



Direction de la recherche technologique
Laboratoire d'Innovation pour les Technologies
des Energies nouvelles et les Nanomatériaux
Département des Technologies solaires
Laboratoire des Systèmes Solaires

liten

énergie atomique • énergies alternatives

Rapport technique DTS/DR/2012/157



Etude de modules photovoltaïques après 20 ans de fonctionnement

Association Hespul

Auteur (s) : G. RAZONGLES

Référence PRODEM	12-03992
Titre du projet	Etude modules PV - 20 ans de service
Type de projet (ANR, CE...)	Industriel. Association Hespul
Période du projet	15/02/2012 – 30/05/2012
Nature du rapport	<input type="checkbox"/> Intermédiaire <input checked="" type="checkbox"/> Final <input type="checkbox"/> Contribution à un rapport global <input type="checkbox"/> Rapport de tâche (WP) <input type="checkbox"/> Autres (précisez)

	Rédacteur	Vérificateur (s)	Approbateur	Emetteur
Nom	G. RAZONGLES	L. SICOT	F. BARRUEL	L. CLAVELIER
Fonction	Ingénieur de recherche	Ingénieur de recherche	Chef de Laboratoire	Chef de département
Signature				
Date	10/07/2012	11/07/2012	13/07/2012	20 JUL. 2012

Confidentialité : Les informations contenues dans le présent document sont la propriété des contractants. Ce document ne peut être reproduit ou transmis à des tiers sans l'autorisation expresse des contractants

LISTE DE DIFFUSION

Rapport complet à :

CLIENT	M. Bruno GAIDDON	2 ex. (Papier/Courriel)
	M. Marc JEDLICZKA	1 ex. (Courriel)
PARTENAIRE	M. Jérôme BECCA VIN	1 ex. (Courriel)
LITEN	M. Didier MARSACQ	1 ex. (Courriel)
Département	M. Laurent CLAVELIER	1 ex. (Courriel)
	M. Jean-Pierre JOLY	1 ex. (Courriel)
Département/Laboratoire	M. Franck BARRUEL	1 ex. (Courriel)
	Archivage papier	1 ex.

Page de garde signée + résumé + Liste de diffusion à :

Chefs des autres départements du LITEN

Chefs des autres laboratoires du LITEN

Page de garde signée + résumé + Liste de diffusion + Bordereau d'envoi signé à :

Ingénieur Qualité LITEN : J-F. NOWAK

Résumé

Le premier système photovoltaïque français connecté au réseau a été installé par l'association Hespul en 1992. L'objectif de la présente étude a été de réaliser un audit détaillé de l'état de vieillissement de ces modules PV après 20 ans de fonctionnement.

Les résultats sont les suivants :

- La perte de puissance due aux salissures est de 2,7%
- Après nettoyage, la perte de rendement due au seul vieillissement représente 8,2%
- Les clichés d'électroluminescence montrent une très bonne tenue des cellules et de la connectique
- Le comportement des modules en extérieur est comparable à celui d'un module de technologie récente

La conclusion générale est que ces modules sont de qualité, qu'ils ont très bien vieilli et qu'ils répondent aux garanties de puissance qu'avancent aujourd'hui les constructeurs (perte maximale de puissance de 20% sur 20 ou 25 ans).

Mots clés :

Module photovoltaïque, caractéristiques électriques, vieillissement.

