi, pour une année correspondant à la météo de la base de données (DRY, GlobH = 1207 kWh/m²), et avec le modèle de capteurs selon les paramètres du fabricant, la production attendue est de 9880 kWh/m², soit un "productible" de **1028 kWh/kWc**

3.4. - Comparaison de la production avec la prévision

Si on veut maintenant comparer la production réelle avec la prévision, il est nécessaire de **renormaliser** toutes les productions mensuelles simulées à l'irradiation réellement mesurée. La figure 3.2 montre cette comparaison, pour l'ensemble des mesures disponibles à ce jour.

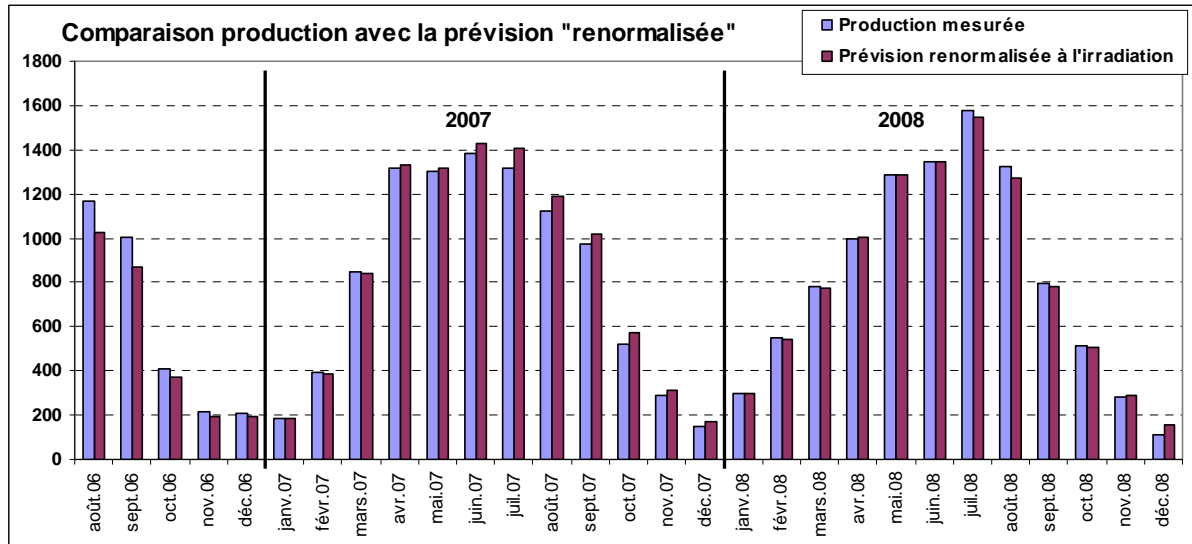


Figure 3.2. - Productions mensuelles sur la période de mesures

Nous avons effectué cette comparaison pour deux simulations différentes:

- D'abord avec la simulation "**brute**" telle qu'on peut l'obtenir au moment de l'étude du système. Cette simulation a été menée en laissant la plupart des paramètres de pertes à leurs valeurs par défaut, comme spécifié dans le paragraphe précédent
- Ensuite nous avons introduit le modèle établi selon notre mesure sur un module EPV-40. Dans ce cas nous devons annuler le facteur de perte de "qualité des modules" (dont le défaut est à 3%), puisque nous supposons connaître ses caractéristiques.

Le résultat global annuel apparaît sur la table 3.2 pour deux années complètes de mesures.

Il faut noter que durant l'année 2007, et jusqu'à mi-janvier 2008, une trentaine de modules ont subi une dégradation (développement de fentes, voir chapitre suivant) qui a perturbé leur fonctionnement.

Mais nous pouvons constater que pour la période stable de 2008, cette première estimation de PVsyst donne des résultats tout à fait corrects.

La simulation "brute" - correspondant à l'**utilisation normale du logiciel** lors de l'étude d'un projet - **surestime la production réelle de 0.8%**.

Et si on passe au modèle établi pour le module EPV-40 (moins performant que la spécification du fabricant), l'écart reste comparable (**0.5%**), la baisse de performance étant justement contrebalancée par le paramètre "Module Quality Loss".

NB: Nous verrons par la suite que le paramètre thermique peut être évalué précisément avec nos mesures détaillées. Si on introduit sa valeur réelle (selon les mesures) de 18 W/m²k, la production diminue de -0.9%. Cependant la température moyenne de l'année de référence prise comme base étant de 3°C au-dessous des températures réelles, cette correction s'annule...

		Irradiation		T amb °C	Prod DC kWh	Inv. effic %	Prod AC kWh	Productible kWh/kWc
		Glob H kWh/m ²	Glob P kWh/m ²					
Résultats mesure	2008 (panne)	1243	1268	13.2	10681	91.9%	9816	1030
	2009	1203	1228	12.9	10694	92.2%	9859	1035
Simulation préliminaire avec paramètres standard PVsyst		1207	1231	10.0	10251		9782	
	Erreur Mesure - Simul		3.0%		1.2%		-2.9%	
	2009		-0.3%		4.6%		0.8%	
Simul avec module mesuré CUEPE et U = 22 W/m ² k (prévisionnel)		1207	1231	10.0	10325		9848	
	Erreur Mes - Simul		3.0%		0.4%		-3.3%	
	2009		-0.3%		3.9%		0.5%	
Simul avec module mesuré CUEPE et U = 18 W/m ² k (selon mesures)		1207	1231	10.0	10233		kWh	
	Erreur Mes - Simul		3.0%		1.3%		-2.5%	
	2009		-0.3%		4.6%		1.4%	

Table 3.2. - Comparaisons globales Productions-Simulations annuels

Mais les performances annuelles ne sont pas suffisantes comme indicateur de la fiabilité de la simulation. La figure 3.3 donne une vision plus détaillée des erreurs entre la production et la prévision, à l'échelle mensuelle.

