Bundesamt für Energie
Office fédéral de l'énergie
Ufficio federale dell'energia
Swiss Federal Office of Energy

Programma
Utilizzo dell'energia solare attiva, Fotovoltaico

Centrale di prova per componenti e sistemi per progetti nel campo della tecnica fotovoltaica

TISO - periodo V: 1997 – 1999



preparato da
Dott. Mario Camani, Dott. Giorgio Travaglini
Ing. Nerio Cereghetti, Ing. Domenico Chianese, Ing. Sandro Rezzonico
LEEE-TISO
Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI)
6952 Canobbio

su mandato dell'
Ufficio federale dell'energia

FEBBRAIO 2000 Rapporto finale DIS 2183 / 60154

Progetto OFEN 60154

Centrale di prova per
componenti e sistemi per
progetti nel campo della tecnica fotovoltaica
TISO - periodo V : 1997 - 1999

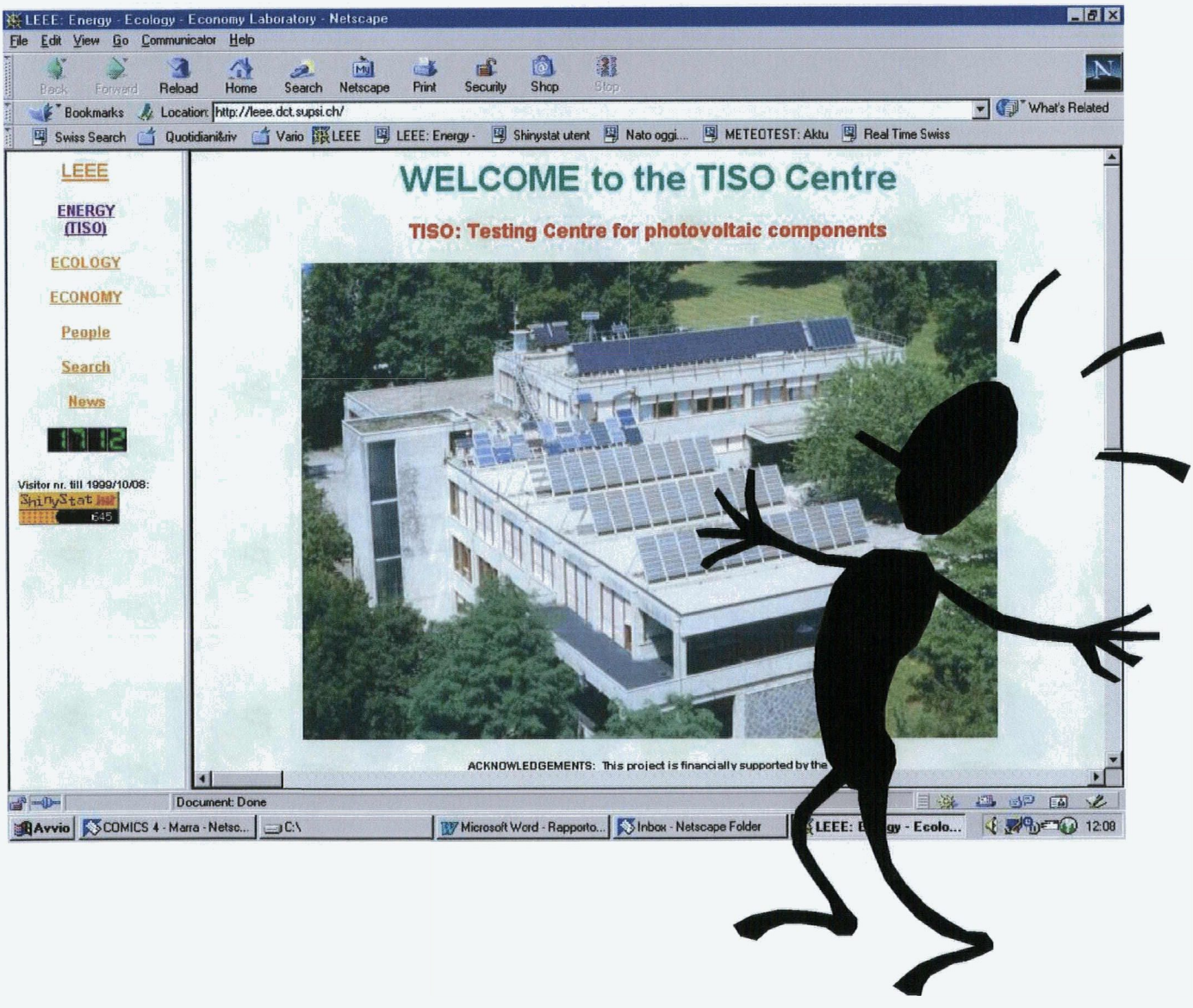
RAPPORTO FINALE
1997 - 1999

Hanno partecipato al progetto:

Dott. Mario Camani — responsabile del progetto
Dott. Giorgio Travaglini — nuovo responsabile del progetto
Ing. Nerio Cereghetti
Ing. Domenico Chianese
Ing. Sandro Rezzonico

SUPSI, DCT, LEEE-TISO; CP110, 6952 Canobbio

http://leee.dct.supsi.ch



1 RIASSUNTO 6

2 INTRODUZIONE 8

2.1 Problematica 8

2.2 Qual è l'indirizzo della centrale LEEE-TISO? 8

2.3 Simulatore solare 8

2.4 Energy rating 8

3 ANALISI DI MODULI FOTOVOLTAICI 9

3.1 Collaudo dei moduli fotovoltaici (STAND) 9
3.1.1 Procedura di collaudo 9
3.1.2 Misure e risultati 10

3.2 Comportamento termico dei moduli PV 29
3.2.1 Temperatura di funzionamento di una cella – NOCT 29
3.2.2 Coefficiente β 35
3.2.3 Misura della temperatura di una cella 40
3.2.4 Modello teorico per la determinazione della temperatura della cella 45

3.3 Curve I-V in condizioni reali 51
3.3.1 Introduzione 51
3.3.2 Metodo di misura (IVAQ.vi) 51
3.3.3 Correzioni @STC: (APROX.vi) 52
3.3.4 Misura outdoor di un modulo alle condizioni @STC 54

3.4 Verifica dell'effetto dell'alta tensione 56
3.4.1 Introduzione 56
3.4.2 Risultati delle misure 56

3.5 Analisi di moduli per terzi 59
3.5.1 Introduzione e descrizione dei moduli 59
3.5.2 Misura della curva I-V @STC 59
3.5.3 Produzione di energia 60
3.5.4 Termografie 60
3.5.5 Ispezione visiva 60
3.5.6 Conclusioni 61

4 ANALISI DI SISTEMI FOTOVOLTAICI 62

4.1 Impianti PV collegati alla rete in Ticino 62
4.1.1 Presentazione degli impianti 62
4.1.2 Considerazioni generali 63
4.1.3 Produzione di energia 63
4.1.4 Interventi 64

4.2 Impianto Pil-Sim a Payerne 68
4.2.1 Descrizione 68
4.2.2 Risultati 69
4.2.3 Conclusioni 69

4.3 Impianto Fam. Blattner a Soyhères 70
4.3.1 Descrizione 70
4.3.2 Estrapolazione @STC 71
4.3.3 Risultati 72

4.3.4 Conclusioni 73

4.4 Sun tracker a un asse Tecsol 74

5 IMPIANTI TISO 77

5.1 Impianto con moduli m-Si da 10kW 77
5.1.1 Introduzione 77
5.1.2 Produzione di energia e comportamento in condizioni reali 77
5.1.3 Misure @STC sui moduli di riferimento 79
5.1.4 Comportamento termico e degrado meccanico 80
5.1.5 Affidabilità dei moduli, tests d'invecchiamento rapido 80