SOMMAIRE

I.	INTRODUCTION.....	5
II.	MESURE DE LA PUISSANCE NOMINALE	5
II.1	MESURE DES MODULES AVANT ET APRES NETTOYAGE.....	6
II.2	CALIBRATION A L'AIDE DE LA CELLULE DE REFERENCE KYOCERA	7
II.3	PERTES DE PUISSANCE APRES 20 ANS DE FONCTIONNEMENT	8
III.	ANALYSE DES CLICHES D'ELECTROLUMINESCENCE.....	10
IV.	ANALYSE DE PERFORMANCE DES MODULES EN EXTERIEUR.....	13
V.	CONCLUSIONS.....	15

I. Introduction

L'association Hespul, fondée en 1991 sous le nom de Phébus, est née d'un besoin de représenter la France dans les projets européens abordant les problématiques du photovoltaïque. Aujourd'hui, elle fait valoir son expertise dans le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique auprès de nombreux partenaires. En 1992, elle installe et met en service le premier système français connecté au réseau. A l'occasion de son 20^{ème} anniversaire, l'INES, Certisolis et Kyocera se sont associés à Hespul afin d'étudier l'état des modules de ce système. L'INES a été chargé de superviser cette étude, dont les résultats sont synthétisés dans ce rapport.



Mise en service de Phébus-1 en 1992

II. Mesure de la puissance nominale

Pour la mesure de la puissance nominale des modules, nous avons utilisé le matériel et l'expertise de Certisolis, ainsi que le matériel d'étalonnage de Kyocera.

Le simulateur solaire utilisé pour la mesure est le PASAN SunSim 3c de 5,5m de long, classe AA-AA-AA. Il est configuré et étalonné pour faire les mesures selon la norme CEI 60904-9.

Cette norme n'existait pas lors de la réalisation des modules, en 1991. Chaque fabricant réalisait les tests avec la lampe solaire qu'il estimait représenter le plein soleil.

Les modules ont été mesurés avant et après nettoyage, puis ont été mesurés après calibration sur la lampe solaire de l'époque. Kyocera a apporté une cellule de référence qui a été étalonnée sur la lampe solaire de l'époque, puis nous avons étalonné la lampe solaire du PASAN de Certisolis grâce à cette cellule.

Dans la suite du rapport, nous indiquerons les valeurs moyennes pour l'ensemble des 15 modules. Nous donnerons également les résultats pour trois modules particulier : celui de plus forte puissance (n° de série 91X06377), celui qui a la plus faible (n° de série 91X07356), et celui qui a la puissance la plus proche de la moyenne (n° de série 91X06384).

II.1 Mesure des modules avant et après nettoyage

A réception des modules, la puissance nominale des modules a été mesurée avant et après nettoyage de leur face avant :

Moyenne des puissances avant nettoyage (W) :	50.998
Moyenne des puissances après nettoyage (W) :	52.386
Pertes par salissures :	-2.72%

Les résultats détaillés pour les trois modules de référence sont regroupés dans le tableau ci-dessous.

Numéro de série	Nettoyage	Pmax	Vco	Icc	Vpmax	Ipmax
		Wc	V	A	V	A
91X06377	avant	53.16	25.50	2.886	19.94	2.666
	après	54.59	25.54	2.995	19.81	2.756
	perte (%)	-2.63	-0.17	-3.63	0.64	-3.27
91X06384	avant	51.14	25.55	2.826	19.43	2.632
	après	52.52	25.58	2.986	19.21	2.734
	perte (%)	-2.62	-0.12	-5.35	1.18	-3.74
91X07356	avant	48.22	25.65	2.828	18.65	2.586
	après	49.57	25.65	2.967	18.59	2.667
	perte (%)	-2.71	0.03	-4.70	0.32	-3.02

Comme attendu, la salissure n'a pas d'effet sur la tension. C'est le courant de court-circuit I_{cc} , c'est-à-dire le courant photogénéré, qui est impacté par la salissure, et, par suite, la puissance maximale.

On remarque que la perte en puissance par salissure est très homogène entre les modules.

II.2 Calibration à l'aide de la cellule de référence Kyocera

Les modules du système PV ont été produits en 1991. A cette époque il n'y avait pas de norme. Il a donc été indispensable de demander à Kyocera une cellule de référence calibrée avec le flash-testeur de l'époque de manière à pouvoir comparer les mesures de l'époque avec celles d'aujourd'hui.