Les points verts indiquent cette erreur lorsqu'on utilise le modèle de l'EPV-40 construit sur les spécifications du fabricant. Si la moyenne annuelle est relativement correcte, nous observons une forte variation entre les périodes estivales et hivernales (+/- 10%), ce qui indique que le modèle n'est pas satisfaisant.

Par contre les losanges oranges donnent les résultats avec le modèle établi par le CUEPE sur le module EPV-40 mesuré. Les données 2008 restent très proches des valeurs mesurées, dans la limite de 2-3 %, tout au long de l'année. Notons que le mois de décembre accuse un déficit de plus de -25% dû à la neige.

On peut constater avec les points violets qu'après la période de stabilisation (fin 2006), l'année 2007 est marquée par un déficit, dû à la détérioration de certains modules (cf chapitre suivant).

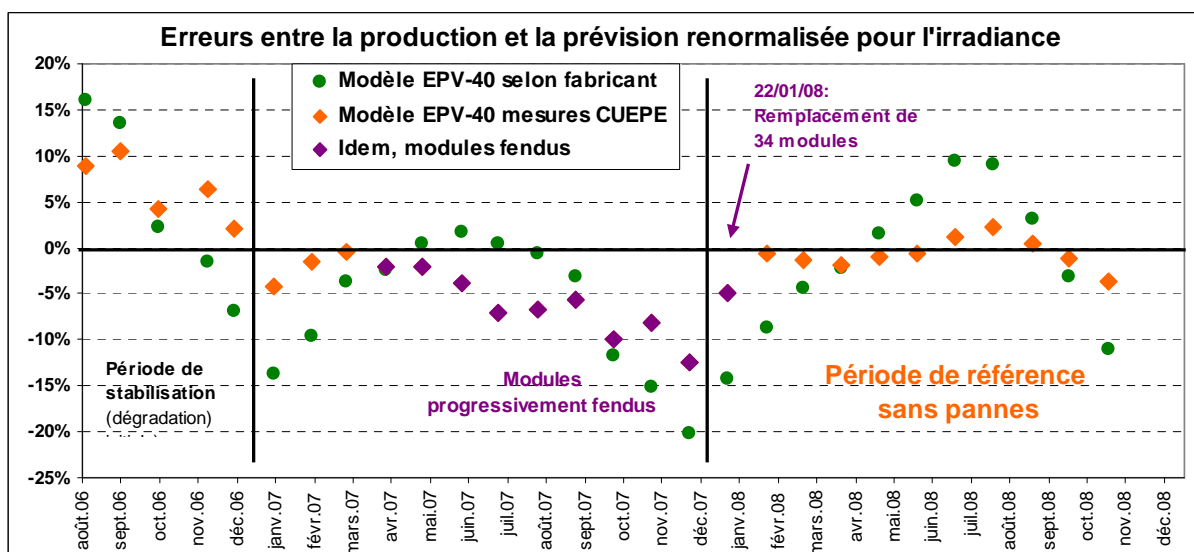


Figure 3.3. - Erreurs entre la mesure et la prévision.

3.5. - Détérioration de plusieurs modules

La mise en oeuvre des modules sans cadres ("laminés") est extrêmement délicate. Déjà au moment de la pose, en particulier les coins du verre doivent être protégés.

Au cours de l'année 2007, de nombreux modules (plus d'une trentaine, 14% du total) ont vu se développer des fentes sur une partie ou toute leur largeur. Ces fentes sont dues à un défaut de montage: le joint EPDM qui doit normalement être inséré dans le clips d'acier-ressort autour du verre, a été omis. Le défaut s'est produit systématiquement à tous les points de fixation sans caoutchouc, alors qu'aucune fixation équipée n'a produit de fente.

Ces fentes ne se sont pas produites tout de suite, mais progressivement sur quelques mois, probablement suite aux efforts dus au vent (ou éventuellement aux dilatations ?).

Du fait de la technologie en couche mince (l'épaisseur de la cellule active photovoltaïque est de l'ordre du micron), les fentes même sans déplacement peuvent avoir une forte influence sur le fonctionnement du module.

Heureusement pour la compréhension de nos mesures, la plupart des modules endommagés sont concentrés sur le champ #2. Nous disposons ainsi d'une bonne estimation de la perte réelle occasionnée par ces dégâts.

