

Rapport final PV P+D, DIS 17862 / 57447, novembre 2003

Installation photovoltaïque IMT Neuchâtel silicium amorphe intégré dans toiture

élaboré par
R. Tscharnner, A.V. Shah
Institut de Microtechnique de l'Université
A.-L. Breguet 2, CH-2000 Neuchâtel



Table des matières

Summary	2
Zusammenfassung	3
Résumé	4
Introduction / Buts du projet	5
Description de l'installation	5
Résultats	8
Puissance installée	9
Dégradation par la lumière	9
Influence de la température	10
Rendement spécifique	10
Conclusions et prévisions	11
Collaboration internationale	12
Publications	12
Annexe A Valeurs mensuelles de production et performance de l'installation IMT, 1996 – 2002	13
Annexe B Performance de l'installation photovoltaïque « La Galère » à Auvernier NE	15
Annexe C Description du système d'acquisition et de stockage de données	17

Summary

The grid-connected PV plant at the Institute of Microtechnology Neuchatel was the first of its kind in Switzerland. Large-area amorphous silicon panels are aesthetically integrated into the roof of a sixty years old building.

Highlights and characteristics of the plant:

- large-area modules of 0.6 m² directly replace roofing tiles, ensuring the function of a tight roof
- no rear side ventilation of the modules, resulting in high operation temperature of the modules
- 12 m² of semitransparent modules provide daylight to the library and a student's lab
- pilot plant for demonstration, education and research
- Nominal power 6.44 kW_p
- Total array area 122.4 m²

The plant was implemented and commissioned in autumn 1996. A data logger monitored irradiation, energy production and module temperatures. During the seven years of operation the plant proved its **extreme reliability and excellent performance**:

- The availability since start-up remained at 100 %; not a single breakdown or interruption occurred.
- The annual production yield is still 960 kWh/kW_p which compares favourably to the average yield of Swiss PV plants (800kWh/kW_p).
- The loss of STC power, efficiency and performance due to light induced degradation (Staebler-Wronski Effect) is limited to –11 %.
- High operation temperatures of 60 to 70 °C during the summer periods do not affect the plant performance because the low temperature coefficient (about 0.12 %/K) is largely compensated by the annealing effect. This makes amorphous silicon modules particularly suitable for building integration (no rear side ventilation of the modules is required) and applications in warm climates.
- Amorphous silicon modules show a superior performance and energy yield of 15 to 25 % (depending on the climate) as compared to crystalline modules of identical nominal power rating.

The low overall conversion efficiency of only 3.7% (4.1 % module efficiency) remains the weak point of the amorphous plant whereas most of crystalline plants achieve 8 to 10 %. However, more recent amorphous silicon modules already show stable efficiencies above 6 %, and the development of new thin-film silicon technologies should lead to similar performance as crystalline silicon today.

With the combination of microcrystalline and amorphous silicon, the “micromorph” concept as we call it at IMT Neuchatel, stable lab cell efficiencies of 11,5 % have been achieved and a prototype module of the Japanese company Kaneka Corp. showed a stable module efficiency of 7.5 % after more than two years of operation. In spring 2003, a collaboration agreement between Unaxis Solar and IMT has been signed for the development of large-area production systems for thin-film silicon PV modules. Thus, thin-film silicon remains an excellent candidate for reliable, efficient and economical future PV plants and is particularly suitable for building integration.

Zusammenfassung

Die netzgekoppelte Photovoltaikanlage des Instituts für Mikrotechnik in Neuchâtel war die erste Schweizer Anlage wo grossflächige amorphe Module in die Dachfläche des 60 Jahre alten Gebäudes integriert wurden.

Besondere Merkmale:

- Grossflächige Lamine von 0.6 m^2 ersetzen in Schindeltechnik direkt Dachziegel und übernehmen damit die Funktion eines dichten, energieproduzierenden Daches.
- Durch die vollständige Dachintegration entsteht ein esthetisches Erscheinungsbild des amorphen Solarzellenfeldes.
- Die halb-durchsichtigen Module (12 m^2) lassen Tageslicht durch die Dachfläche in die Bibliothek und ein Labor eindringen (Grundbeleuchtung).
- Die Module sind nicht hinterlüftet, wodurch hohe Betriebstemperaturen entstehen.
- Mit der integrierten amorphen Anlage sollen Betriebserfahrungen gewonnen werden, ebenso soll sie zur Ausbildung und Forschung dienen.
- Nominale Leistung 6.44 kW_p
- Fläche des Solarzellenfeldes 122.4 m^2

Die Anlage wurde im Oktober 1996 in Betrieb genommen. Die Einstrahlung, Produktion und Modultemperaturen wurden durch ein Messsystem regelmässig erfasst und aufgezeichnet. Während den sieben Betriebsjahren hat sich die Anlage durch eine **sehr gute Zuverlässigkeit und ein ausgezeichnetes Betriebsverhalten** ausgezeichnet:

- Es trat kein Betriebsunterbruch oder Störung seit der Inbetriebsetzung auf.
- Der hohe spezifische Jahresertrag von 960 kWh/kW_p (nach sieben Betriebsjahren!) liegt deutlich über dem mittleren Ertrag von Schweizer Anlagen (800 kWh/kW_p).
- Der Verlust von Leistung, Wirkungsgrad und Energieertrag durch die lichtinduzierte Degradation (Staebler-Wronski Effekt) hat sich bei -11% stabilisiert.
- Im Gegensatz zu kristallinen Modulen wurde bei hohen Sommertemperaturen von $60 - 70 \text{ }^\circ\text{C}$ kein Rückgang (oder gar eine leichte Erhöhung) von Wirkungsgrad und Energieertrag beobachtet. Der sehr geringe Temperaturkoeffizient (etwa $0.12 \text{ } \%/K$) wird saisonal durch das thermische Ausheilen eines Teiles der lichtinduzierten Degradation kompensiert.
- Amorphe Module benötigen keine Hinterlüftung zur Erreichung eines hohen Energieertrages und eignen sich deshalb hervorragend für die direkte Integration in die Gebäudehülle. Je nach Betriebstemperatur und Einstrahlung erreichen sie gegenüber kristallinen Modulen Mehr-Energieerträge von $15 - 25 \%$.

Der einzige Schwachpunkt der amorphen Anlage ist der niedrige Gesamtwirkungsgrad von nur 3.7% (4.1% Modulwirkungsgrad), wogegen kristalline Anlagen $8 - 10 \%$ erreichen. Amorphe Module neueren Datums zeigen aber bereits heute stabile Wirkungsgrade von über 6% , und mit der Entwicklung von neuen Dünnsilicium-Technologien dürften in absehbarer Zeit gleiche flächenspezifische Erträge wie mit derzeitigen kristallinen Anlagen erreicht werden.

Mit dem am IMT entwickelten « Micromorph »-Konzept, d.h. mit der Kombination von mikrokristallinem und amorphem Silizium wurden bereits stabile Laborwirkungsgrade von 11.5% erreicht. Prototyp-Module des japanischen Herstellers Kaneka zeigen stabile Wirkungsgrade von 7.5% nach mehr als zwei Jahren im Aussenbetrieb. Im Frühling 2003 wurde ein Vertrag über den Technologietransfer für Produktionsmaschinen für grossflächige Dünnsilicium-Module mit Unaxis Solar unterzeichnet. In einigen Jahren dürfte eine neue Generation von leistungsfähigen und kostengünstigen Dünnsiliciummodulen zur Verfügung stehen, die sich speziell für die Bautenintegration eignen.

Résumé

Il s'agit de la première installation photovoltaïque couplée au réseau en Suisse où sont mis en application des modules à couches minces en silicium amorphe de grande surface (0.6 m^2).