Moyenne des puissances avant calibration (W) :	52.386
Moyenne des puissances après calibration (W) :	56.743
Gain par recalibration :	8.32%

La calibration étant la même pour tous les modules, le gain pour les trois modules de référence est également de 8.32%.

II.3 Pertes de puissance après 20 ans de fonctionnement

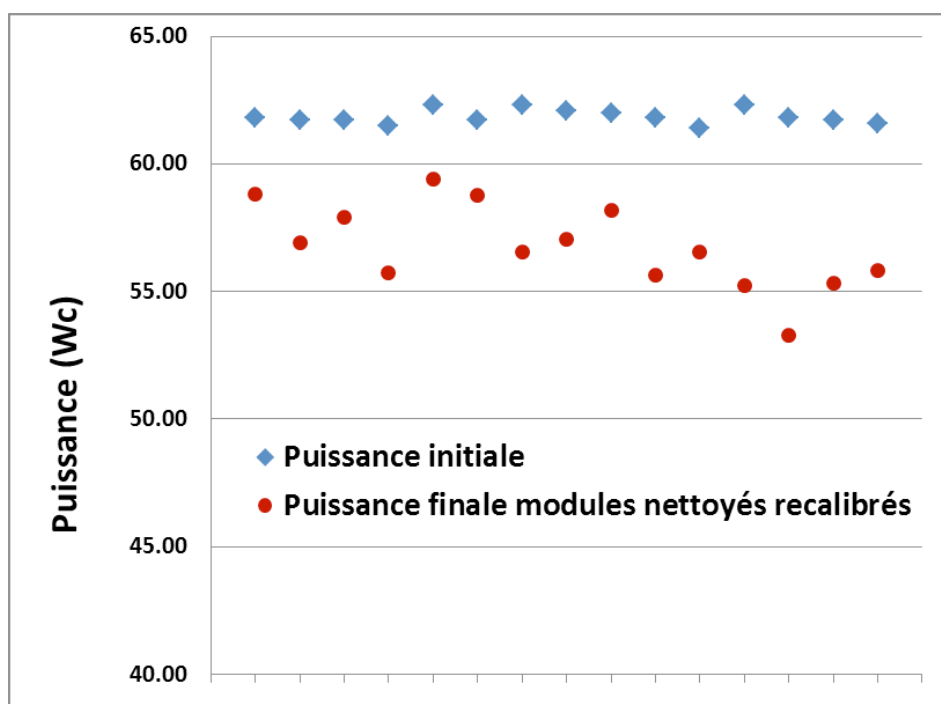
A l'aide des numéros de série des modules, nous avons pu obtenir de la part de Kyocera la liste des résultats des flash-tests de l'époque. Les puissances moyennes initiales et après 20 ans de fonctionnement sont données dans le tableau suivant. La perte moyenne est de -8.25%.

Moyenne des puissances initiales (W) :	61.847
Moyenne des puissances après 20 ans (W) :	56.743
Perte par vieillissement :	-8.25%
Perte annuelle :	-0.41%

De manière à comparer la dispersion des deux séries de mesures, nous avons calculé un écart-type normé à la moyenne initialement et après 20 ans.

Ecart-type/Moyenne initial :	0.47%
Ecart-type/Moyenne final :	2.92%

Nous constatons que les écarts entre les modules se sont amplifiés avec le temps, tout en restant faibles. Cette dispersion de la performance des modules est illustrée par le graphe ci-dessous.