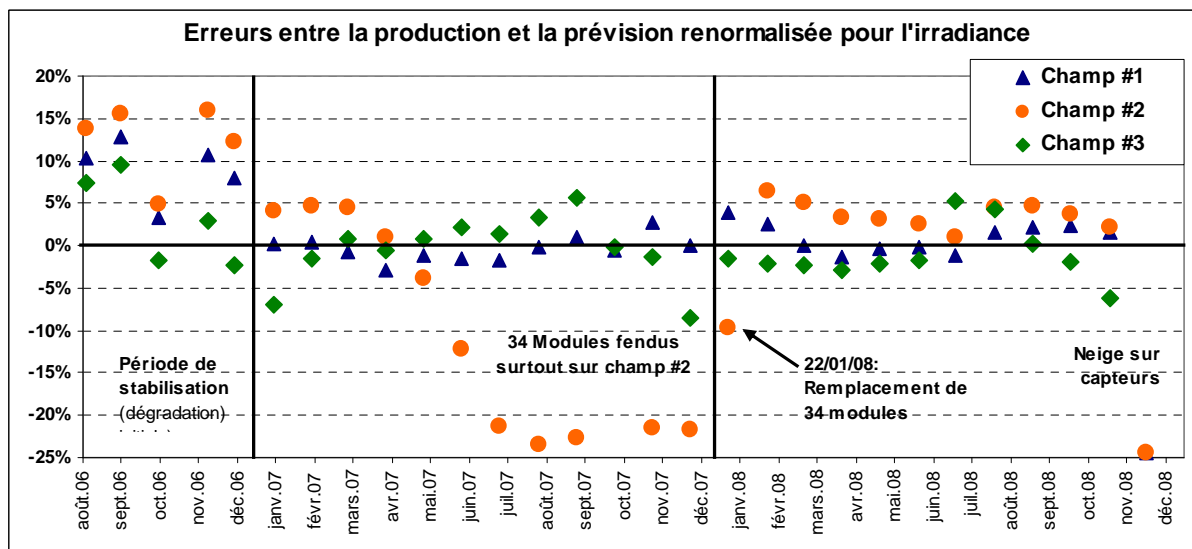


Figure 3.4. - Erreurs entre la mesure et la prévision, côté DC, pour chaque sous-champ.

Après une période de 9 mois durant laquelle le champ #2 se comporte plutôt mieux que les autres, on observe une forte chute de la production à partir de mai 2007. Cette chute se stabilise autour de -20% à -25% jusqu'au remplacement des capteurs défectueux le 22 janvier 2008. Le champ reprend alors son efficacité normale, dans les 3 à 5% mensuels par rapport à la simulation.

Notons qu'une perte de 25% sur le champ #2 représente une perte globale de 7.3% sur l'ensemble du système. On peut estimer la perte d'énergie réelle sur la période détériorée à environ 400 kWh, soit une perte financière de 320 CHF.

Les modules endommagés ont été remplacés le 22 janvier 2008. On retrouve jusqu'en avril 2008 les mêmes écarts entre les valeurs mesurées et simulées. Ce qui indique que la dégradation a probablement commencé au cours du printemps 2007, après environ 10 mois de fonctionnement.

4. - Analyse détaillée des mesures - Validations de PVsyst

Les mesures dont nous disposons permettent d'analyser en détail divers aspects du fonctionnement réel du système. Les comparaisons fines avec la simulation doivent nous permettre d'identifier certains paramètres et points délicats du fonctionnement de la simulation, mais nous conduiront aussi à soupçonner des incertitudes dans la mesure.

4.1. - Comportement en température

L'une des grandes inconnues lors de l'utilisation du logiciel PVsyst est la détermination du facteur de pertes thermiques, caractérisant le comportement en température du champ PV en fonction de la température extérieure et de l'irradiance.

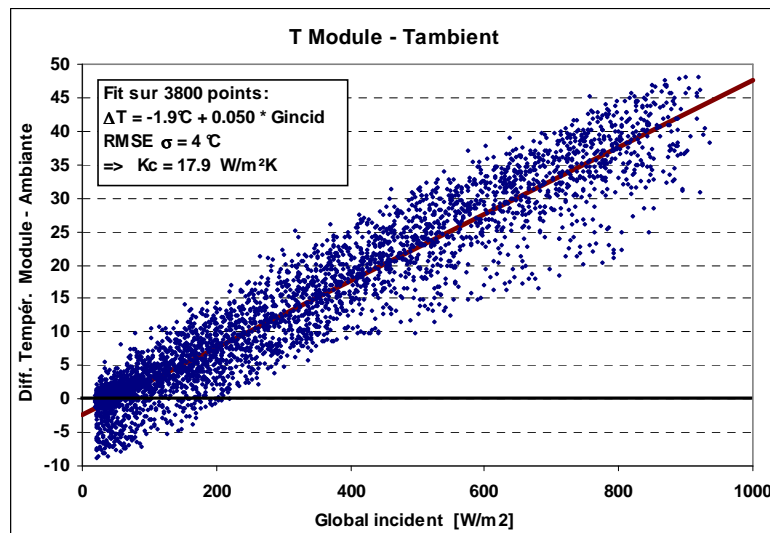


Figure 4.1. - Différence de température Module - Ambiante (année 2007)

La température ambiante est mesurée par un thermocouple situé sous l'avant-toit en béton du bâtiment, protégé par un tube d'acier inox pour éviter l'absorption du rayonnement infra-rouge. La température d'un module est enregistrée par un thermocouple collé sous un des capteurs, et recouvert d'une isolation de 7x7 cm² par 1 cm d'épaisseur de polystyrène.

Notons qu'au plus fort de l'été, les modules du champ PV atteignent 75°C.