L'installation se caractérise par

- une intégration totale des modules dans la toiture du bâtiment, remplissant en même temps la fonction de couverture étanche et de production d'énergie électrique;
- une apparence esthétique de la toiture par l'intégration totale et la teinte des modules (proche de celle des tuiles et de la ferblanterie),
- une ventilation arrière des modules très réduite ;
- un éclairage naturel de fond dans certains locaux (bibliothèque, laboratoire d'étudiants) grâce à des modules semi-transparents de 12 m^2 ;
- une utilisation à des fins d'enseignement et de recherche.
- puissance électrique nominale (DC) 6.44 kWp
- surface photovoltaïque totale 122.4 m^2

L'installation a été mise en service le 10 octobre 1996 et se distingue par une **très haute fiabilité et une excellente performance** durant les sept années de service:

- Aucune panne ne s'est produite depuis la mise en service en octobre 1996.
- La production annuelle de l'installation atteint toujours 960 kWh/kWp et se situe bien au-dessus de la moyenne Suisse (800 kWh/kWp).
- La diminution du rendement dû à la dégradation par la lumière (effet Staebler-Wronski) se limite à -11% .
- Contrairement aux panneaux cristallins, le rendement ne diminue pas (ou augmente même légèrement) à des fortes chaleurs ; le faible coefficient de température de la puissance (env. $-0.12 \%/K$) est largement compensé par le recuit, rendant les panneaux amorphes particulièrement apte pour fonctionner à des températures élevées.
- L'intégration des panneaux en silicium amorphe dans l'enveloppe du bâtiment (toiture, façade) sans ventilation arrière ne diminue pas la production annuelle; il est 15 à 20 % supérieur à celui d'une installation en silicium cristallin de puissance nominale égale.

Le point faible de l'installation en silicium amorphe reste le rendement moyen de conversion de 3.7 % seulement (4.1 % au niveau du module) par rapport à des installations en silicium cristallin qui atteignent des rendements de 8 à 10 %. Des modules récents en silicium amorphe montrent déjà une amélioration du rendement stabilisé qui se situe au-dessus de 6 %.

Avec une future génération de modules en silicium couche minces, telle microcristallin/ amorphe (appelé « micromorph » à l'IMT), on devrait arriver à des performances comparables au silicium cristallin d'aujourd'hui. Les rendements obtenus au laboratoire atteignent déjà 11.5 % et les mesures effectuées sur des prototypes industriels de modules hybrides du fabricant japonais Kaneka ont montré un rendement STC stabilisé de 7.5 % après plus de deux années de fonctionnement à l'extérieur. Avec l'accord de transfert de technologie signé en mars 2003 entre UNAXIS SOLAR et IMT pour le développement des machines de production, des modules en silicium couches minces de grande surface, performants et bon marchés devraient voir le jour d'ici quelques années.

Introduction / Buts du projet

Le groupe de recherche du Professeur Shah à l'Institut de Microtechnique de l'Université de Neuchâtel travaille depuis 18 ans dans la technologie des cellules solaires à couches minces en silicium amorphe et microcristallin. Cette voie est très prometteuse car elle permet, à moyen terme, de fabriquer des modules de grande surface meilleur marché et plus écologiques (très peu de silicium et nettement moins d'énergie grise) que les panneaux en silicium cristallin utilisés principalement aujourd'hui.

Des modules en silicium amorphe sont déjà fabriqués industriellement et commercialisés depuis bientôt 20 ans. Mais à cause de leur faible rendement (rendement stabilisé entre 3 à 4%) et souvent de leur petite surface ils étaient peu utilisés dans les bâtiments pour la production d'énergie électrique. Depuis 8 ans on trouve sur le marché une seconde génération de modules ayant des surfaces de 0.5 à 1 m² et des rendements stabilisés améliorés (5 à 6 %). Certes, ces rendements sont toujours modestes mais ils évoluent constamment (en laboratoire on obtenait 13 %). Il était donc intéressant de réaliser une installation pilote pour analyser le comportement des modules en silicium amorphe intégrés dans un bâtiment sous des conditions réels.

Une ventilation arrière est indispensable pour les panneaux en silicium cristallin à cause de la forte diminution de leur rendement par la température (env. 0.45 %/K). Pour les panneaux amorphes, cette diminution est nettement plus faible (env. 0.15 %/K) et le rendement stabilisé augmente légèrement avec la température. Un des buts du projet était donc de savoir si des panneaux en silicium amorphe peuvent être intégrés dans l'enveloppe non-ventilé d'un bâtiment sans trop de pertes de la production électrique.

Les mesures prévues devaient permettre de

- suivre la production et le rendement énergétique de l'installation ;
- déterminer l'influence de la température de fonctionnement des modules et de la dégradation par l'intensité lumineuse (effet de Staebler-Wronski) ;
- démontrer le potentiel des panneaux solaires en silicium couches minces pour l'intégration dans les bâtiments et autres constructions.

Description de l'installation

Lors de la transformation du bâtiment IMT en 1995/96, un projet d'une installation photovoltaïque intégrée dans la toiture du bâtiment central a été soumis au Service de l'énergie du Canton de Neuchâtel. L'Etat de Neuchâtel par son programme d'assainissement énergétique des bâtiments et la Confédération par le biais du programme « Startprogramme pour écoles » s'étaient engagés à financer le projet au printemps 1996. Le mandat de la planification et de la surveillance de l'exécution a été confié au bureau d'ingénieur Hostettler à Berne.

Le montage des panneaux, le câblage et le raccordement au réseau électrique ont été effectués en septembre 1996. L'installation a été mise en service le 10 octobre 1996.

Il s'agit de la première installation photovoltaïque couplée au réseau en Suisse où mis en application des modules à couches minces en silicium amorphe de grande surface (0.6 m²).

L'installation se caractérise par

- une intégration totale des modules dans la toiture du bâtiment, remplissant en même temps la fonction de couverture étanche et de production d'énergie électrique;
- une apparence esthétique de la toiture par l'intégration totale et la teinte des modules (proche de celle des tuiles et de la ferblanterie),
- une ventilation arrière des modules très réduite ;
- un éclairage naturel de fond dans certains locaux (bibliothèque, laboratoire d'étudiants) grâce à des modules semi-transparents;
- une utilisation à des fins d'enseignement et de recherche.

Données techniques de l'installation

Surface photovoltaïque totale	122.4 m ²
Partie semi-transparente	16 m ²
Orientation (déviation du sud)	-25° (est)
Inclinaison du toit	33°
Puissance électrique nominale (DC)	6.44 kW _p
Tension nominale du système	68 VDC

Panneaux photovoltaïques

181 a-Si ASE PM 6008 A 068 N , opaque	P _n = 32 W _p
26 a-Si ASE PM 6008 A 064 T , semi-transparent	P _n = 25 W _p
Type : silicium amorphe tandem (double jonction)	
Fabricant : ASE-Phototronics, DE (aujourd'hui RWE Schott Solar)	

Onduleurs

3 Top Class Grid II TCG 2500/4	
Puissance nominale	3 x 2.2 kW
Fabricant : ASP, CH	

Système de montage des panneaux

toit à bardeaux « Solardach III »
Fabricant : RegEn Solartechnik, D

Conception

Ingenieurbüro Hostettler, Berne

Montage

Zetter AG, Soleure

Tous les panneaux sont raccordés en parallèle, rendent ainsi l'installation peu sensible à l'ombrage partiel ou complet des panneaux.

L'installation est divisée en trois champs photovoltaïques d'une puissance de 2 à 2.2 kW_p, chacun relié à un onduleur. La figure 1 montre le schéma de l'installation.