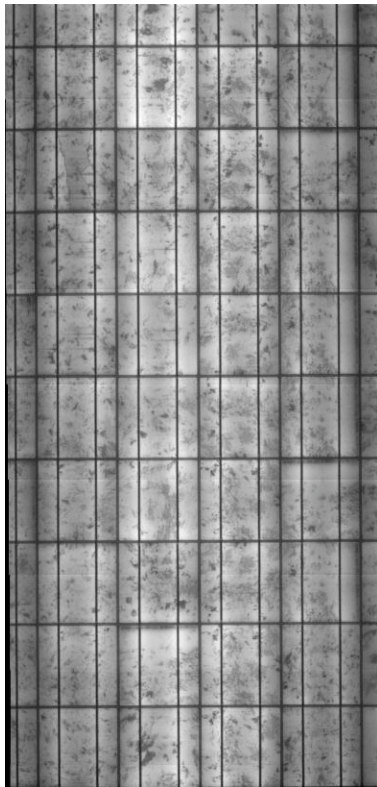
Pour ce qui est des trois modules de référence, dont les mesures sont données par le tableau ci-après, il apparaît que :

- La tension de circuit ouvert V_{oc} et le courant de court-circuit I_{cc} sont peu affectés par le vieillissement.
- Le courant à la puissance maximale I_{pmax} est peu affecté pour les deux premiers modules, tandis que la tension à ce point, V_{pmax} , accuse une forte perte. Ce qui signifie que la principale source de perte est la résistance série.
- Cette augmentation de la résistance série est visible sur le facteur de forme FF.
- La perte de puissance affichée par le troisième module, le plus mauvais de l'ensemble des modules, satisfait largement les garanties de puissance des constructeurs actuels.

		Pmax	Vpmax	Ipmax	Vco	Icc	FF
numéro de série		Wc	V	A	V	A	%
91X06377	avant	62.30	20.30	3.06	26.00	3.30	72.4%
	après	59.39	19.69	3.02	25.66	3.27	70.7%
	pertes (%)	-4.67	-3.00	-1.42	-1.31	-0.78	-2.35
91X06384	avant	62.10	20.40	3.05	26.00	3.31	72.3%
	après	57.04	19.01	3.00	25.73	3.27	67.9%
	pertes (%)	-8.15	-6.81	-1.64	-1.04	-1.31	-6.15
91X07356	avant	61.80	20.40	3.03	26.00	3.26	72.9%
	après	53.27	18.35	2.90	25.73	3.24	63.8%
	pertes (%)	-13.80	-10.05	-4.21	-1.04	-0.50	-12.50

III. Analyse des clichés d'électroluminescence

En guise d'introduction de cette partie, et afin de donner une base de comparaison aux clichés EL obtenus avec les modules Kyocera, nous présentons ci-dessous 2 images EL de deux modules récents. Le premier est neuf, le second provient d'une installation PV récente.