Les mesures horaires sur l'année complète 2007 apparaissent sur la figure 4.1. On peut constater que l'ajustement linéaire ne passe pas par zéro. Ceci s'explique par le fait que les capteurs sont sensibles au déficit de rayonnement infra-rouge du ciel, qui résulte en une température plus basse que l'ambiant. Le déficit est quasi nul par temps couvert, mais peut induire plusieurs degrés de différence par temps clair.

Cette hypothèse est attestée par la fig 4.2, qui retrace la différence de température nocturne, en fonction de l'indice de clarté K_t , représentatif de la qualité du jour précédent. Il n'y a évidemment pas une corrélation parfaite, du fait des changements de temps éventuels entre un jour et la nuit suivante. Mais on observe une tendance nette aux grandes différences pour les beaux jours (K_t élevés).

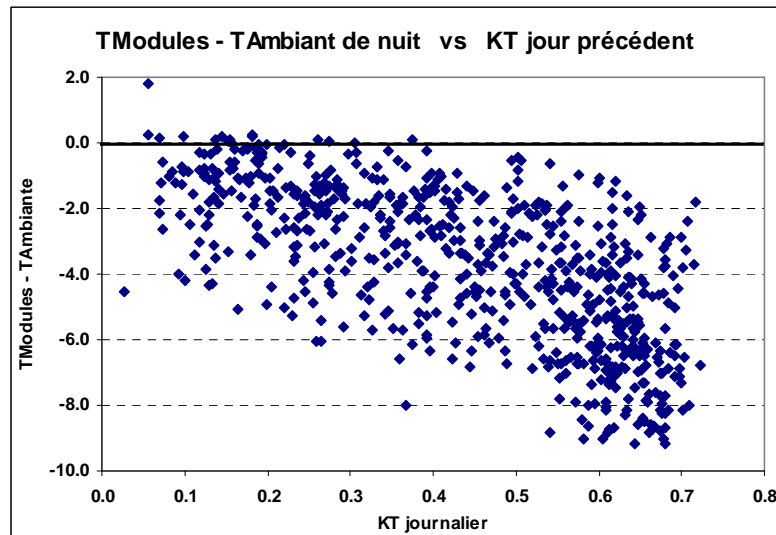


Figure 4.2. - Différence de température de nuit, selon Kt du jour précédent

Utilisant le bilan thermique du module, ces mesures permettent de déterminer précisément le facteur de pertes Kth:

$$Kth = G_{incid} * (Alpha - Effic) / (T_{mod} - T_{amb})$$

Avec un coefficient d'absorption Alpha = 0.9, une efficacité du module = 5%, et $T_{mod} - T_{amb} = 48^{\circ}\text{C}$ à 1000 W/m^2 , ceci donne un facteur de pertes thermiques (paramètre d'entrée de PVsyst):

$$Kth = 17.9 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Notons que ces résultats nous motivent à introduire une correction Infra-rouge dans une prochaine version de PVsyst.

L'application du modèle pour évaluer la température des modules dans la simulation PVsyst, avec ce facteur $Kth = 18 \text{ W/m}^2\text{k}$, donne alors les résultats de la fig 4.3. La température des modules est restituée avec une erreur moyenne (MBE) $\mu = -0.61^{\circ}\text{C}$ et une dispersion (RMSE) $\sigma = 3.9^{\circ}\text{C}$. Cette dispersion peut être attribuée à l'effet du vent, et probablement aussi au déficit IR.

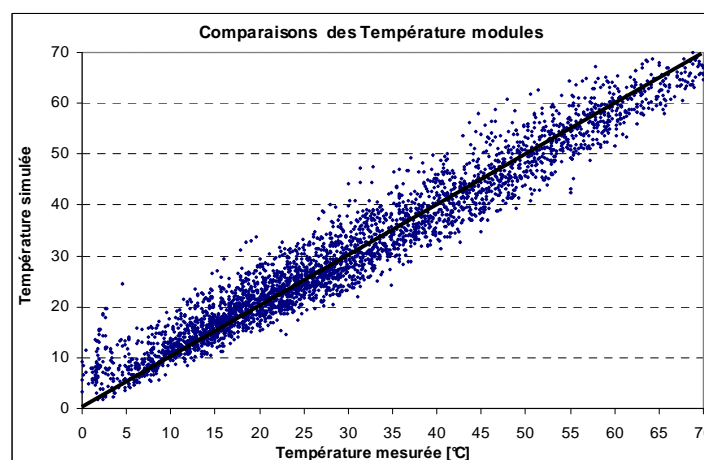


Figure 4.3. - Comparaison température modules, mesuré et simulation

4.2. – Efficacité des onduleurs

Comme nous l'avons vu précédemment, cette installation comporte trois sous-systèmes différents, avec 3 onduleurs:

- deux SOLARMAX 3000C de 2.5 kWac nominal,
- un SOLARMAX 4200C de 3.8 kWac nominal.

L'analyse du fonctionnement de l'onduleur, et notamment de son efficacité, nécessite évidemment la mesure de la puissance d'entrée et de la puissance de sortie.

Malheureusement, si les puissances CC de chaque champ sont bien mesurées par le système de monitoring, les puissances de sortie ne sont pas disponibles pour chaque onduleur, mais seulement pour l'ensemble du système. Ainsi, les données ne nous permettent d'évaluer que l'efficacité globale (moyenne) des trois onduleurs pris ensemble.