5.2 Impianto con moduli a-Si da 4kW 81
5.2.1 Evoluzione del rendimento d'esercizio @STC. 81
5.2.2 Variable Illumination Measurement (VIM) 83
5.2.3 Isolazione per il cambiamento del ciclo termico. 84
5.2.4 Produzione 85

5.3 Impianto con moduli a-Si da 0.5kW 86

6 BANCA DATI E SITO INTERNET 90

6.1 Contenuto ed aggiornamenti 90

6.2 Gestione e diffusione dei dati, sito internet 90

7 CONSULENZE 93

8 CORSI E LAVORI DI DIPLOMA 95

8.1 Corsi 95

8.2 Lavori di semestre e diploma 95

9 COLLABORAZIONI 96

9.1 NAZIONALI 96
9.1.1 Enti 96
9.1.2 Ditte 96

9.2 INTERNAZIONALI 96

10 CONCLUSIONI 97

CONCLUSIONS 100

11 CONFERENZE 103

12 PUBBLICAZIONI 104

13 GLOSSARIO 106

RINGRAZIAMENTI 108

1 RIASSUNTO

Le analisi dei moduli effettuate dalla centrale LEEE-TISO sono finalizzate alla verifica della qualità e dell'affidabilità dei moduli fotovoltaici più venduti sul mercato e ad offrire informazioni realistiche soprattutto agli utenti del fotovoltaico. Per queste ragioni i moduli da testare vengono acquistati dalla centrale in maniera anonima.

Durante i progetti precedenti è stato realizzato presso la Centrale LEEE-TISO (allora detta "Centrale TISO") uno stand di misura per tests sistematici di moduli fotovoltaici in condizioni ambientali e di funzionamento reali; in questi progetti sono stati testati i moduli dei cicli 1, 2, 3 e 4.
Nel corso del progetto 1997-1999, la centrale ha continuato questi test, seguendo, però, una nuova procedura, e ha testato 18 tipi di moduli, 11 appartenenti al ciclo 5 e 7 al ciclo 6.

Il risultato più sorprendente riguarda la perdita di potenza nel tempo di 2/3 dei moduli collaudati; infatti, dopo un anno di esposizione essi manifestano un degrado della potenza misurata @STC al di sotto del limite di garanzia dichiarato dai fabbricanti.
Considerato che due moduli di potenza equivalente e di ugual tecnologia possono avere una produzione di energia diversa, anche la produzione di energia dei moduli del 5. e 6. ciclo, fatti lavorare a MPP, è stata misurata e ha permesso di ricavare un confronto tecnologico ed un confronto dal punto di vista dei consumatori.
I moduli sono stati sottoposti anche a misurazioni della NOCT per stabilire il loro grado di riscaldamento, che ne influenza la resa energetica, per meglio valutare le differenze nella produzione d'energia.

Un altro risultato importante è quello relativo agli effetti dell'alta tensione sui moduli; la centrale ha eseguito dei test outdoor su moduli monocristallini sottoposti ad alta tensione per verificare un'eventuale effetto di quest'ultima sul degrado delle caratteristiche elettriche.
Sul periodo di un anno e mezzo non si è riscontrata alcuna correlazione fra degrado dei moduli e l'alta tensione applicata. I test continuano per verificare un eventuale effetto sul lungo termine.

La centrale ha messo a punto un'apparecchiatura elettronica con un apposito software di analisi per il rilevamento della curva corrente-tensione (curva I-V) di moduli e stringhe fotovoltaiche in condizioni reali. Con quest'apparecchiatura si è potuto eseguire dei rilevamenti della potenza di impianti di terzi con correzione alle condizioni @STC. Inoltre, essa permetterà di misurare le curve I-V anche su moduli amorfi in condizioni reali equivalenti alle condizioni @STC; infatti, le misure @STC su moduli amorfi sono parecchio controverse per problemi di mismatch fra cella di riferimento e moduli e problemi dovuti alla brevissima durata del flash rispetto al tempo di risposta di questo tipo di moduli.
Inoltre, quest'apparecchiatura servirà per il prossimo progetto nel determinare il cosiddetto "energy rating" dei moduli, che è una procedura in fase di definizione a livello internazionale volta o poter trasporre i dati della resa energetica ottenuta in un determinato luogo in altri luoghi con differenti condizioni climatiche.

La centrale ha continuato con il monitoraggio degli impianti TISO c-Si di 10 kW, a-Si di 4 kW e "Triple Junction" di 0.5 kW; l'impianto di 10 kW; il primo in Europa ad essere stato collegato alla rete, manifesta dopo 18 anni di vita chiari segni visivi di degrado meccanico e chimico anche se finora questo degrado non si ripercuote ancora a livello di diminuzione del rendimento. Per questo impianto è stato messo a punto un progetto europeo della durata di tre anni in collaborazione con il laboratorio ESTI del JRC di Ispra con l'ambizioso scopo di determinarne il cosiddetto "Mean Time Before Failure". Questo progetto, anche se approvato solo parzialmente (15 mesi), ha preso avvio nel gennaio del 2000.
Gli impianti al silicio amorfo manifestano come di consuetudine fenomeni ciclici di rigenerazione e degenerazione anche se l'impianto Triple Junction sembra, dopo un anno e mezzo dalla sua messa in rete, aver stabilizzato il suo rendimento rispetto all'impianto di 4 kW con moduli a-Si della "vecchia" generazione; quest'ultimo, infatti, continua a manifestare una lenta ma progressiva diminuzione del rendimento.

La centrale ha pure monitorato impianti di terzi ed ha, inoltre, implementato sia la banca dati, che ora raccoglie informazioni di oltre 872 moduli, che il Sito Web.

SUMMARY

A centre for systematic testing of photovoltaic modules under real and environmental conditions was set up within the framework of previous projects carried out at the LEEE-TISO Laboratory (once TISO). In these projects the modules of cycles 1 to 4 were tested.

In the 1997-1999 project, the centre continued its investigations, following a new procedure, on 18 module types: 11 belonging to cycle 5, and 7 to cycle 6.
From these tests it appears that most of the modules experienced an important (peak) power loss during the first exposition year: in fact, by the end of the cycle, the power @STC of 12 out of 18 modules decreased below the warranty limit.

Considering that two modules with the same power can have a different energy yield under the same exposition conditions (outdoor), the energy production at MPP of the modules of both cycles was also measured in order to make a comparison between the different module technologies. The modules then underwent the NOCT procedure to establish what degree of heating influences their energy production.

The centre also investigated the influence of high voltage on the power degradation of c-Si modules: in the short term no correlation has been found.
This test will continue in order to establish whether there is a possible effect long term.

The centre has developed a device for measuring the current-voltage curve of modules or PV-array under real outdoor conditions and a suitable software permitting the correction of the I-V curve to @ STC conditions. This device is also useful for measuring the outdoor I-V curve (steady state) of a-Si modules under conditions equivalent to those of STC and for measurements concerning the energy-rating; the latter will be an important topic within the framework of the next project.

Monitoring of the behaviour of the 10 kW c-Si plant, which came into operation in 1982, as well as that of the 4 kW and 0.5 kW (Triple junction) a-Si plant has continued. The measurements taken on the 10 kW plant, the first plant in Europe connected to the electrical grid and probably the oldest one with a complete set of data, have not brought to light any reduction in performance even if more than 90% of the modules show very important signs of aging. For this plant a project in collaboration with the ESTI-JRC Ispra will be started with the ambitious aim of establishing the "Mean time before failure" of the PV modules.
The a-Si plants are following their usual generation and degeneration cycles; the triple junction plant (Canon), connected to the grid for 1 and half year, seems to have reached an efficiency stabilization, while the 4 kW plant shows a slow but persistent efficiency degradation. While the a-Si modules produce more energy at "high" temperatures (Staebler-Wronski effect), one series of the 4 kW plant has been thermally isolated on the back to compare their energy production with respect to the other which is not isolated.