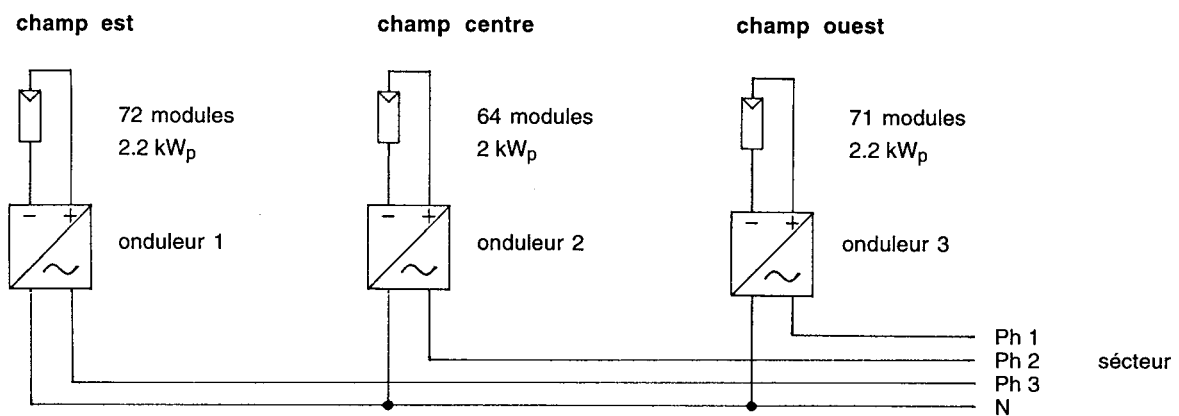


Figure1: Configuration de l'installation IMT Neuchâtel

Les parties semi-transparentes sur la bibliothèque et le laboratoire des étudiants de ($4 \times 2 \text{ m}^2$) étaient une nouveauté intéressante de l'intégration du photovoltaïque dans le bâtiment: les panneaux laissent passer env. 10 % de lumière pour un éclairage naturel de fond de ces locaux et permettent en même temps de "voir" le photovoltaïque de l'intérieur. Vue de l'extérieur, les panneaux semi-transparentes ne se distinguent pas des panneaux opaques, garantissant ainsi une parfaite uniformité de la toiture photovoltaïque.



Figure 2 : Eclairage de fond par les panneaux semi-transparentes

Un tableau d'affichage placé à l'entrée principale du bâtiment indique à tout moment le rayonnement solaire reçu par les panneaux, la puissance électrique injectée dans le réseau et l'énergie fournie (cummulée) depuis la mise en service de l'installation.

Le fonctionnement de l'installation fut suivi dès le départ par des relevés hebdomadaires de l'ensoleillement et de la production, enregistrés manuellement.

Depuis mars 1998, le système d'acquisition et de stockage de données, piloté par un PC, permet de suivre automatiquement et avec une bonne résolution temporelle le fonctionnement de l'installation. Le rayonnement, la puissance électrique (DC et AC), la production et les températures des modules sont mesurés tous les 15 secondes et une moyenne sur 10 minutes est enregistrée. Les détails du système de mesure et la structure des fichiers de stockage sont décrites dans l'annexe C.

Résultats

L'installation fonctionne sans faille depuis sa mise en service il y a 7 ans. La production et la performance de l'installation sont représentées à la figure 3 ; le tableau 1 montre les valeurs annuelles selon la terminologie standard de l'Agence International de l'Energie (IEA).

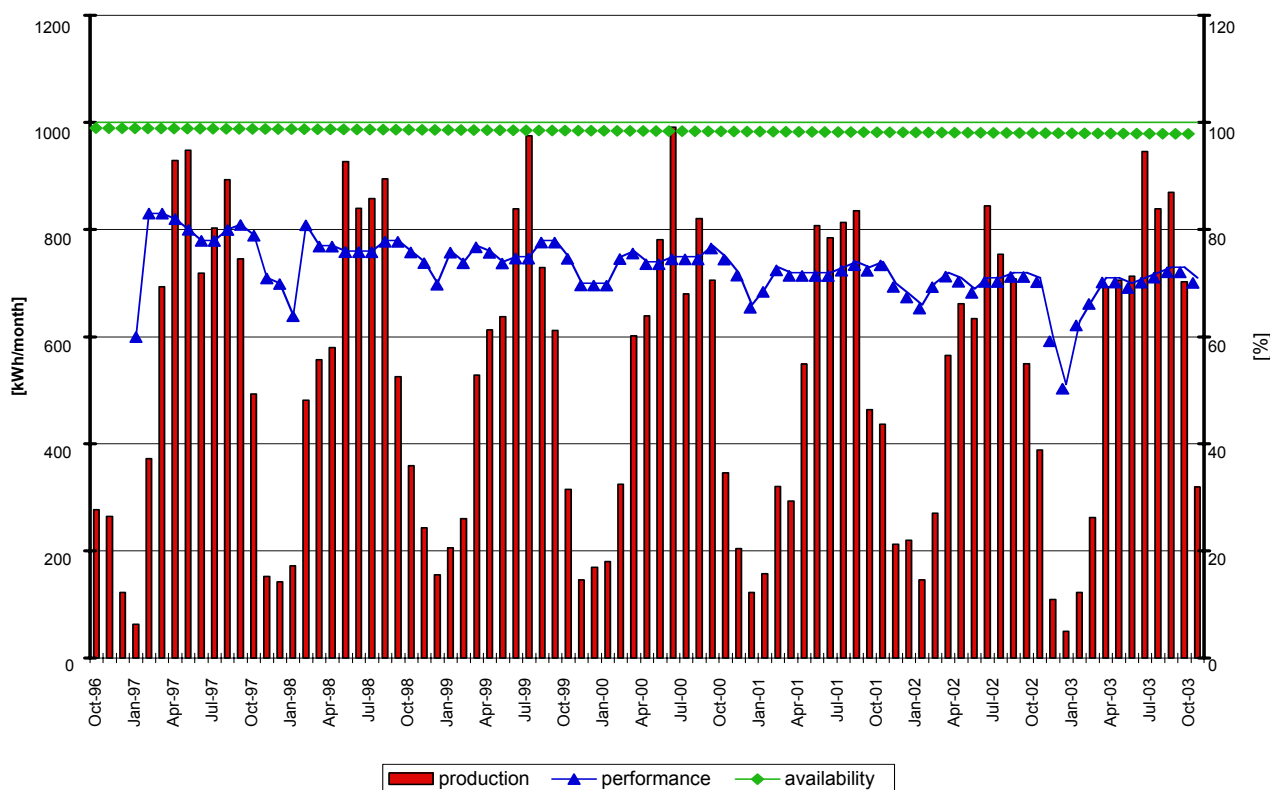


Figure 3 : Production mensuelle et performance de l'installation oct. 1996 à oct. 2003

Year	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ²⁾	97-03		
Availability of monitored data	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	AMD	
Calculated months	12	12	12	12	12	12	10	82		
Meteorology										
Glob. Irradiation, horizontal	1,144	1,133	1,096	1,155	1,106	1,120	1,200	7,954	H sum	[kWh/m ²]
Irradiation, in array plane	1,355	1,341	1,239	1,331	1,260	1,248	1,348	9,122	HI sum	[kWh/m ²]
Ambient air temperature	10.4	10.4	10.3	11.0	10.4	10.9	12.5	10.8	Tam avr	[°C]
System Energies										
Energy to utility grid	6,949	6,590	6,030	6,396	5,890	5,656	6,173	43,684	EIO sum	[kWh]
Energy yield	1,079	1,023	936	993	915	878	959	969.0		[kWh/kW _p]
Normalized energy yield ¹⁾	1,079	1,034	1,024	1,011	984	954	964			[kWh/kW _p]
		-4.2	-5.1	-6.3	-8.8	-11.6	-10.7			[%]
System Performance Indices										
Reference yield	3.71	3.67	3.39	3.64	3.45	3.42	3.69	3.57	Yr avr	[h/d]
Final yield	2.96	2.80	2.57	2.72	2.51	2.41	2.63	2.65	Yf avr	[h/d]
Performance Ratio	0.80	0.76	0.76	0.75	0.73	0.70	0.71	0.74	PR	
Overall plant efficiency	4.19	4.01	3.98	3.93	3.82	3.70	3.74	3.91	eta tot	[%]
System availability	100	100	100	100	100	100	100	100		[%]