La figure 4.4 montre les valeurs mesurées, à comparer avec la courbe "moyenne" d'efficacité, telle que construite par PVsyst à partir des spécifications du fabricant:

- 3000C : Efficacité Maxi 97%, EURO 95,5%, seuil 15 W.
- 4200C : Efficacité Maxi 97%, EURO 95,8%, seuil 19 W.

Nous constatons une différence d'environ 3%, avec une dispersion importante dans le coude, aux faibles puissances au-dessous de $P_{in} = 2$ kW.

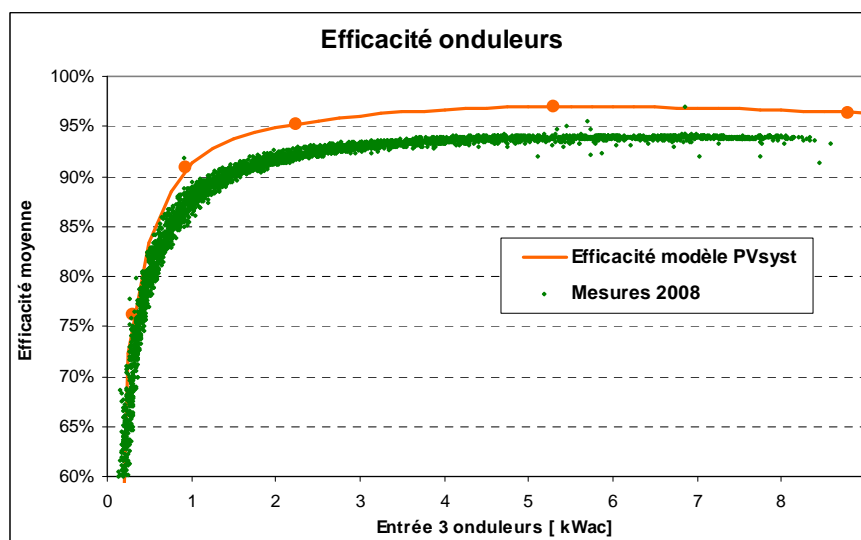


Figure 4.4. – Efficacité des onduleurs sur l'année 2007

La figure 4.5 indique d'autre part que l'épisode de perturbation du champ par les fissures des capteurs a également eu un effet sur l'efficacité dans le coude, probablement du fait que la caractéristique I/V résultante du champ n'était pas "propre".

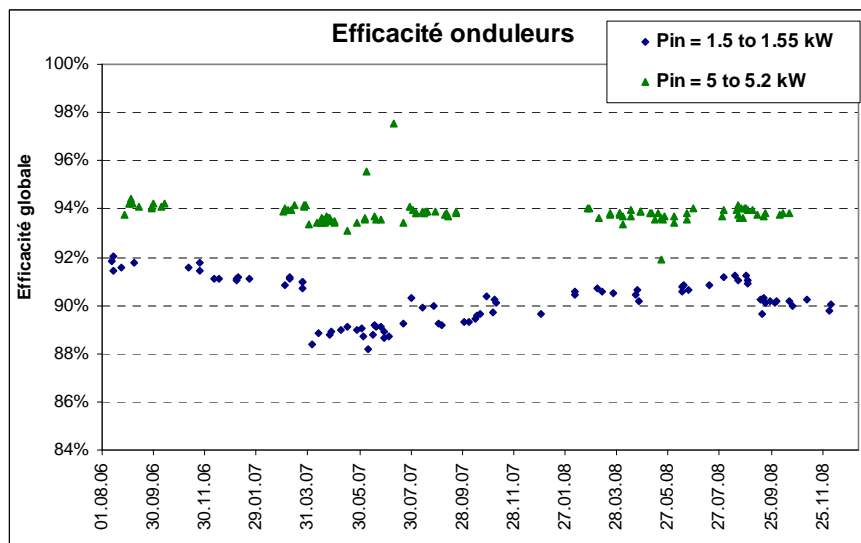


Figure 4.5. – Evolution de l'efficacité des onduleurs

Il est possible qu'une partie du déficit d'efficacité par rapport aux spécifications soit le fait de la qualité de ces appareils. Mais il est très probable qu'il soit surtout à attribuer à la précision de mesure des senseurs, notamment de courant, utilisés dans la partie continue. Nous n'avons malheureusement pas eu l'occasion de vérifier la calibration de ces instruments avant leur mise en place.

Notons que l'**incertitude sur la mesure** de l'énergie du champ à l'entrée de l'onduleur n'affecte pas le résultat final au niveau de l'énergie AC fournie par le système. Ce n'est qu'un résultat intermédiaire; le seul inconvénient est qu'il empêche une caractérisation réaliste des performances réelles de l'onduleur. Nous serons donc forcés d'utiliser l'efficacité spécifiée par le fabricant dans la simulation.

4.3. - Comparaisons directes Mesures - Simulations

La validation de la simulation proposée par PVsyst est finalement basée sur des comparaisons fines entre les données mesurées et les valeurs calculées par la simulation, en prenant pour base de simulation les **données météorologiques** (irradiance et température) **effectivement enregistrées** au cours du fonctionnement.

Pour évaluer la qualité de la simulation, nous analyserons le comportement du système en valeurs horaires ou journalières sur l'année, soit pour toutes les conditions extérieures d'irradiance et de température.

La figure 4.6 rappelle le comportement (cette fois en valeurs journalières) de la comparaison mesures / modèle, sur toute la période de mesures.