The TISO - data base has been rewritten in Access, brought up to date continuously, and collates both general and technical information on , at present, more than 872 modules on the market. The data base is available in booklet form and as a file. The centre has also created a Website with the following address: http://leee.dct.supsi.ch.

2 INTRODUZIONE

Nel corso del 1998 la centrale TISO è passata de facto alla Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI) ed è stata integrata nel Laboratorio di energia, ecologia ed economia (LEEE), che ha preso avvio nel dicembre del 1998; per questo motivo d'ora innanzi la centrale si chiamerà LEEE-TISO. Il LEEE, come dice la sua definizione, intende occuparsi del tema dell'energia in un contesto ecologico ed economico in quanto vuole operare in un'ottica di sviluppo sostenibile. In questo ambito chiaramente si situano le energie rinnovabili e l'utilizzo parsimonioso ed ecologico dell'energia; il fotovoltaico, quale conversione dell'energia solare in energia elettrica, è, pertanto, uno dei temi centrali e contestuali agli obiettivi del LEEE.

2.1 Problematica

A tutt'oggi l'energia elettrica fotovoltaica è ancora parecchio costosa rispetto alle energie non rinnovabili (trasparenza dei costi), a quella idroelettrica e persino all'eolica o quella derivante dalle "micro centrali". Tuttavia, per il fotovoltaico vi sono buone prospettive per un'importante riduzione dei costi nel prossimo futuro; ciò, che è incoraggiante, è che la produzione di moduli cresce ad una velocità del 25-30% all'anno.
I prossimi 10 anni saranno decisivi per l'affermazione del fotovoltaico sul podio delle energie anche per i paesi dell'IEA.
L'affidabilità del fotovoltaico è un aspetto fondamentale per l'affermazione e la credibilità di questa tecnologia; un aspetto, questo, che è di grande interesse per i fruitori del fotovoltaico, soprattutto per quelli che fanno capo a Borse Solari o al Contracting. L'affidabilità delle caratteristiche elettriche e il rispetto dei limiti di garanzia dichiarati dal fabbricante di moduli sono condizioni che sempre più si vogliono inserite nei contratti di acquisto di componenti fotovoltaici. Ciò che, però, interessa ai produttori di energia fotovoltaica è la produzione di energia. Proprio in questo contesto si inseriscono le attività della centrale LEEE-TISO.

2.2 Qual è l'indirizzo della centrale LEEE-TISO?

Il ruolo della centrale LEEE-TISO è, appunto, quello di essere un centro di riferimento su scala nazionale per gli utilizzatori del fotovoltaico quali, ad esempio, progettisti, architetti, installatori e non da ultimo per la categoria dei consumatori medesimi. Per queste ragioni gli intendimenti della centrale sono rivolti verso la ricerca applicata in modo che i suoi risultati siano utilizzabili in maniera diretta e, soprattutto, pratica dai fruitori del fotovoltaico e siano, nel contempo, d'interesse anche per i produttori. Questo tipo di attività è complementare a quella degli istituti maggiori, i quali concentrano la propria attività sulla definizione di standard di omologazione o di ricerca fondamentale a livello di efficienza di conversione dei semiconduttori, di nuovi metodi di crescita e di fabbricazione delle celle o di nuovi processi fotovoltaici.

Allo scopo la centrale dispone di uno stand di prova in cui vengono testati sistematicamente, secondo una procedura ben definita e collaudata, i moduli fotovoltaici più richiesti dal mercato svizzero; i test vengono eseguiti all'esterno onde ottenere informazioni concrete sul comportamento dei moduli in condizioni ambientali e reali di funzionamento (MPP). Lo scopo di questi test è di confrontare la resa energetica di differenti tipi di moduli, onde poter ricavare un confronto fra le diverse tecnologie e metterlo in relazione con quello visto dall'ottica del consumatore. Nel corso della procedura di test viene periodicamente misurata anche la potenza dei moduli in condizioni @STC presso il laboratorio ESTI del JRC di Ispra. Grazie a queste misure è possibile ottenere informazioni sull'affidabilità delle caratteristiche elettriche dichiarate dai fabbricanti, sul degrado della potenza nel tempo e sul rispetto nel tempo dei limiti di garanzia.

2.3 Simulatore solare

Considerata la natura delle prove sui moduli effettuate dalla centrale LEEE-TISO, nel corso dell'ultimo anno è stato ristrutturato un locale da adibire a camera oscura, in cui installare un simulatore solare. La centrale ha acquistato un simulatore PASAN III di classe A con il quale sarà possibile effettuare misurazioni sistematiche della potenza dei moduli @STC sia per i test usuali della centrale, sia anche per offrire prestazioni a terzi per il controllo della qualità dei moduli di sistemi PV a prezzi ragionevoli, sia per il cosiddetto "energy rating", di cui sotto.

2.4 Energy rating

Un aspetto, che rimane scoperto, è la trasposizione dei dati sulla produzione di energia ottenuta a Lugano, cioè al Sud delle Alpi, ad altre zone con diverse condizioni climatiche rispetto al Ticino o al Nord dell'Italia. Questa problematica sarà oggetto del prossimo progetto LEEE-TISO, in cui si studierà una caratterizzazione dei moduli, l'"energy-rating", che dovrebbe portare a questa fondamentale trasposizione. Con questa caratterizzazione si potrà estendere l'interesse dei nostri dati, ad esempio, al Nord delle Alpi dove, appunto, vigono altre condizioni di irraggiamento.

3 ANALISI DI MODULI FOTOVOLTAICI

Lo scopo dell'analisi di moduli fotovoltaici è quello di rispondere, almeno parzialmente, alle principali domande che di regola vengono poste dagli utenti del fotovoltaico. In particolare, quest'analisi è mirata a verificare l'affidabilità delle caratteristiche elettriche, dichiarate dal fabbricante, a studiare la stabilità della potenza nel tempo, rilevando eventuali degradi, e ad osservare la produzione di energia a MPP dei differenti tipi di modulo sottoposti outdoor alle medesime condizioni reali di funzionamento per un ciclo di 1 anno.
Al fine di ottenere informazioni neutrali e pertinenti per gli utenti del fotovoltaico, i moduli vengono acquistati dalla centrale anonimamente onde evitare di ricevere dai fabbricanti i moduli dai batch di produzione più performanti, condizione quest'ultima che non rispecchia ancora la qualità effettiva dei moduli posti sul mercato.
Allo scopo, nel corso dei progetti precedenti la centrale LEEE-TISO (allora TISO) ha realizzato uno stand di misura che permette di misurare outdoor e contemporaneamente una ventina di tipi di moduli per un determinato periodo. Lo stand di misura è stato realizzato nel corso del 1993 e poi implementato durante le varie fasi dei progetti susseguenti. Dall'introduzione della misura dell'energia prodotta, l'esposizione contemporanea di più moduli per un determinato periodo viene chiamata ciclo.
I risultati dei moduli dei cicli 1-4 sono contenuti nel rapporto finale 1994-1996, mentre quelli dei cicli 5 e 6 sono oggetto del presente rapporto.