1) normalized to irradiation in array plane 1997

2) January to October 2003

Tableau 1 : Météorologie, production d'énergie et performance annuelle 1997 à 2003

Puissance installée

La **puissance STC¹ initiale** n'a, malheureusement, pas pu être mesurée lors de la mise en service de l'installation, mais elle peut être estimée à 5.85 kWp. La puissance STC¹ initiale se situe donc déjà à -9 % de la **puissance nominale** de 6.44 kWp déclaré par le fabricant (addition simple de la puissance nominale des modules).

Les modules amorphes ont ensuite subis une dégradation par la lumière (effet Staebler-Wronski). La figure 4 montre la diminution de la puissance STC pendant les sept ans de service. Tous les points de mesure de la puissance ont été pris à ciel clair, sans nuages, entre 11h et midi solaire et à des irradiances $\geq 750 \text{ Wm}^{-2}$ ($\geq 900 \text{ Wm}^{-2}$ d'avril à septembre). La puissance est ensuite normalisée aux conditions STC¹.

La **puissance STC¹ stabilisée** après sept ans de service se situe vers 5.05 kWp; -14 % de la puissance initiale ou -22 % de la puissance nominale déclarée par le fabricant.

Il est une particularité des modules amorphes que leur **puissance STC dépend à tout moment de la dégradation par le rayonnement reçu et de la température de fonctionnement**. Or, au même taux de rayonnement reçu, la puissance STC d'une installation augmente si elle fonctionne à une températures plus élevées (climat chaud, intégration dans l'enveloppe d'un bâtiment).

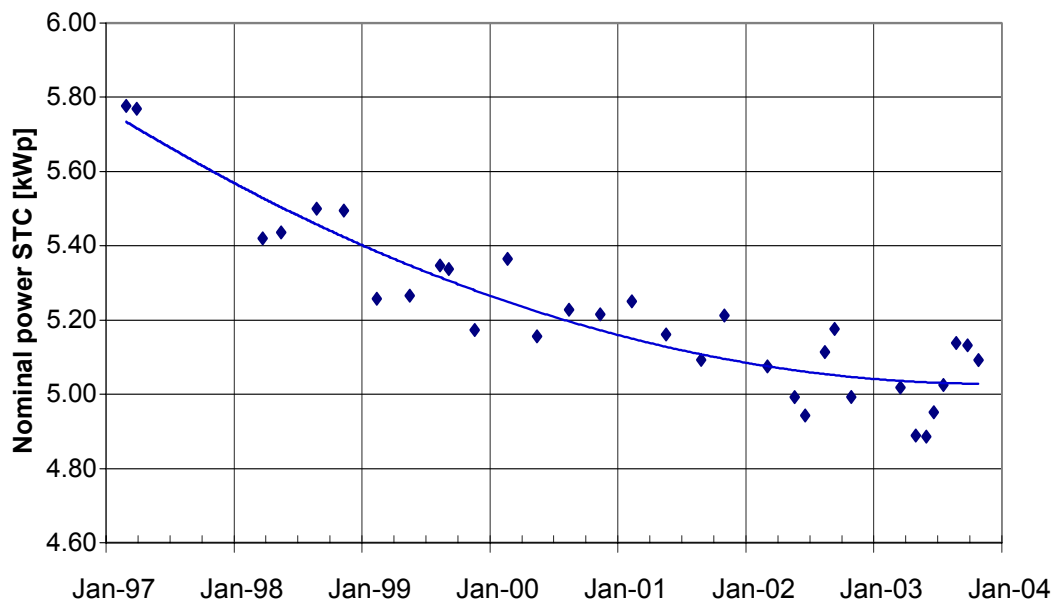


Figure 4 : Evolution de la puissance STC 1997 – 2003

Dégradation par la lumière

La performance et le rendement énergétique total ont successivement baissé au cours des sept années de service. La baisse fût plus important pendant les premières années (4 % en 1998 par rapport à 1997) dû à la dégradation initiale des panneaux par la lumière (effet Staebler-Wronski). De 1999 à 2002, on observe une plus faible diminution de 1 à 2 % par an. Des telles dégradations sont également observées pour des installations photovoltaïques en silicium cristallin ; elles sont partiellement dues au vieillissement et à la pollution urbaine qui se fixe sur les panneaux sous forme de suie. Depuis 2002, la **dégradation se stabilise autour de -11 % du rendement initial**.

¹ Standard Test Conditions (STC) : irradiation 1000 Wm^{-2} , AM1.5, température du module 25°C .

On remarque (comme il se doit pour le silicium amorphe!) une légère augmentation du rendement et de la performance pendant les mois chauds d'été (juillet à septembre) par rapport aux valeurs mesurées au printemps à rayonnement égal. Ce « recuit » qui réverse une partie de la dégradation par la lumière est particulièrement bien visible pendant l'été très chaud 2003 : la performance et le rendement énergétique ont légèrement augmentés (env. 1.3 %) entre août 2002 et août 2003.

Influence de la température

La puissance nominale d'une installation photovoltaïque est toujours donnée à des conditions STC (température des modules à 25 °C) mais la performance et la production dépendent de la température de fonctionnement des modules. Le coefficient de température décrit l'influence de la température sur le rendement de l'installation; il a été déterminé à $-0.12 \text{ \%}/\text{K}$ pour l'installation amorphe de l'IMT, soit moins d'un tiers du coefficient de température de $-0.45 \text{ \%}/\text{K}$ d'un installation en silicium cristallin.

La partie la plus importante de la production électrique se fait pendant les mois d'été où les modules d'une installation intégrée fonctionnent souvent à des températures de 60 à 70 °C. Un simple calcul montre la diminution du rendement d'une installation si les modules fonctionnent à 65 °C (40 °C au-dessus de la température STC) :

technologie	silicium cristallin	silicium amorphe
coefficient de température	$-0.45 \text{ \%}/\text{K}$	$-0.12 \text{ \%}/\text{K}$
diminution de rendement à 65 °C	-18 %	- 5 %

Pour une installation amorphe, la diminution du rendement par la température peut bien être observée pendant une journée, mais le rendement augmente en été par rapport à l'hiver à cause du recuit par des températures de fonctionnement supérieures. Vu sur une année, il en résulte un **coefficient de température effectif légèrement positif**, dépendant de la température de fonctionnement des modules.

Rendement spécifique

Pour pouvoir directement comparer la productivité des installations (indépendamment de leur puissance installée) on divise la production annuelle par la puissance nominale d'une installation. Le rendement spécifique indique en premier lieu la performance de l'installation, mais il dépend aussi d'autres facteurs tel l'inclinaison et l'orientation des modules, l'ombrage, la situation géographique, l'ensoleillement annuel etc. Le rendement spécifique moyen des installations Suisses se situe vers 800 kWh/kW_p.

Pour suivre l'évolution de la productivité de l'installation IMT, on a normalisé les rendements de 1998 à 2003 par rapport à l'ensoleillement de 1997. On constate que le rendement spécifique normalisé a baissé de 11 % par rapport à 1997 (voir « dégradation »), mais se situe **toujours à 960 kWh/kW_p en 2003**. C'est une valeur excellente pour une installation localisée sur le plateau suisse (périodes fréquentes de brouillard hivernal) et pour des panneaux fonctionnant à des températures élevées.