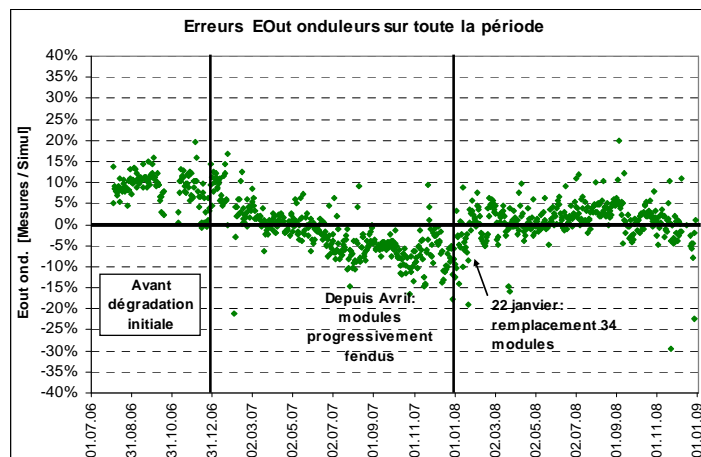


Fig 4.6. - Comparaison Mesure / Simulation sur la période de mesures

Pour notre année de référence en fonctionnement normal (2008), l'erreur moyenne entre mesures et simulation (MBE - Mean Bias Error) $\mu = 1.7\%$. La dispersion (RMSE - Root Mean Square Error) dépend évidemment du pas de temps. En valeurs horaires elle s'élève à $\sigma = 7.5\%$, alors que pour les valeurs journalières elle est de $\sigma = 4.5\%$.

La fig 4.7 montre les comparaisons mesures-simulation en valeurs horaires. Les points en dehors aux faibles énergies correspondent à des périodes de couverture neigeuse, en décembre 2008. La dispersion des points indique la précision du modèle complet de PVsyst dans toutes les conditions d'environnement.

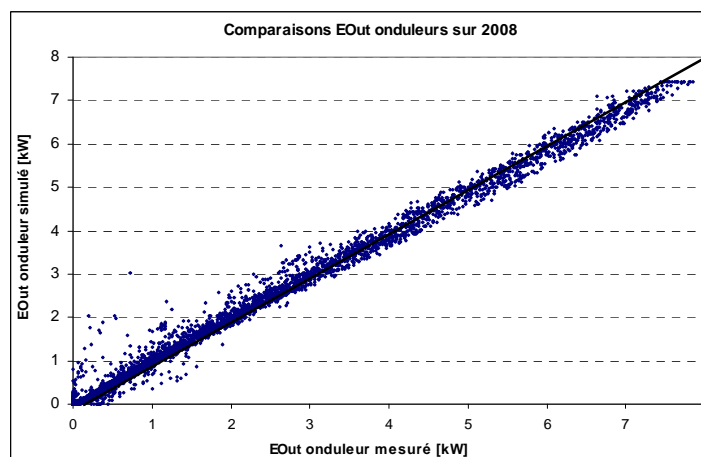


Fig 4.7. - Comparaison horaire: $\mu = 1.7\%$, $\sigma = 7.5\%$

Sur la figure 4.8, nous avons reporté les erreurs en fonction de la température des modules. La petite dérive aux hautes températures doit probablement être attribuée au comportement du modèle de capteurs, et suggère que ce modèle (ou du moins la détermination de ses paramètres) sous-estime les performances réelles à hautes températures.

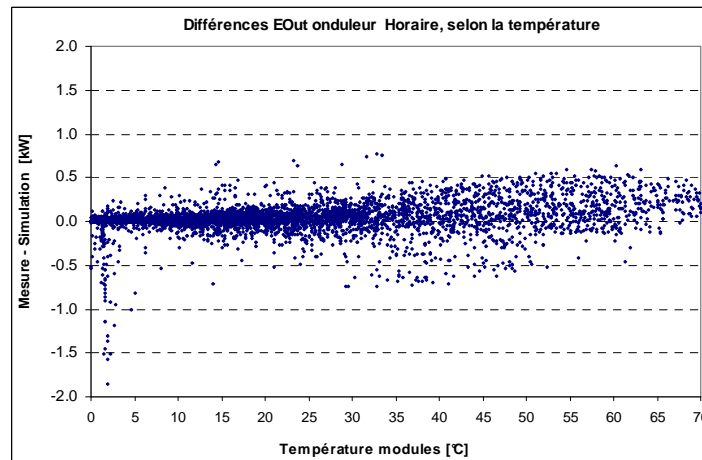


Fig 4.8. - Erreurs selon la température des modules

4.4. - Paramètres de la simulation et incertitudes

Toutes les comparaisons ont été effectuées avec les paramètres suivants:

Modules PV: Selon nos mesures (décrites au chapitre 2) sur un seul module EPV-40. Nous ne connaissons pas la représentativité de ce module par rapport à l'ensemble des modules du champ. Cette inconnue peut influencer sur le résultat final.

Onduleurs: leur efficacité est prise selon les spécifications du fabricant, notre mesure directe étant probablement entachée d'erreurs de calibration.

Comportement en température: avec le paramètre $k = 18 \text{ W/m}^2\text{k}$ établi selon les mesures au paragraphe 4.1, l'erreur moyenne est de **-0.6°C**. Rappelons que la sensibilité du P_{mpp} à la température - selon le modèle de PVsyst - est de l'ordre de **-0.29%/°C** à 25°C, et **-0.44%/°C** à 45°C.