3.1 Collaudo dei moduli fotovoltaici (STAND)

3.1.1 Procedura di collaudo

Nel corso del presente progetto sono state apportate delle modifiche alla procedura di collaudo, modifiche che sono state determinate in base alle esperienze acquisite dalle precedenti misure. In primo luogo si è voluto scindere gli eventuali effetti di degrado dovuti dall'applicazione dell'alta tensione da altri effetti, togliendo la tensione di 1.2 kV applicata precedentemente ad ogni modulo e predisponendo uno studio particolare separato (vedi capitolo 3.4).

La precedente procedura prevedeva l'acquisto di 6 moduli per ogni marca che si intendeva collaudare. Nella odierna procedura il numero di moduli per tipo è stato ridotto a 2. Ciò permette, anzitutto, di collaudare più tipi di modulo per ogni ciclo annuale di test come pure di facilitare l'acquisto di moduli in modo anonimo.
Questo ultimo fatto era stato precedentemente sottovalutato e questa modalità è stata confermata dai fatti.
La procedura attuale è la seguente:

Acquisto anonimo di due moduli per tipo		
REGISTRAZIONE		
Dati elettrici (P_n)[1]	Dati costruttivi	Identificazione
VERIFICHE E MISURE IN CONDIZIONI CONTROLLATE		
Caratteristiche elettriche @STC (P_0)[2]	Caratteristiche meccaniche	Verifiche generali
ESPOSIZIONE A MPP IN CONDIZIONI AMBIENTALI REALI PER UN ANNO		
Misura dell'energia prodotta e delle condizioni climatiche.		Comportamento termico
Dopo 6 mesi: misura delle caratteristiche elettriche @STC (P_6)[3]		
PROVE FINALI IN CONDIZIONI CONTROLLATE		
Caratteristiche elettriche @STC (P_{12})[4]		Controlli generali

[1] $P_n = P_m$ dichiarata dal fabbricante
[2] $P_0 = P_m$ a 0 mesi d'esposizione
[3] $P_6 = P_m$ a 6 mesi d'esposizione
[4] $P_{12} = P_m$ a 12 mesi d'esposizione

3.1.2 Misure e risultati

3.1.2.1 Moduli collaudati

Nel periodo 1997-1999 sono stati collaudati complessivamente 18 tipi di moduli: 11 appartenenti al ciclo 5 e 7 al ciclo 6. Questi moduli sono elencati, suddivisi per cicli, nella tabella 3.1.2 e sono stati esposti sugli stand di misura (open-rack) illustrati nella figura 3.1.1.
Per la loro scelta ci si è basati su criteri che tengono conto degli aspetti più interessanti per la realizzazione dei impianti di potenza; si è badato, in particolare, ai quelli più diffusi sul mercato, alla tecnologia, al rendimento, alle dimensioni, ai paesi di provenienza e all'integrabilità architettonica.



Figura 3.1.1: Stand di misura

Tipo	Fabbricante	Tecnologia	Anno fine prove
Moduli ciclo 5			
ASE-50-PWXD	ASE	p-Si	1998
BP580	BP Solar	m-Si	1998
GPV75M	GPV	m-Si	1998
KC80	Kyocera	p-Si	1998
MST43MV	Solarex	a-Si	1998
PWX500	Photowatt	p-Si	1998
SDZ34-10	Newtec	m-Si	1998
SF75	Solar Fabrik	m-Si	1998
SP75	Siemens	m-Si	1998
Sunslates	Atlantis	m-Si	1998
US64	Uni-Solar	a-Si	1998
Moduli ciclo 6			
ASI16-2300	Arco Solar	m-Si	1999
H800A	Helios	m-Si	1999
I55	Isofoton	m-Si	1999
M30-16GEGK	Solarwatt	m-Si	1999
PL800	Eurosolare	p-Si	1999
RSM100	Shell Solar	p-Si	1999
SFM36Bx	Pilkington	p-Si	1999

Tabella 3.1.2: Moduli dei cicli 5 e 6 collaudati dal 1997 al 1999

Nel 1997 non è stato collaudato alcun modulo in quanto non si sapeva se il progetto avesse potuto continuare.
Per non lasciare gli stand vuoti sono stati esposti dei moduli che erano già stati a suo tempo collaudati (vedi capitolo 3.1.2.9).
I due moduli ASI16-2300 fanno parte del vecchio impianto da 10kW. Sono stati esposti alle medesime condizioni dei nuovi moduli per osservare le differenze nella resa energetica.

Attenzione:
i risultati riportati nei paragrafi seguenti sono stati ottenuti su un campione di soli due moduli per ogni tipo di marca collaudata, per cui si potrebbe obiettare che queste analisi non siano rappresentative. Tuttavia, considerato che:
- **la maggior parte dei moduli testati mostra un netto degrado della potenza nel tempo;**
- **i moduli sono stati acquistati anonimamente, cioè da comuni utenti agli occhi dei fabbricanti,**

questi risultati sono statisticamente rilevanti per la qualità e l'affidabilità dei moduli normalmente reperibili sul mercato.

3.1.2.2 Definizione della misura @STC ed errore di misura

L'espressione **a STC** indica la misura delle caratteristiche elettriche di un modulo fotovoltaico in **condizioni standard (Standard Test Condition)** e cioè: **Gi=1000W/m^2**, **Tc=25°C** e **spettro solare standard** definito ad AM1.5 secondo la Norma IEC 904-3.

La misura delle caratteristiche elettriche dei moduli PV con un simulatore solare (indoor) comporta l'uso di una lampada (flash) e di una cella di riferimento normalmente al silicio monocristallino (floating zone).
Se la risposta spettrale della cella di riferimento non corrisponde a quella del modulo in collaudo, nelle misure delle caratteristiche elettriche **a STC** con il simulatore solare si deve tener conto anche dell'errore di **mismatch** dovuto alla differenza fra lo spettro della lampada e quello standard definito dalla norma IEC 904-3. L'errore di mismatch è definito dalla Norma IEC 904-7. Solo tenendo conto di quest'errore la misura con simulatore solare può essere definita **a STC.** Di conseguenza, per una misura della potenza di un modulo **a STC è necessario conoscere la risposta spettrale del modulo oppure utilizzare una cella di riferimento calibrata identica al modulo.**

Le misure delle caratteristiche elettriche dei moduli PV dei cicli 1-6 effettuate con il simulatore solare del laboratorio ESTI-JRC di Ispra **non tengono conto dell'errore di mismatch** fra lo spettro di riferimento AM1.5 e lo spettro della lampada del simulatore solare (classe A) e fra la risposta spettrale del modulo in collaudo e quella della cella di riferimento.

Di conseguenza:

Definizione

Nel presente rapporto le misure delle caratteristiche elettriche dei moduli PV con simulatore solare di classe A sono definite **misure @STC se non tengono conto dell'errore di mismatch definito dalla Norma IEC 904-7.**.

Pertanto, l'espressione **"@STC" è differente da "a STC"** come usata nella norma IEC904-1 (Electrical Performance Measurement) e le considerazioni effettuate sulla potenza assoluta dei moduli sono in relazione agli errori di misura discussi di seguito.

Attenzione: nella letteratura viene utilizzata sovente l'espressione **a STC** anche se i valori delle caratteristiche elettriche non sono stati corretti con l'errore di mismatch.

Le misure **@STC** effettuate presso il laboratorio ESTI del JRC hanno i seguenti errori:

errore di ripetitività

- ±0.15% su Isc
- ±0.82% su Voc
- ±0.85% su Pm

errori assoluti

- ±1.1% su Isc, **senza** errore del mismatch spettrale.
- ±1.6% su Voc
- ±2.0% su Pm, **senza** errore del mismatch spettrale.

Gli errori sono calcolati con un intervallo di confidenza del 68% (valore RMS).