Le rendement spécifique d'une installation se calcule toujours par rapport à sa **puissance nominale installée**. En réalité, la puissance STC initiale de l'installation IMT Neuchâtel se situait déjà à $-9 \text{ \%}$ et la puissance STC stable (dégradée) à $-22 \text{ \%}$ de la puissance nominale. **Le rendement spécifique obtenue peut donc être considéré comme vraiment excellent.**

Une autre installation en silicium amorphe, également intégrée dans la toiture d'un bâtiment à Auvernier NE montre également un rendement spécifique élevée de 965 kWh/kW_p après plus de six ans de service. Les détails de cette installation sont données dans l'annexe B.

Des campagnes de mesure effectuées par d'autres institutions [3, 4] montrent des rendements spécifiques élevés pour des installations en silicium amorphe situées dans différentes zones climatiques. Le tableau 2 indique les rendements spécifiques mesurés à Majorque et à Oxford en 2000-01 pour des modules de divers technologies de silicium cristallin et de couches minces. Le même type de module ASE 30 DG-UT que nous avons installé à Neuchâtel donne un rendement supérieur d'environ 25 % par rapport à un bon module en silicium monocristallin.

Module	Technology	Annual Yield Mallorca (Spain)		Annual Yield Oxford (UK)	
		kWh/ kW _p	%	kWh/ kW _p	%
BP Solar 585	mono-Si	1341	(100)	774	(100)
ASE 300 DG UT	poly-Si (EFG)	1352	+0.8	785	+1.4
Evergreen ES 112	poly-Si (ribbon)	1265	-5.7	841	+8.7
Solarex MSX 64	poly-Si	1201	-10.4	766	-1
Astropower APX-80	poly-Si (APEX)	1036	-22.7	736	-5
ASE 30 DG-UT	a-Si (double jonction)	1706	+27.2	969	+25.2
Solarex Millennia	a-Si (double jonction)	1555	+16	904	+16.8
Unisolar US 64	a-Si (triple jonction)	1429	+6.6	839	+8.4
Siemens ST 40	CIS	1590	+18.6	1004	+29.7
BP Solar Apollo	CdTe	1007	-25	559	-27.8

Tableau 2 : Rendement spécifique annuel de modules à deux sites différents [4]

Conclusions et prévisions

L'installation se distingue par une **très haute fiabilité**: aucune panne (même pas pour les onduleurs!) ne s'est produite depuis la mise en service en octobre 1996.

L'expérience de 7 années de service de l'installation démontre :

- La production annuelle de l'installation atteint toujours 960 kWh/kWp et se situe bien au-dessus de la moyenne Suisse.
- La diminution du rendement dû à la dégradation par la lumière (effet Staebler-Wronski) se limite à -12 %.
- Contrairement aux panneaux cristallins, le rendement ne diminue pas (ou augmente même légèrement) à des fortes chaleurs ; le faible coefficient de température de la puissance (env. -0.12 %/K) est largement compensé par le recuit, rendant les panneaux amorphes particulièrement aptes pour fonctionner à des températures élevées.
- L'intégration des panneaux en silicium amorphe dans l'enveloppe du bâtiment (toiture, façade) sans ventilation arrière ne diminue pas leur rendement énergétique.

Après tous ces bons résultats il faut quand-même mentionner le point faible de l'installation en silicium amorphe : le rendement moyen de conversion de 3.7 % seulement (4.1 % au niveau module) par rapport à des installations en silicium cristallin qui atteignent des rendements de 8 à 10 %.

Des modules récents en silicium amorphe montrent déjà une amélioration du rendement stabilisé qui se situe au-dessus de 6 %. Avec une future génération de modules en silicium couche minces microcristallin/amorphe (appelé « micromorph » à l'IMT) on devrait arriver à des rendements STC des modules de 9 à 10 %. Les rendements stables obtenus au laboratoire atteignent 11.5 % et les mesures effectuées sur des prototypes industriels de modules hybrides du fabricant japonais Kaneka ont montré un rendement STC qui s'est stabilisé à 7.5 % après plus de deux années de fonctionnement à l'extérieur.

Avec l'accord de transfert de technologie signé en mars 2003 entre UNAXIS SOLAR et IMT pour le développement des machines de production, des modules en silicium couches minces de grande surface, performants et bon marchés devraient voir le jour d'ici quelques années.

Collaboration internationale

Depuis 2001, l'installation photovoltaïque IMT fait partie des installations de référence IEA-PV Task II (No. 167).

Un échange des données avec le Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST) de l'Université de Loughborough (GB) a permis d'analyser et de comparer le fonctionnement d'installations en Angleterre, au Brésil et en Suisse, utilisant le même type de module en silicium amorphe [3, 4].

Publications

- [1] R.Tscharner: Roof integrated amorphous silicon photovoltaic plant IMT Neuchâtel, rapports annuels 1997-2001, OFEN/BFE, Berne.
- [2] R.Tscharner, A. Shah: Performance of two roof integrated amorphous silicon plants at Neuchâtel, Symposium photovoltaïque national, Lugano (2002).
- [3] R. Gottschalg et al: Performance of amorphous silicon double junction photovoltaic systems in different climatic zones, Proc. 29th IEEE PVSC, New Orleans (2002).
- [4] C.N. Jardine et al: PV-COMPARE – Direct comparison of eleven PV technologies at two locations in Northern and Southern Europe, Proc. 17th EPSEC, Munich (2001).
- [5] R. Tscharner, A. Shah: Performance of the roof integrated amorphous silicon plant IMT Neuchâtel, Proc. 17th EPSEC, Munich (2001).
- [6] A. Luisier: Potentiel de différentes technologies photovoltaïques pour la production d'électricité, rapport intern IMT (travail de semestre), 2001
- [7] T. Hostettler: Expérience concluante dans le domaine de l'exploitation de cellules amorphes au silicium, Sonnen énergie solaire, 1999/4, 14/15.
- [8] R. Tscharner: Rendement énergétique des installations photovoltaïques intégrées en silicium amorphe, Symposium photovoltaïque national, Berne (1998).

Annexes

- A Valeurs mensuelles de production et performance de l'installation IMT, 1996 – 2002
- B Performance et production de l'installation photovoltaïque « La Galère » à Auvernier NE
- C Description du système d'acquisition et de stockage des données

Annexe A**Valeurs mensuelles de production et performance de l'installation IMT, 1996 – 2002**