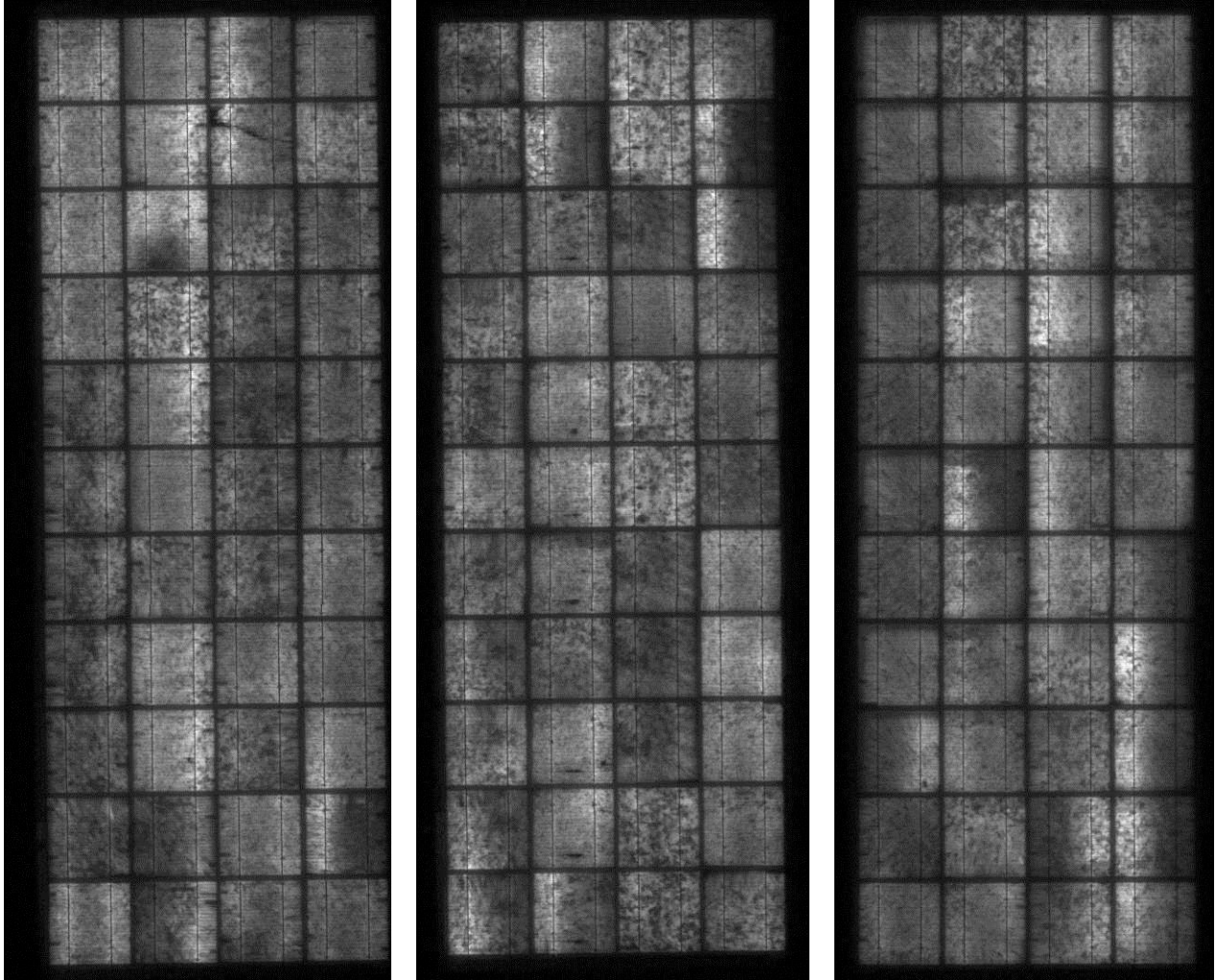
Module récent inusité



Module récent, usité et déjà très abîmé

La caractérisation par électroluminescence fait parfaitement apparaître certains défauts, comme les fissures au cœur des cellules ou les parties à forte résistivité.

La figure ci-après représente les clichés obtenus par électroluminescence sur les trois modules de référence Kyocera après 20 ans de fonctionnement.



Ces clichés sont très propres. Ils révèlent peu ou pas de défaut. La seule fissure remarquée est présente sur le module 91X06377, le module le plus puissant des trois. Ce module peut encore produire de l'électricité pendant plusieurs années avant que cela ne se traduise par une baisse significative de puissance par accroissement de la résistance série.