Un errore di mismatch del 2% (differenza massima riscontrata ad Ispra su moduli c-Si) comporterebbe un errore assoluto della potenza **a STC** del ±2.8% (con un intervallo di confidenza del 70%) invece del ±2.0% **@ STC**.

Il Laboratorio ESTI-JRC di Ispra da un errore sulla potenza **a STC di** ±2.4%.

propagazione dell'errore

Occorre, inoltre, tener conto di questi errori nell'analisi delle differenze tra i parametri elettrici; più precisamente la propagazione dell'errore su vari delta avviene in misura di:

- ε_{ass} su $\Delta X_{i,n}$ con X: Pm, Voc e Isc; i:0, 6 e 12; senza errore di mismatch.
- $\approx 2\ \varepsilon_{rip}$ su $\Delta X_{0,6}$, $\Delta X_{6,12}$ e $\Delta X_{0,12}$ con X: Pm, Voc e Isc

3.1.2.3 Parametri elettrici

Nella tabella seguente sono riportate le potenze nominali (P_n) dichiarate dal fabbricante, le potenze P_0 misurate @STC prima dell'esposizione, le potenze P_6 e P_{12} misurate dopo 6, rispettivamente, dopo 12 mesi di test outdoor dei 18 tipi di moduli collaudati nei cicli 5 e 6.
Dalla colonna $\Delta P_{0\text{-}n}$ risulta che 6 sono già sotto il limite inferiore di garanzia prima dell'esposizione (90% P_n) oppure il dato della potenza nominale non è affidabile.
Dalle colonne $\Delta P_{6\text{-}0}$ e $\Delta P_{12\text{-}6}$ risulta che il degrado della potenza dei moduli avviene soprattutto nei primi 6 mesi d'esposizione. Per circa la metà moduli nei successivi 6 mesi il degrado è più piccolo dei margini d'errore[5] e quindi non significativo. Tuttavia, nella colonna $\Delta P_{12\text{-}6}$, ad eccezione di 2 soli moduli su 18, tutte le differenze sono negative e questo fatto è significativo.

Tipo	Celle	Pmax @STC [Wp]				ΔP (%)				
		P_n	P_0	P_6	P_{12}	$\frac{P_0-P_n}{P_n}$	$\frac{P_6-P_0}{P_0}$	$\frac{P_{12}-P_6}{P_6}$	$\frac{P_6-P_n}{P_n}$	$\frac{P_{12}-P_n}{P_n}$
ASE-50-PWX	p-Si	*49*	46.7	43.3	42.6	**-4.7**	**-7.3**	-1.6	**-11.6**	**-13.1**
BP580	m-Si	*80*	81.1	79.3	79.0	1.4	**-2.2**	-0.4	-0.9	-1.3
GPV75M	m-Si	*75*	65.2	63.2	62.0	**-13.1**	**-3.1**	**-1.9**	**-15.7**	**-17.3**
KC80	p-Si	*80*	71.4	68.3	66.8	**-10.8**	**-4.3**	**-2.2**	**-14.6**	**-16.5**
MST43MV	a-Si	*43*	44.9	40.1	39.9	**4.4**	**-10.7**	-0.5	**-6.7**	**-7.2**
PWX500	p-Si	*50*	43.2	40.1	39.7	**-13.6**	**-7.2**	-1.0	**-19.8**	**-20.6**
SDZ34-10	m-Si	*34*	32.6	N.D. [1]	32.7	**-4.1**	-	-	-	**-3.8**
SF75	m-Si	*75*	64.7	64.0	64.2	**-13.7**	-1.1	0.3	**-14.7**	**-14.4**
SP75	m-Si	*75*	72.6	68.6	68.6	**-3.2**	**-5.5**	0.0	**-8.5**	**-8.5**
Sunslates	m-Si	*12.5*	10.2	9.5[2]	9.2[2]	**-18.4**	**-6.9**	**-3.2**	**-24.0**	**-26.4**
US64	a-Si	*64*	73.6	47.0	52.1 [3]	-	-	-	-	**-18.6**
ASI16-2300	m-Si	*37*	33.9	33.6	33.5	**-8.4**	-0.9	-0.3	**-9.2**	**-9.5**
H800A	m-Si	*80*	73.2	71.0	69.7	**-8.5**	**-3.0**	**-1.8**	**-11.3**	**-12.9**
I55	m-Si	*55*	47.8	47.8	47.0	**-13.1**	0.0	**-1.7**	**-13.1**	**-14.5**
M30-16GEGK	m-Si	*30*	25.5	25.9	24.9	**-15.0**	1.6	**-3.9**	**-13.7**	**-17.0**
PL800	p-Si	*72*	67.3	62.7	62.6	**-6.5**	**-6.8**	-0.2	**-12.9**	**-13.1**
RSM100	p-Si	*98*	91.3	85.2	84.0	**-6.8**	**-6.7**	-1.4	**-13.1**	**-14.3**
SFM36Bx	p-Si	*70*	64.5	62.3	61.6	**-7.9**	**-3.4**	-1.1	**-11.0**	**-12.0**

Tabella 3.1.3: Potenze nominali (P_n) e potenze misurate (P_0, P_6, P_{12}) dei tipi di modulo testati (media su due moduli). Su sfondo scuro i moduli fuori garanzia! [1] ND: non disponibile; [2] media sui 6 moduli senza importanti diminuzioni di potenza; [3] valore di P_{12} misurato dal fabbricante.
Grassetto: Differenza significativa
Sfondo grigio: Limite di garanzia non rispettato
Errore di misura @STC: assoluto ± 2.0% senza IEC 904-7 su P_0; di ripetitività ± 0.85% su P_6 e P_{12} rispetto a P_0.

[5] Propagazione dell'errore:
per $\Delta P_{6\text{-}0}$, $\Delta P_{12\text{-}6}$, l'errore è P_6/P_0 1.8 e P_{12}/P_6 1.8
per $\Delta P_{0\text{-}n}$, $\Delta P_{6\text{-}n}$ e $\Delta P_{12\text{-}n}$ l'errore è P_0/P_n 2, P_6/P_n 2 e P_{12}/P_n 2