Résistance de câblage: 0.5% aux STC, selon un calcul réaliste du câblage réel.

Perte de "qualité des modules" (tenant compte de la différence par rapport à la spécification fabricant utilisée dans le modèle): nul puisqu'on utilise les paramètres d'un module réellement mesuré.

Perte de "mismatch": Normalement fixée par défaut à 2% dans PVsyst. L'outil visuel de calcul de PVsyst permet de comprendre que cet effet est moindre avec les modules amorphes, à cause du facteur de forme (coude moins prononcé autour du P_{mpp}). Avec une dispersion des caractéristiques de 5%, cet outil évalue une perte moyenne de moins de 1% pour l'EPV-40 dans notre système, valeur que nous avons retenu pour cette validation.

Perte de salissures: supposées nulles, bien que les capteurs soient presque horizontaux. Du fait que ce sont des modules sans cadres, ils restent relativement propres.

Perte d'IAM: Laissée à sa valeur par défaut ($b_0 = 0.05$), représentative des modules à couverture verre.

Nous n'avons pas tenu compte des **pertes d'ombrages** occasionnées par le mât situé au sud-est de l'installation. Les pertes d'irradiance ("linéaires") sont estimée à moins de 0.1% par le logiciel. L'effet électrique ne devrait pas être très différent, du fait de la forme des cellules de ces modules amorphes (bande de 1 x 120 cm), qui ne sont jamais ombrées en totalité par l'ombre de 15-20 cm de largeur.

Le simulation ne requiert aucun paramètre supplémentaire.

La simulation avec ces paramètres reproduit la production annuelle de notre année de référence 2008 avec une **sous-estimation de -1.7 %**.

5. - Conclusions

De nombreux utilisateurs souhaitent connaître et quantifier la **précision** que l'on peut attendre des prédictions de la simulation de PVsyst. Certains demandent des **garanties** sur son fonctionnement, nécessaires pour l'évaluation du bilan financier des installations projetées. Ces garanties sont notamment requises par les investisseurs (banquiers).

Mais cette précision est difficile à évaluer. **Nous ne pouvons assurer des garanties**, dans la mesure où les résultats dépendent largement des paramètres fournis à l'entrée.

La **mesure** soigneuse et détaillée d'un système réel, comme le projet de l'Ecole d'Aire à Genève, permet néanmoins de cerner les sources d'incertitude, de déterminer certains paramètres, et de donner des indications de précision dans des conditions d'utilisation du logiciel bien précises.

Lors de l'analyse de la précision de la simulation par confrontation aux résultats d'un système réel, nous identifions trois types d'incertitudes:

- Les imprécisions du **code de calcul**, soit la capacité des modèles utilisés à reproduire la réalité dans toutes les conditions de fonctionnement. Cette catégorie inclut les phénomènes réels non pris en compte par le processus de simulation (par exemple: effet électrique réel de l'ombrage, neige, pannes du système, etc).
- L'incertitude sur les **paramètres d'entrée**. La plus importante étant certainement la météo, mais aussi les paramètres réels du modèle représentant le module PV, le paramètre thermique, de saleté sur le champ, etc.
- La **précision des mesures**. Dans un tel projet, il est nécessaire de bien choisir les paramètres mesurés (qui doivent être compatibles avec les variables de la simulation) et de vérifier soigneusement la calibration de tous les instruments (notamment les solarimètres et les capteurs de courant / énergie).

Lors de l'étude préalable d'un système PV, la principale source d'incertitude est certainement la connaissance "à priori" de l'**irradiance**. Pour un lieu donné on peut trouver des données climatiques à partir de nombreuses sources, dont la disparité est souvent très importante (de l'ordre de **+/-10%** en valeur annuelle). Ces données peuvent provenir de divers types de mesures (interpolations de mesures au sol, données satellites), pour des périodes différentes, etc. Et elles ne peuvent tenir compte de la variabilité annuelle, de l'ordre de **5%** ou plus. La base de données de PVsyst, tirée de Météonorm, donne des irradiances plutôt inférieures (jusqu'à **-5%**) à la moyenne des autres sources courantes.

Pour s'affranchir de cette incertitude intrinsèque, une garantie de production ne peut que s'appuyer sur une référence météo en temps réel (données actuelles pendant l'exploitation, de satellites ou d'une station proche).

Dans notre installation d'Aire, nous avons mesuré l'irradiance à l'aide d'un pyranomètre calibré par nos soins (précision attendue de l'ordre de 1%).

La seconde grande incertitude vient de la connaissance des **paramètres** pour la modélisation du **module PV**. Les spécifications des fabricants ne sont pas toujours tenues. Dans cette installation nous avons mesuré (sur un module) un déficit de 5% par rapport aux performances annoncées, qui semble bien correspondre à l'ensemble du champ. PVsyst propose un paramètre de perte pour tenir compte de la qualité des modules par rapport aux spécifications, fixé à 3% par défaut.