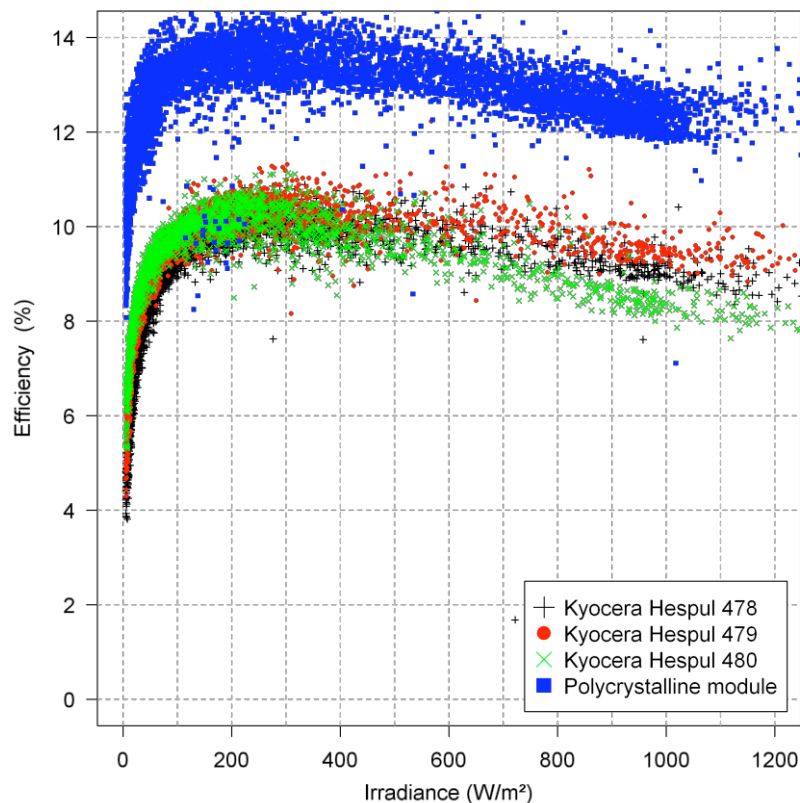
Les couleurs en dégradés de certaines cellules correspondent à une légère hétérogénéité des cellules, certainement dues aux bordures du creuset lors de la cristallisation du silicium.

La qualité des modules ayant été exposés 20 ans comparée à celle, par exemple, du module dont le cliché EL est donné plus haut à droite s'explique par l'évolution des procédés de fabrication des modules PV. Les modules récents sont en effet plus grands, leurs cellules sont plus grandes et plus fines, ce qui les rend plus fragiles vis-à-vis des contraintes mécaniques (exemple : un installateur marchant au milieu des modules de l'installation). Les modules récents sont plus puissants et moins coûteux à produire mais ils sont plus fragiles. Ils demandent donc une extrême attention lors de leur transport et de leur manipulation, et peuvent être même plus sensibles aux vents violents.

IV. Analyse de performance des modules en extérieur

Après avoir validé la performance nominale des modules, dans les conditions standards de la norme (25° , 1000W/m^2), il est important de vérifier leurs performances en conditions réelles, notamment pour voir si le module n'a pas perdu de rendement à faible éclairement.