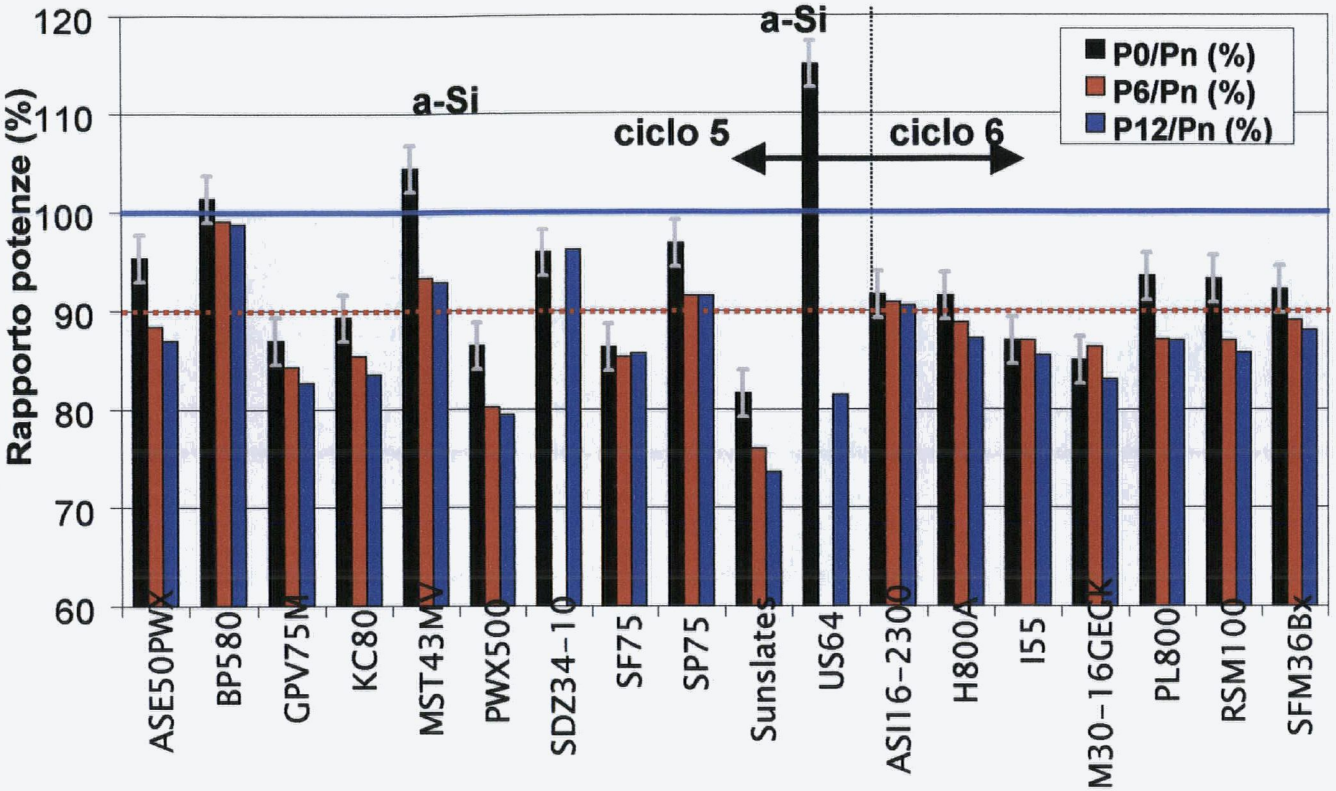


Grafico 3.1.4: Rapporti delle potenze misurate (P_0, P_6, P_{12}) @STC con la potenza nominale dichiarata (P_n).

Dal grafico 3.1.4 si può facilmente verificare se il limite di garanzia dichiarato dal fabbricante viene rispettato nel tempo e anche seguire il degrado della potenza con il tempo. Questo grafico non costituisce un ranking dei differenti tipi di moduli, in quanto bisogna ancora verificare la produzione di energia delle potenze che "rimangono" nei moduli nel tempo. Infatti, la resa energetica è più importante dell'informazione data unicamente dai valori delle potenze. Inoltre, se già P_0/P_n risulta inferiore al limite di garanzia dichiarato potrebbe essere non tanto un problema tecnologico ma piuttosto di natura "politica" del fabbricante. Invece, se anche P_6/P_n o P_{12}/P_n sono diminuiti rispetto a P_0/P_n allora siamo confrontati con problemi tecnologici.

Silicio cristallino

Prima delle prove

Nonostante gli esperimenti siano stati condotti su un campione di 2 soli moduli per ogni tipo, dai dati della tabella 3.1.3 si può, comunque, notare una chiara tendenza da parte di fabbricanti nel **dichiarare una potenza P_n più elevata rispetto a quella (P_0) realmente presente nei moduli.** La potenza P_0 misurata @STC prima dell'esposizione è inferiore alla potenza P_n dichiarata dal fabbricante per 14 tipi su 15 (senza considerare i moduli ARCO SOLAR ASI16-2300). Per 6 di essi la potenza prima del test è addirittura inferiore ai limiti di garanzia del 10% (P_0/P_n< 90%). In media la potenza misurata prima delle prove è del 9.2 % inferiore a quella dichiarata (ASI escluso).

MODULO ASI-162300: P_0 corrisponde alla potenza @STC prima dell'esposizione a questa prova. A differenza degli altri, questo modulo era già stato esposto per 17 anni in condizioni reali di funzionamento, quindi P_n è la potenza dichiarata dal fabbricante 17 anni prima. Di conseguenza P_0 corrisponde a $P_{(0+17.12)}$= P_{204}, rispettivamente P_{12} a $P_{(12+17.12)}$=P_{216}. Pertanto nella tabella 3.1.3 i vari degradi osservati durante il collaudo (p. es $\Delta P_{0,6}$, $\Delta P_{6,12}$) possono essere confrontati con quelli degli altri moduli. Non è invece corretto paragonare i degradi rispetto a Pn del modulo ASI con quello degli altri moduli. Malgrado ciò sia a sfavore dei moduli ASI, solo 3 moduli c-Si su un totale di 16 sono migliori del modulo ASI dal profilo "potenza dichiarata –potenza dopo l'esposizione" (da notare che dopo 17 anni questo modulo rispetta ancora il limite di garanzia). Ciò conferma la qualità eccezionale di questi moduli, confermata pure nelle prove di confronto energetico e di comportamento termico (NOCT) (vedi seguito).

Durante e dopo le prove

In generale la potenza è soggetta ad un degrado nel tempo soprattutto nei primi 6 mesi (P_6, P_{12}) con, come risultato, una potenza finale @STC inferiore al limite di garanzia. **Per 11 moduli su 15 la potenza misurata dopo un anno risulta inferiore ai limiti di garanzia (-10%)!** Per un tipo (SFM36Bx), malgrado la potenza misurata dopo un anno è del 12% inferiore rispetto a P_n, l'errore di misura @STC (±2%) non permette di

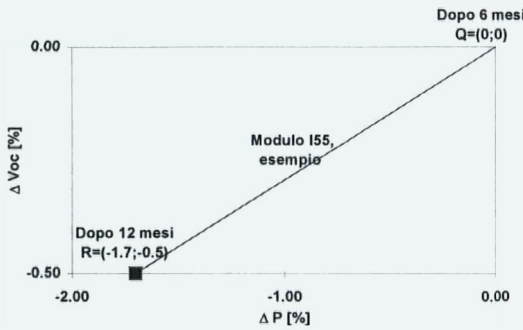
affermare che il modulo è fuori garanzia. Da notare che attualmente i fabbricanti garantiscono una diminuzione massima di potenza del 10% per 10 anni e alcuni addirittura per 20-30 anni. I 3 tipi che rispettano i limiti sono: SP75, SDZ3410 e BP580. Quest'ultimo è senza dubbio il migliore dal profilo della potenza (potenza iniziale rispettata e nessun degrado). Per 11 tipi si osserva un degrado elettrico durante i primi 6 mesi di esposizione (da –2.2% a –7.3%), che è da imputare principalmente alla diminuzione di Isc. Alcuni moduli mostrano una stabilizzazione della potenza dopo un anno di esposizione (vedi $(P_{12}-P_6)/P_6$).
Il degrado medio è stato del 3.8% nei primi 6 mesi, rispettivamente del 1.5 % nei restanti 6 mesi.
La potenza media misurata dopo un anno è in media del 13.5 % inferiore a quella dichiarata.

Silicio amorfo
Per questi moduli le potenze @STC vanno lette con la dovuta cautela, in quanto i tempi di risposta dei moduli a-Si possono essere più lunghi della durata del flash, di conseguenza la potenza misurata non avrebbe il tempo di raggiungere le condizioni @STC, la cella di riferimento c-SI ha una risposta spettrale molto diversa rispetto a quella dei moduli a-Si e, infine, molto dipende dal passato dei moduli stessi (effetto memoria).
Inoltre il valore di P_6 è stato misurato nel periodo invernale (sfavorevole per gli amorfi) rispetto P_{12} che è stato misurato nel periodo estivo; i due valori sono, quindi, difficilmente rapportabili a causa dell'effetto Staebler-Wronsky e dell'effetto memoria, preponderanti nei moduli a-Si. Stupisce il degrado accentuato dei moduli US64 ("triple junction") mentre i moduli MST43 ("double junction") presentano una buona stabilità.
Per i moduli US64 e Sunslates vedi anche paragrafi 3.1.2.4 e 3.1.2.5.