mois	H _g [kWh/m ²]	H _l [kWh/m ²]	T _{am} [°C]	EIO+ [kWh]	Y _{r,g} [kWh/kWpd]	Y _r [kWh/kWpd]	Y _f [kWh/kWpd]	PR	η _{tot}	Operat. [%]
1996										
octobre 1)	40.0		10.0	277.1	1.82		1.96			100
novembre	30.8		5.3	263.7	1.03		1.36			100
décembre	19.9		0.9	121.7	0.64		0.61			100
total 1996	90.7			662.5	1.09		1.24			100
1997										
janvier	15.8	16.2	-0.6	62.8	0.51	0.52	0.31	0.60	0.0317	100
février	46.9	69.4	4.7	372.0	1.68	2.48	2.06	0.83	0.0438	100
mars	97.9	129.5	8.2	692.6	3.16	4.18	3.47	0.83	0.0437	100
avril	149.7	175.7	9.3	928.6	4.99	5.86	4.81	0.82	0.0432	100
mai	166.7	184.3	14.0	948.0	5.38	5.95	4.75	0.80	0.0420	100
juin	137.3	142.8	16.4	718.5	4.58	4.76	3.72	0.78	0.0411	100
juillet	148.5	159.1	17.3	802.6	4.79	5.13	4.02	0.78	0.0412	100
août	149.9	173.5	20.3	892.6	4.84	5.60	4.47	0.80	0.0420	100
septembre	117.1	143.1	15.9	744.5	3.90	4.77	3.85	0.81	0.0425	100
octobre	64.8	96.8	10.1	493.2	2.09	3.12	2.47	0.79	0.0416	100
novembre	28.0	33.2	5.4	151.6	0.93	1.11	0.78	0.71	0.0373	100
décembre	21.2	31.4	3.2	142.4	0.68	1.01	0.71	0.70	0.0371	100
total 1997	1143.8	1355.0	10.4	6949.4	3.13	3.71	2.96	0.80	0.0419	100
1998										
janvier	24.6	41.4	2.5	171.6	0.79	1.34	0.86	0.64	0.0339	100
février	59.9	92.1	4.3	480.9	2.14	3.29	2.67	0.81	0.0427	100
mars	89.7	111.8	6.8	557.3	2.89	3.61	2.79	0.77	0.0407	100
avril	99.9	117.3	8.8	580.3	3.33	3.91	3.00	0.77	0.0404	100
mai	172.5	189.0	15.4	926.5	5.56	6.10	4.64	0.76	0.0400	100
juin	160.6	172.2	17.7	839.6	5.35	5.74	4.35	0.76	0.0398	100
juillet	168.1	174.2	20.2	857.6	5.42	5.62	4.30	0.76	0.0402	100
août	158.2	179.1	19.6	894.6	5.10	5.78	4.48	0.78	0.0408	100
septembre	86.9	105.1	14.2	524.6	2.90	3.50	2.72	0.78	0.0408	100
octobre	55.0	73.4	10.7	358.8	1.77	2.37	1.80	0.76	0.0399	100
novembre	34.0	51.4	3.0	243.3	1.13	1.71	1.26	0.74	0.0387	100
décembre	23.7	34.4	1.2	154.5	0.76	1.11	0.77	0.70	0.0367	100
total 1998	1133.1	1341.4	10.4	6589.6	3.10	3.68	2.80	0.76	0.0401	100
1999										
janvier	29	42.1	2.3	205.7	0.94	1.36	1.03	0.76	0.0399	100
février	39.1	54.2	0.9	260.0	1.40	1.94	1.44	0.74	0.0392	100
mars	82.7	107.1	6.4	527.9	2.67	3.45	2.64	0.77	0.0403	100
avril	107.5	125.8	9.2	613.1	3.58	4.19	3.17	0.76	0.0398	100
mai	141	133.2	15.7	638.2	4.55	4.30	3.20	0.74	0.0391	100
juin	162.8	173.3	16.0	839.3	5.43	5.78	4.34	0.75	0.0396	100
juillet	188.4	200.9	19.8	975.0	6.08	6.48	4.88	0.75	0.0397	100
août	139.8	145.2	19.0	728.9	4.51	4.68	3.65	0.78	0.0410	100
septembre	103.6	122.3	17.5	612.3	3.45	4.08	3.17	0.78	0.0409	100
octobre	52.1	64.8	10.1	315.0	1.68	2.09	1.58	0.75	0.0397	100
novembre	25	32.4	3.3	145.5	0.83	1.08	0.75	0.70	0.0367	100
décembre	24.8	37.3	3.1	169.2	0.80	1.20	0.85	0.70	0.0371	100
total 1999	1,095.8	1,238.6	10.3	6,030.1	3.00	3.39	2.57	0.76	0.0398	100
2000										
janvier	28.3	39.8	1.0	180.4	0.91	1.28	0.90	0.70	0.0370	100
février	47.6	67.3	4.3	323.6	1.64	2.32	1.73	0.75	0.0393	100
mars	91.4	123.6	6.8	602.0	2.95	3.99	3.02	0.76	0.0398	100
avril	118.3	134.5	10.1	639.1	3.94	4.48	3.31	0.74	0.0388	100
mai	158.5	163.0	15.6	781.4	5.11	5.26	3.91	0.74	0.0392	100
juin	183.2	206.5	18.7	991.5	6.11	6.88	5.13	0.75	0.0392	100
juillet	154.6	140.8	17.1	679.8	4.99	4.54	3.41	0.75	0.0394	100
août	150.0	169.0	19.9	820.5	4.84	5.45	4.11	0.75	0.0397	100
septembre	115.2	142.4	16.0	705.9	3.84	4.75	3.65	0.77	0.0405	100
octobre	56.5	71.6	11.1	345.7	1.82	2.31	1.73	0.75	0.0394	100
novembre	31.7	43.9	6.4	204.0	1.06	1.46	1.06	0.72	0.0380	100
décembre	19.3	28.6	4.6	121.9	0.62	0.92	0.61	0.66	0.0348	100
total 2000	1154.6	1,331.0	11.0	6,395.8	3.15	3.64	2.71	0.75	0.0393	100

mois	H_g [kWh/m ²]	H_l [kWh/m ²]	T_{am} [°C]	EIO+	$Y_{r,g}$ [kWh/kWpd]	Y_r [kWh/kWpd]	Y_f [kWh/kWpd]	PR	η_{tot}	Operat. [%]
2001										
janvier	24.9	35.6	2.5	157.6	0.80	1.15	0.79	0.69	0.0362	100
février	49.3	67.7	4.0	320.0	1.76	2.42	1.77	0.73	0.0386	100
mars	58.4	63.2	7.6	292.6	1.88	2.04	1.47	0.72	0.0378	100
avril	99.3	117.9	7.8	548.9	3.31	3.93	2.84	0.72	0.0380	100
mai	162.3	173.1	16.2	807.5	5.24	5.58	4.04	0.72	0.0381	100
juin	166.3	168.8	16.3	784.6	5.54	5.63	4.06	0.72	0.0380	100
juillet	171.2	171.9	19.7	813.4	5.52	5.55	4.07	0.73	0.0387	100
août	154.4	174.7	20.2	835.4	4.98	5.64	4.18	0.74	0.0391	100
septembre	87.2	98.2	12.6	463.1	2.91	3.27	2.40	0.73	0.0385	100
octobre	72.3	91.9	13.5	435.9	2.33	2.96	2.18	0.74	0.0388	100
novembre	33.7	46.7	3.9	211.7	1.12	1.56	1.10	0.70	0.0370	100
décembre	26.7	49.8	1.0	219.5	0.86	1.61	1.10	0.68	0.0360	100
total 2001	1106.0	1,259.5	10.4	5,890.2	3.03	3.45	2.51	0.73	0.0382	100
2002										
janvier	28.7	34.2	1.2	145.9	0.93	1.10	0.73	0.66	0.0349	100
février	42.8	55.0	5.8	248.1	1.53	1.96	1.38	0.70	0.0369	100
mars	100.3	122.6	7.4	564.6	3.24	3.95	2.83	0.72	0.0376	100
avril	129.8	145.1	10.0	662.2	4.33	4.84	3.43	0.71	0.0373	100
mai	138.0	142.2	13.0	633.8	4.45	4.59	3.17	0.69	0.0364	100
juin	184.1	185.2	19.8	844.0	6.14	6.17	4.37	0.71	0.0372	100
juillet	161.0	164.8	19.0	753.7	5.37	5.49	3.90	0.71	0.0374	100
août	137.9	152.8	18.3	707.7	4.60	5.09	3.66	0.72	0.0378	100
septembre	99.5	118.7	14.2	549.9	3.32	3.96	2.85	0.72	0.0378	100
octobre	63.8	84.6	10.8	387.6	2.13	2.82	2.01	0.71	0.0374	100
novembre	22.3	28.0	7.2	108.6	0.74	0.93	0.56	0.60	0.0317	100
décembre	11.7	15.1	4.5	49.5	0.39	0.50	0.26	0.51	0.0268	100
total 2002	1119.9	1248.3	10.9	5,655.6	3.07	3.42	2.41	0.70	0.0370	100
2003										
janvier	25.3	30.2	0.9	121.8	0.82	0.97	0.61	0.63	0.0330	100
février	49	60.3	-0.4	261.9	1.75	2.15	1.45	0.67	0.0355	100
mars	119.1	152.1	8.3	693	3.84	4.91	3.47	0.71	0.0372	100
avril	136.2	155.3	10.4	705.6	4.54	5.18	3.65	0.71	0.0371	100
mai	148	157.5	14.9	712.7	4.77	5.08	3.57	0.70	0.0370	100
juin	199.2	206.7	23.1	945.9	6.64	6.89	4.90	0.71	0.0374	100
juillet	173.8	182	21.3	839.2	5.61	5.87	4.20	0.72	0.0377	100
août	163.7	185.4	23.4	869.9	5.28	5.98	4.36	0.73	0.0383	100
septembre	126.9	148.7	15.5	703.4	4.23	4.96	3.64	0.73	0.0386	100
octobre	58.5	70	7.6	319.4	1.89	2.26	1.60	0.71	0.0373	100
total 2003 2)	1199.7	1348.2	12.5	6,172.8	3.95	4.43	3.15	0.71	0.0374	100
1997-2003	7952.9	9122.0	10.6	43683.5	3.21	3.67	2.73	0.74	0.0391	100