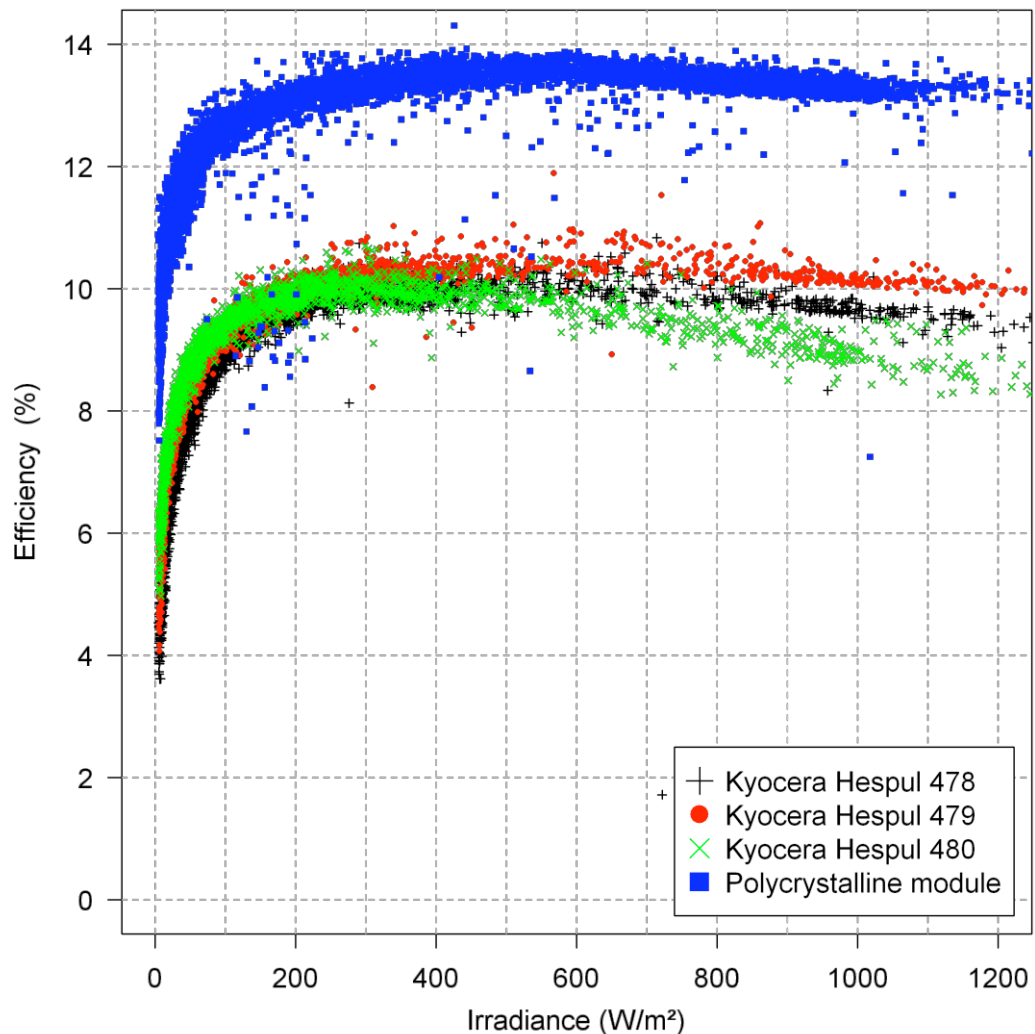
La courbe ci-dessous représente le rendement aux températures de fonctionnement en fonction de l'éclairement, comparé à celui d'un module classique récent.



En plus d'être moins cher en €/W, le module récent a clairement un rendement plus élevé, et ce grâce à vingt ans de R&D.

En plein soleil (environ 1000W/m^2), les modules sont classés dans le même ordre de puissances que celui issu des mesures de la puissance nominale. Le module rouge (479 - n° de série 91X06377) est le plus puissant, le noir (478 - n° de série 91X06384) est le module moyen, et le module vert (480 - n° de série 91X07356) est le module le moins puissant.

Pour analyser les résultats plus finement, les mesures ont été ramenées à 25°C, en effectuant une correction grâce aux coefficients de température fournis par Kyocera et par le constructeur du module récent. Le graphe ci-dessous représente la courbe de rendement ramené à 25°C en fonction de l'éclairement incident.



A faible éclairement, il y a peu de différences entre tous les modules, indiquant que la résistance parallèle des modules ne s'est pas significativement dégradée dans le temps.

Le module 479, le plus puissant de l'installation, a un profil très comparable à celui du module récent. Les deux autres modules sont pénalisés proportionnellement à l'éclairement, ce qui signifie que ces modules souffrent d'une résistance série plus élevée, la perte étant proportionnelle au courant photogénéré.

V. Conclusions

L'inspection visuelle des modules et les clichés par électroluminescence n'a pas permis de mettre en évidence des défauts particuliers.

Les caractérisations en condition réelle de fonctionnement montrent un comportement correct à tous les éclaircissements.

Avec une perte moyenne de puissance de 8,25% après 20 ans de service, les modules PV de la première installation française connectée au réseau affichent de très bonnes performances, en accord avec les garanties standards en vigueur actuellement.