- **Evoluzione della potenza @STC (e di Voc e Isc) e confronti.**

Nella tabella 3.1.5 sono riportate le medie delle misure dei moduli collaudati.
Il primo dato apparente nella tabella 3.1.5 consiste nel degrado iniziale della potenza della maggior parte dei moduli fotovoltaici collaudati. I grafici 3.1.6 e 3.1.7 forniscono una rappresentazione visiva della tabella 3.1.5; essi permettono di capire in che modo la diminuzione di potenza sia correlata con la diminuzione di corrente, rispettivamente di tensione ($\Delta P=f(\Delta Isc)$ e $\Delta P=f(\Delta Voc)$). Per un corretta interpretazione dei grafici 3.1.6 e 3.1.7 utilizziamo ad es. i dati del modulo I55 (vedi tab. 3.1.5). Si ha:

Degrado dopo 6 mesi:
$\Delta P_{0\text{-}6} = 0.0\%$ (colonna 2); $\Delta Voc_{0\text{-}6} = 0.0\%$ (col. 5)
Poniamo $Q \equiv (\Delta P_{0\text{-}6}; \Delta Voc_{0\text{-}6}) \equiv (0;0)$
Degrado dopo 12 mesi:
$\Delta P_{0\text{-}12} = -1.7\%$ (colonna 4); $\Delta Voc_{0\text{-}12} = -0.5\%$ (col. 7)
Poniamo $R \equiv (\Delta P_{0\text{-}12}; \Delta Voc_{0\text{-}12}) \equiv (-1.7;-0.5)$
Nei grafici il punto R è identificato con un "quadratino".



Il segmento QR (vedi inserto a lato) fornisce allora una rappresentazione grafica della correlazione tra ΔP e ΔVoc (grafico 3.1.6) dopo 6, rispettivamente 12 mesi. Il grafico 3.1.7 (correlazione tra ΔP e ΔIsc) si interpreta in modo analogo. Nei grafici 3.1.6 e 3.1.7, al fine di agevolarne la lettura, non sono stati tracciati i segmenti OQ (O: origine); inoltre sono state adottate appositamente 2 scale uguali. Da notare che i 2 grafici contengono un "offset" (dato dal periodo 0-6) che per Δ Voc è attorno allo 0, mentre per ΔIsc è negativo. Per i moduli cristallini si osserva in particolare che:

- **La corrente di cortocircuito (Isc) ha avuto un forte influsso sul degrado**: alla fine del test, la maggior parte dei moduli si trova con un'Isc diminuita dal 3% al 6%, mentre la diminuzione di Voc non supera per nessun modulo il 2%; questa variazione, anche se è dello stesso ordine dei margini d'errore (±1.8%) è significativamente negativa. Per la maggior parte dei moduli il principale degrado della potenza è dovuto al degrado di Isc nei primi 6 mesi ("offset" negativo su ΔIsc). Le tensioni a vuoto (Voc) e i Fill Factor (FF) dei moduli non hanno per contro subito mutamenti notevoli e rientrano comunque nella precisione di misura.
- Per circa la metà (7/16) dei moduli, tra i 6 e i 12 mesi, c'è stata una "rigenerazione" di Isc: SF75, BP580, SP75, PL800, PWX500, Sunslates, GPV75M (invariata).
- L'influsso di ΔIsc su ΔP per molti moduli è proporzionale (stessa pendenza dei segmenti)
- 2 moduli si comportano in modo completamente differente rispetto agli altri (sono i 2 moduli con la minor produzione di energia, vedi seguito):
  - M30-16GEGK: il degrado è avvenuto tra il 6° e il 12° mese quasi esclusivamente su Voc (2.1%) Risulta difficile spiegare il comportamento di questo modulo. Molto probabilmente c'è stato un errore di misura su Isc (e quindi di irraggiamento) a P0, mentre il degrado è avvenuto comunque in Voc (cattiva qualità della cella).

- Sunslates: il Voc di questi moduli è degradato come quello degli altri. Isc ha subito un forte degrado iniziale, poi una rigenerazione. Il degrado della potenza è dovuto all'Isc ma anche, contrariamente agli altri moduli al FF.

Tipo di modulo	ΔP_{0-6}	ΔP_{6-12}	ΔP_{0-12}	ΔVoc_{0-6}	ΔVoc_{6-12}	ΔVoc_{0-12}	ΔIsc_{0-6}	ΔIsc_{6-12}	ΔIsc_{0-12}	ΔFF_{0-6}	ΔFF_{6-12}	ΔFF_{0-12}
m-Si												
ASI16-2300	-0.9	-0.3	-1.2	0.0	-0.5	-0.5	-1.3	0.4	-0.9	0.8	-0.9	-0.1
BP580	-2.2	-0.4	-2.6	0.0	-0.5	-0.5	-2.4	0.6	-1.8	0.4	-0.8	-0.5
GPV75M	-3.1	-1.9	-4.9	0.5	-1.9	-1.4	-3.8	0.0	-3.8	1.1	-0.5	0.6
H800A	-3.0	-1.8	-4.8	-1.0	-0.5	-1.4	-2.9	-1.4	-4.2	1.1	0.1	1.2
I55	0.0	-1.7	-1.7	0.0	-0.5	-0.5	-0.9	-0.6	-1.6	1.0	-0.4	0.5
M30-16GEGK	1.6	-3.9	-2.4	0.0	-2.1	-2.1	1.3	-2.0	-0.8	-0.1	0.2	0.1
SDZ34-10	N.D. [1]	N.D. [1]	0.3	N.D. [1]	N.D. [1]	0.0	N.D. [1]	N.D. [1]	-1.3	N.D. [1]	N.D. [1]	0.7
SF75	-1.1	0.3	-0.8	0.5	-1.0	-0.5	-2.2	1.1	-1.1	0.8	0.1	0.9
SP75	-5.5	0.0	-5.5	-1.8	0.9	-0.9	-5.0	0.9	-4.1	1.3	-1.6	-0.3
Sunslates[2]	-6.9	-3.2	-9.8	-0.6	-1.1	-1.7	-5.7	1.0	-4.8	-1.1	-2.8	-3.9
p-Si												
ASE-50-PWX	-7.3	-1.6	-8.8	-0.9	-0.9	-1.8	-4.7	-1.0	-5.7	-2.1	-0.2	-2.3
KC80	-4.3	-2.2	-6.4	0.0	-0.9	-0.9	-3.0	-0.7	-3.7	-1.6	-0.5	-2.0
PL800	-6.8	-0.2	-7.0	-0.5	-0.5	-0.9	-6.3	0.7	-5.7	-0.5	-0.1	-0.6
PWX500	-7.2	-1.0	-8.1	0.0	-0.9	-0.9	-6.0	0.4	-5.7	-0.4	-1.3	-1.7
RSM100	-6.7	-1.4	-8.0	-0.7	-0.5	-1.2	-5.4	-0.7	-6.1	-0.9	-0.1	-1.1
SFM36Bx	-3.4	-1.1	-4.5	-0.9	-0.5	-1.4	-2.8	-0.7	-3.5	0.2	-0.4	-0.2
a-Si												
MST43MV	-10.7	-0.5	-11.1	-0.5	0.8	0.3	-3.7	0.0	-3.7	-6.2	-1.1	-7.3
US64	-36.1	-4.0	-38.7	2.3	-1.3	0.9	-14.1	-0.2	-14.3	-27.2	-2.3	-28.9

Tabella 3.1.5: Media della differenza percentuale dei parametri elettrici principali dei moduli.