1) mise en service 10.10.1996

2) janvier à octobre 2003

Liste des symboles

H_g	rayonnement solaire global sur une surface horizontale (ANETZ Neuchâtel)
H_l	rayonnement solaire dans le plan des panneaux
T_{am}	température ambiante moyenne (ANETZ Neuchâtel)
EIO+	énergie produite de l'installation (à la sortie de l'onduleur)
$Y_{r,g}$	productivité solaire globale
Y_r	productivité solaire de référence
Y_f	productivité de l'installation
PR	indice de performance de l'installation
η	rendement total de l'installation
Operat.	disponibilité de l'installation

Annexe B

Performance de l'installation photovoltaïque « La Galère » à Auvernier NE

Données techniques de l'installation

Surface photovoltaïque totale	60 m ²
Puissance électrique nominale (DC)	2.74 kW _p
Tension nominale du système	100 VDC

Panneaux photovoltaïques

148 modules	P _n = 18.5 W _p
Type : silicium amorphe tandem (double jonction)	
Fabricant : Unisolar, USA	

Onduleur

Top Class Grid III TCG 2500/6	
Puissance nominale AC	2.25 kW
Fabricant : ASP, CH	

Système de montage des panneaux

toit à bardeaux

Conception

Pascal Affolter, LESO-EPFL

Montage

Nissil Electricité, La Cibourg NE



Installation amorphe intégrée « La Galère » Auvernier NE

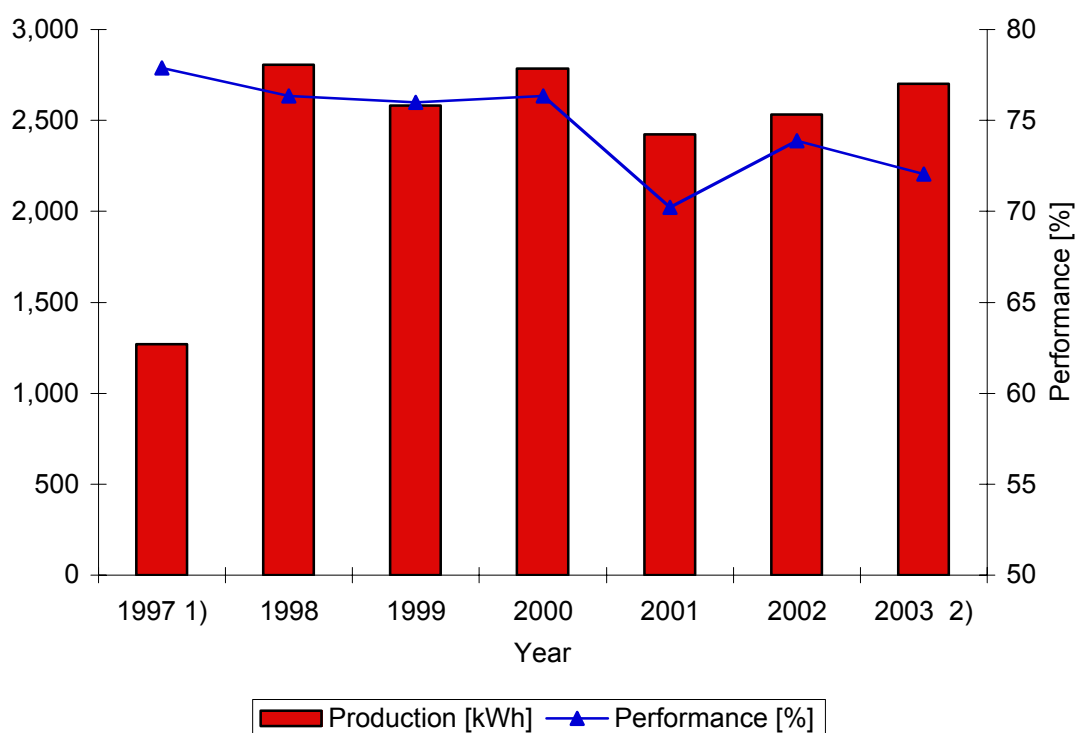
Production et performance de l'installation « La Galère » à Auvernier NE

Year	Irradiation [kWh/m ²]	Production [kWh]	Performance [%]	Availability [%]	Yield [kWh/kWp]	norm. Yield ³⁾ [kWh/kWp]
1997 ¹⁾	595	1,270	78	47	464	1,045
1998	1,341	2,805	76	100	1,024	1,024
1999	1,239	2,580	76	100	942	1,019
2000	1,331	2,784	76	100	1,016	1,024
2001	1,260	2,424	70	100	885	942
2002	1,251	2,533	74	100	924	991
2003 ²⁾	1,368	2,701	72	100	986	966
Total 1997-2003	8,385	17,097	74	100	963	1,001

1) mise en service: 09.07.97

2) jusqu'au 09.11.03

3) normalisé par l'irradiation 1998



4) Aufbau der einzelnen Werte (Datensatz intern alle 15 Sekunden)