Dans ce travail, nous avons d'abord effectué la simulation dans les conditions normales de l'étude d'un projet, soit en utilisant les paramètres du modules selon le fabricant, et en conservant le paramètre "qualité du module" à sa valeur par défaut. Nous avons ensuite

effectué la simulation avec les paramètres du module mesurés par nos soins, et évidemment sans perte de qualité des modules. Il se trouve que les **bilans annuels** sont très semblables, l'un compensant l'autre. Cependant en regardant attentivement les comparaisons mensuelles, nous avons observé que le modèle selon notre paramétrisation représente beaucoup mieux les mesures au cours de l'année (valeurs mensuelles, fig 3.3).

Ensuite, dans l'ordre décroissant d'importance, nous pouvons citer les autres sources d'incertitudes du processus de simulation:

- Les inexactitudes des divers modèles de rayonnement (création de valeurs synthétiques horaires à partir de données mensuelles, modèle de diffus et de transposition, dont l'importance croît avec l'inclinaison des capteurs, ici très faible): 1 à 3 % en valeur annuelle,
- Le comportement en température, dicté par le facteur de pertes U, dont la valeur n'est pas bien établie pour diverses configurations de champs de capteurs (incertitude usuellement de 1-2%,). Nos mesures nous ont permis de bien cerner ce paramètre pour ce système.
- Le comportement électrique du champ lors d'ombrages proches. PVsyst donne une possibilité d'évaluer sa limite maximale. Dans ce projet, la perte "linéaire" (en rayonnement) due au pylône électrique est de 0.1%, et la perte maximale "selon modules" est de 0.8%. Cependant avec ces capteurs amorphes et leurs cellules allongées de 125x1 cm, l'effet électrique devrait être très proche de l'effet "linéaire".
- Les pertes de mismatch: fixé à 2% par défaut, la détermination de ce paramètre nécessiterait la connaissance de la dispersion des caractéristiques (en courant) des modules du champ. Avec des capteurs amorphes il est plus proche de 1%.

Durant cette campagne de mesures, outre la dégradation initiale usuelle durant les premiers mois d'exposition des modules amorphes, nous avons été confrontés à deux dysfonctionnements ou perturbations: d'avril 2007 à janvier 2008, détérioration de 15 % des modules due à une erreur de montage, et en décembre 2008 de la neige sur les capteurs.

Ainsi nous ne pouvons donner des résultats de comparaison annuels que sur l'année 2008, résultats entachés de ce petit déficit jusqu'à mi-janvier janvier, et en décembre. Avec la donnée d'irradiance effectivement mesurée sur place:

- La simulation **préalable**, avec des paramètres prévisibles au moment de l'étude du projet, et tous les autres paramètres de perte proposés par défaut par PVsyst: la prévision surestime la production de **+0.8%**
- Même simulation avec les **paramètre mesurés du module EPV-40** (et donc sans la perte "Module Quality loss"): surestimation de **+0.5%**, mais avec un bien meilleur comportement mensuel
- Même simulation, avec le paramètre thermique $U = 18 \text{ W/m}^2\text{k}$ fixé selon les mesures: la simulation sous-estime de **-0.4%**.
- La comparaison mesures-simulation, en partant des données météo mesurées sur place, et en ajustant tous les paramètres (notamment module PV selon mesures, $U = 18 \text{ W/m}^2$ selon mesures, mismatch = 1% selon calculs), la simulation sous-estime les données de **-1.7%**, avec une dispersion horaire $\sigma = 7.5\%$ et journalière $\sigma = 4.5\%$.

Nous pouvons en conclure que **le code de calcul** lui-même, du moins pour cette installation quasi-horizontale, est assez exact, dans la limite de l'ordre de **+/- 1 à 2%**. Cette incertitude est du même ordre de grandeur que celle des mesures du système réel sur lesquelles nous nous sommes appuyés (Pyranomètre 1%, compteurs Eac 0.5%).

Bien qu'ayant à disposition une mesure de la puissance à la sortie des trois champs, nous n'avons pas pu l'exploiter du fait que les capteurs de courant n'ont pas été soigneusement calibrés. Les résultats obtenus sur l'efficacité des onduleurs ne semblent pas correspondre à

la qualité que l'on attend habituellement de ces appareils (attestée par des mesures indépendantes).

Par contre la température du champ en fonctionnement donne une mesure précise du facteur U pour cette configuration de capteurs. Elle indique en outre que le modèle de PVSyst n'est pas parfait, il pourrait être amélioré par l'intégration de la perte de déficit de rayonnement infra-rouge.

Références

- [1] André Mermoud
Conception et dimensionnement de systèmes photovoltaïques: Introduction des modules PV en couches minces dans le logiciel PVsyst.
Projet CUEPE – Fonds SIG-NER, Rapport final, Mai **2005**, www.cuepe.ch
- [2] J. Mertens, J.M. Asensi, C. Voz, A.V. Shah, R. Platz, J. Andreu.
Improved Equivalent Circuit and Analytical Model for Amorphous Silicon Solar Cells and Modules. IEEE Transactions on Electron Devices, Vol **45**, No 2, Feb. **1998**
- [3] T.R. Betts, R. Gottschalg, D.G. Infield.
Spectral Irradiance Correction for PV system Yield Calculations.
19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, June **2004**.
- [4] Richard Durot, ZAG Solar,
Installation Photovoltaïque d'Aïre - Schweizer Naturstrom AG, Documentation, 2006.
- [5] A. Mermoud. *PVsyst: Software for the Study and Simulation of Photovoltaic Systems.*
www.pvsyst.com, 1993 - 2009