Nummer	Bezeichnung	Kürzel	Einheit	Quelle	Format	Unt. EW	Ob. EW	Berechnungsformel	Bemerkungen
1	Recordnummer	Nr.	-	-	Integer	1	1		Immer Wert 1
2	Strahlung Arrayebene 1	G I1	W/m^2	AD-K12	Integer	0	1500		
3	Strahlung Arrayebene 2	G I2	W/m^2	AD-K13	Integer	0	1500		
4	Energieeinstrahlung 1	H I1	Wh/m^2	Ber.	Real	0	6.25	Nr. 2 * Abtastrate (15s) / 3600	laufend integrieren
5	Energieeinstrahlung 2	H I2	Wh/m^2	Ber.	Real	0	6.25	Nr. 3 * Abtastrate (15s) / 3600	laufend integrieren
6	Aussentemperatur	T_am	°C	AD-K11	Real	- 50	100		
7	Reserve	Res.	-	AD-K14	-	-	-		
8	Reserve	Res.	-	AD-K15	-	-	-		
17	Recordnummer	Nr.	-	-	Integer	3	3		Immer Wert 3
18	Spannung Array 1	V A1	V	COM 2	Integer	0	150		
19	Strom Array 1	I A1	A	COM 2	Integer	0	50		
20	AC-Leistung Array 1	P IO1	W	COM 2	Integer	0	2500		
21	AC-Energie Array 1	E IO1	Wh	COM 2	Integer	-	-	laufende Werte verwerfen	keine EW-Kontrolle
22	Paneltemperatur 8	T p8	°C	AD-K8	Real	- 50	100		
23	Paneltemperatur 9	T p9	°C	AD-K9	Real	- 50	100		
24	Paneltemperatur 10	T p10	°C	AD-K10	Real	- 50	100		
25	Recordnummer	Nr.	-	-	Integer	4	4		Immer Wert 4
26	Spannung Array 2	V A2	V	COM 3	Integer	0	150		
27	Strom Array 2	I A2	A	COM 3	Integer	0	50		
28	AC-Leistung Array 2	P IO2	W	COM 3	Integer	0	2500		
29	AC-Energie Array 2	E IO2	Wh	COM 3	Integer	-	-	laufende Werte verwerfen	keine EW-Kontrolle
30	Paneltemperatur 46	T p46	°C	AD-K4,6	Real	- 50	100	MW von Kanal 4 + Kanal 6	
31	Paneltemperatur 57	T p57	°C	AD-K5,7	Real	- 50	100	MW von Kanal 5 + Kanal 7	
32	Reserve	Res.	-	AD-K16	-	-	-		
33	Recordnummer	Nr.	-	-	Integer	5	5		Immer Wert 5
34	Spannung Array 3	V A3	V	COM 4	Integer	0	150		
35	Strom Array 3	I A3	A	COM 4	Integer	0	50		
36	AC-Leistung Array 3	P IO3	W	COM 4	Integer	0	2500		
37	AC-Energie Array 3	E IO3	Wh	COM 4	Integer	-	-	laufende Werte verwerfen	keine EW-Kontrolle
38	Paneltemperatur 1	T p1	°C	AD-K1	Real	- 50	100		
39	Paneltemperatur 2	T p2	°C	AD-K2	Real	- 50	100		
40	Paneltemperatur 3	T p3	°C	AD-K3	Real	- 50	100		

Bemerkungen:

AD-KX bedeutet AD-Karte, Kanal X

Ber. bedeutet Berechnung

COM X bedeutet Abfrage der Schnittstelle COM X

Integer bedeutet Wert kann als Ganzzahl abgefragt werden

Real bedeutet Wert kann als Fließkommazahl abgefragt werden

Wichtig:

- Record 2 (Nr. 9 bis 16) werden für die 15-Sekundenwerte nicht berücksichtigt

- Die aufgeführten Extremwerte beziehen sich auf Zahlenwerte bei einer Abfrage alle 15 Sekunden

- Fehlerbehandlung: ungültige Messwerte mit # kennzeichnen

5) Aufbau der einzelnen Werte (Datensatz in File alle 10 Minuten)

Nummer	Bezeichnung	Kürzel	Einheit	Quelle	Format	Berechnungsformel / Bemerkung
1	Recordnummer	Nr.	-	-	0000	Immer Wert 1
2	Strahlung Arrayebene 1	G_I1	W/m^2	Tabelle	0000	MW 10
3	Strahlung Arrayebene 2	G_I2	W/m^2	Tabelle	0000	MW 10
4	Energieeinstrahlung 1	H_I1	kWh/m^2	Tabelle	0.000	IW 10 / 1000 laufend integrieren
5	Energieeinstrahlung 2	H_I2	kWh/m^2	Tabelle	0.000	IW 10 / 1000 laufend integrieren
6	Aussentemperatur	T_am	°C	Tabelle	000.0	MW 10
7	Reserve	Res.	-	-	-	
8	Reserve	Res.	-	-	-	
9	Recordnummer	Nr.	-	-	0000	Immer Wert 2
10	Spannung Array gesamt	V_A	V	Ber.	0000	MW von (Nr. 18 + Nr. 26 + Nr. 34)
11	Strom Array gesamt	I_A	A	Ber.	0000	Summe von (Nr. 19 + Nr. 27 + Nr. 35)
12	AC-Leistung gesamt	P_IO	W	Ber.	0000	Summe von (Nr. 20 + Nr. 28 + Nr. 36)
13	AC-Energie gesamt	E_IO	kWh	Ber.	00.00	Summe von (Nr. 21 + Nr. 29 + Nr. 37)
14	Paneltemperatur (Mittel)	T_pm	°C	Ber.	000.0	MW von (Nr. 22, 23, 24, 30, 31, 38, 39, 40)
15	Reserve	Res.	-	-	-	
16	Reserve	Res.	-	-	-	
17	Recordnummer	Nr.	-	-	0000	Immer Wert 3
18	Spannung Array 1	V_A1	V	Tabelle	0000	MW 10
19	Strom Array 1	I_A1	A	Tabelle	0000	MW 10
20	AC-Leistung Array 1	P_IO1	W	Tabelle	0000	MW 10
21	AC-Energie Array 1	E_IO1	kWh	Com1/Ber.	00.00	letzter Wert auslesen / 1000
22	Paneltemperatur 8	T_p8	°C	Tabelle	000.0	MW 10
23	Paneltemperatur 9	T_p9	°C	Tabelle	000.0	MW 10
24	Paneltemperatur 10	T_p10	°C	Tabelle	000.0	MW 10
25	Recordnummer	Nr.	-	-	0000	Immer Wert 4
26	Spannung Array 2	V_A2	V	Tabelle	0000	MW 10
27	Strom Array 2	I_A2	A	Tabelle	0000	MW 10
28	AC-Leistung Array 2	P_IO2	W	Tabelle	0000	MW 10
29	AC-Energie Array 2	E_IO2	kWh	Com2/Ber.	00.00	letzter Wert auslesen / 1000
30	Paneltemperatur 46	T_p46	°C	Tabelle	000.0	MW 10
31	Paneltemperatur 57	T_p57	°C	Tabelle	000.0	MW 10
32	Reserve	Res.	-	-	-	
33	Recordnummer	Nr.	-	-	0000	Immer Wert 5
34	Spannung Array 3	V_A3	V	Tabelle	0000	MW 10
35	Strom Array 3	I_A3	A	Tabelle	0000	MW 10
36	AC-Leistung Array 3	P_IO3	W	Tabelle	0000	MW 10
37	AC-Energie Array 3	E_IO3	kWh	Com4/Ber.	00.00	letzter Wert auslesen / 1000
38	Paneltemperatur 1	T_p1	°C	Tabelle	000.0	MW 10
39	Paneltemperatur 2	T_p2	°C	Tabelle	000.0	MW 10
40	Paneltemperatur 3	T_p3	°C	Tabelle	000.0	MW 10

Bemerkungen:

Tabelle bedeutet Auslesen der Tabelle mit den 15-Sekunden-Messwerten um den Mittelwert zu bilden

Ber. bedeutet Berechnung

COM X bedeutet Abfrage der Schnittstelle COM X

MW bedeutet Mittelwert mit den angegebenen Nummern bilden

MW 10 bedeutet Mittelwert über 10 Minuten bilden

IW 10 bedeutet Wert über 10 Minuten aufintegrieren

Wichtig:

- Die Werte für die AC-Energie werden direkt vor der Abspeicherung ausgelesen

- Fehlerbehandlung:

- wenn Anzahl # > 20 => ganzer Mittelwert ungültig und mit # markieren

- wenn Anzahl # < 20 => Mittelwertbildung anpassen; z.B. 2 # bedeutet Mittelwert über 38 Werte