[1] Non Disponibile [2] Considerati solo i 6 moduli senza guasti

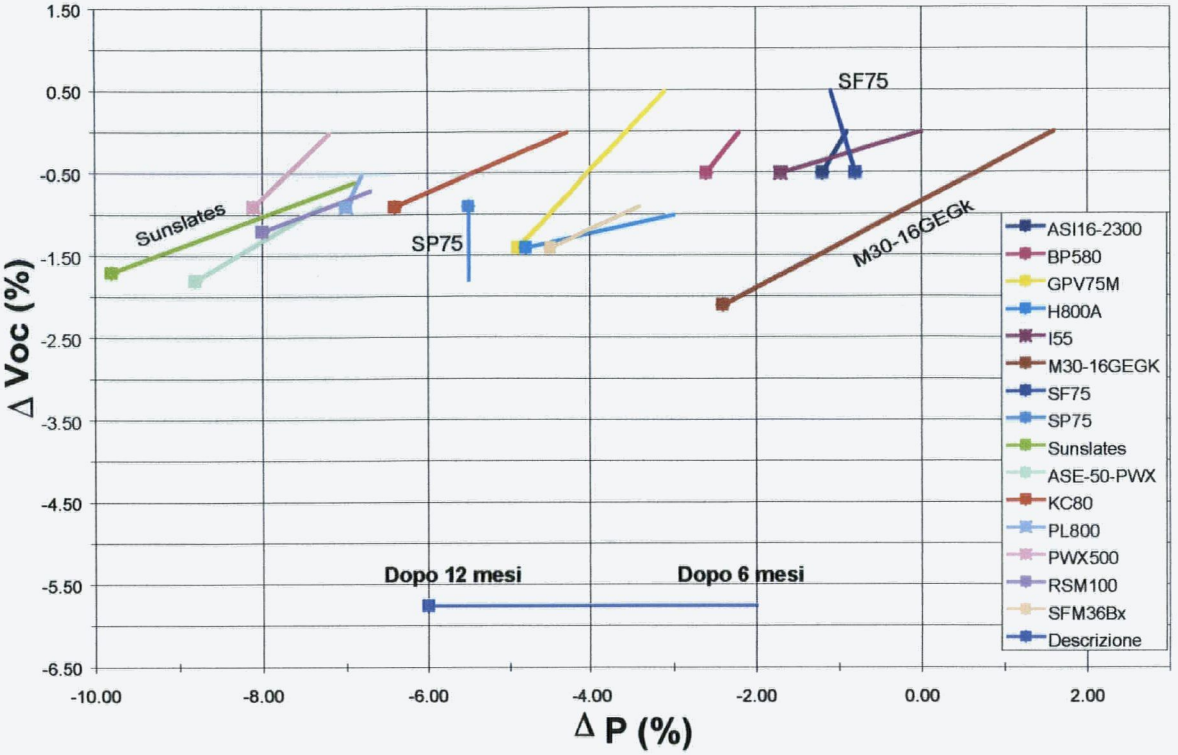


Grafico 3.1.6: Correlazione tra la diminuzione della potenza @STC e la diminuzione di Voc [%], per i moduli c-Si. Si nota che la variazione di Voc rientra nella maggior parte dei casi nella precisione di misura.

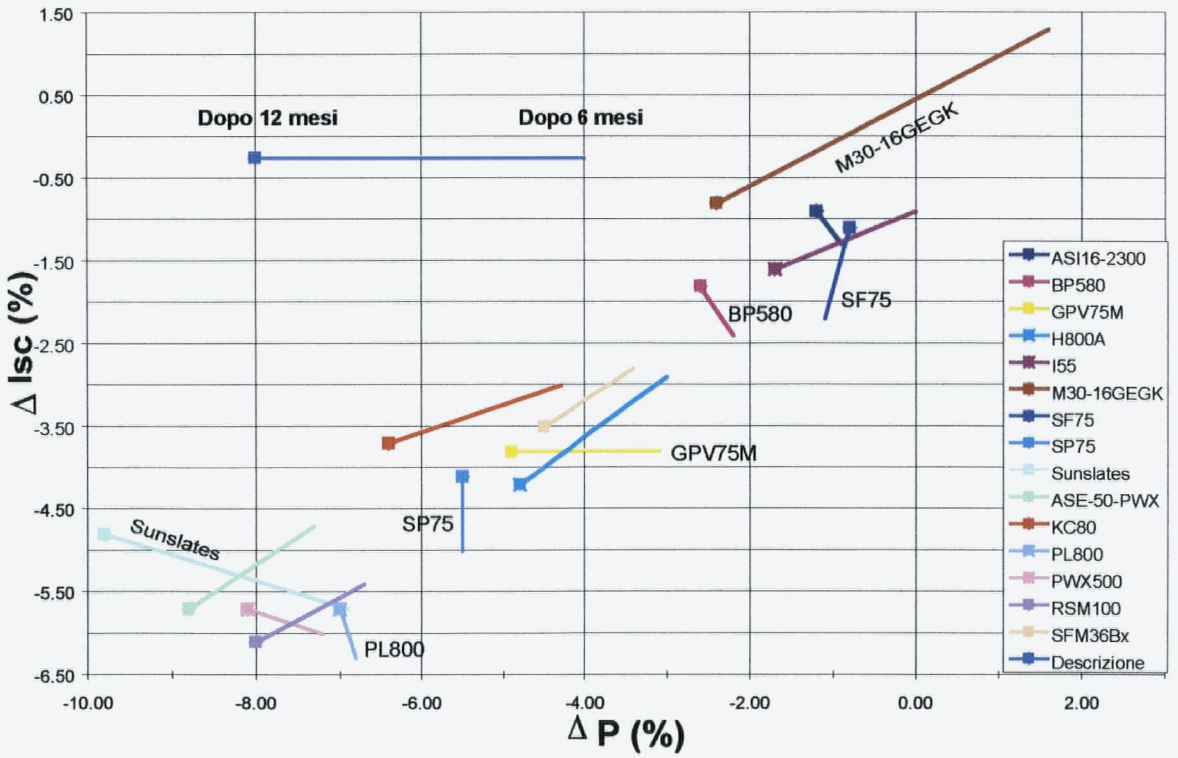


Grafico 3.1.7: Correlazione tra la diminuzione della potenza @STC e la diminuzione di Isc [%], per i moduli c-Si

3.1.2.4 Moduli US64

Il fabbricante dei moduli US64, dopo aver visto i risultati delle potenze nominali dei 2 ($US64_{AAH51}$ e $US64_{AAH52}$) loro moduli collaudati, ne ha richiesto uno per analizzare le cause di questa grossa differenza rispetto al valore dichiarato; in cambio la centrale ha ricevuto 2 nuovi moduli ($US64_{AAH53}$ e $US64_{AAH54}$) che sono stati oggetto di uno studio particolare.



Figura 3.1.8: Stand di collaudo moduli US64

Prima dell'esposizione è stata misurata la caratteristica elettrica @STC (P0):

Descrizione modulo	Pm [W]	Vm [V]	Im [A]	Voc [V]	Isc [A]
$US64_{AAH53}$	**67.5**	16.3	4.15	21.9	4.96
$US64_{AAH54}$	**69.3**	16.3	4.26	22.1	5.14

Tabella 3.1.9: Dati elettrici @STC moduli US64

Successivamente il modulo $US64_{AAH54}$ è stato esposto assieme all'altro modulo collaudato in precedenza ($US64_{AAH51}$); durante questo periodo è stata misurata l'energia prodotta:

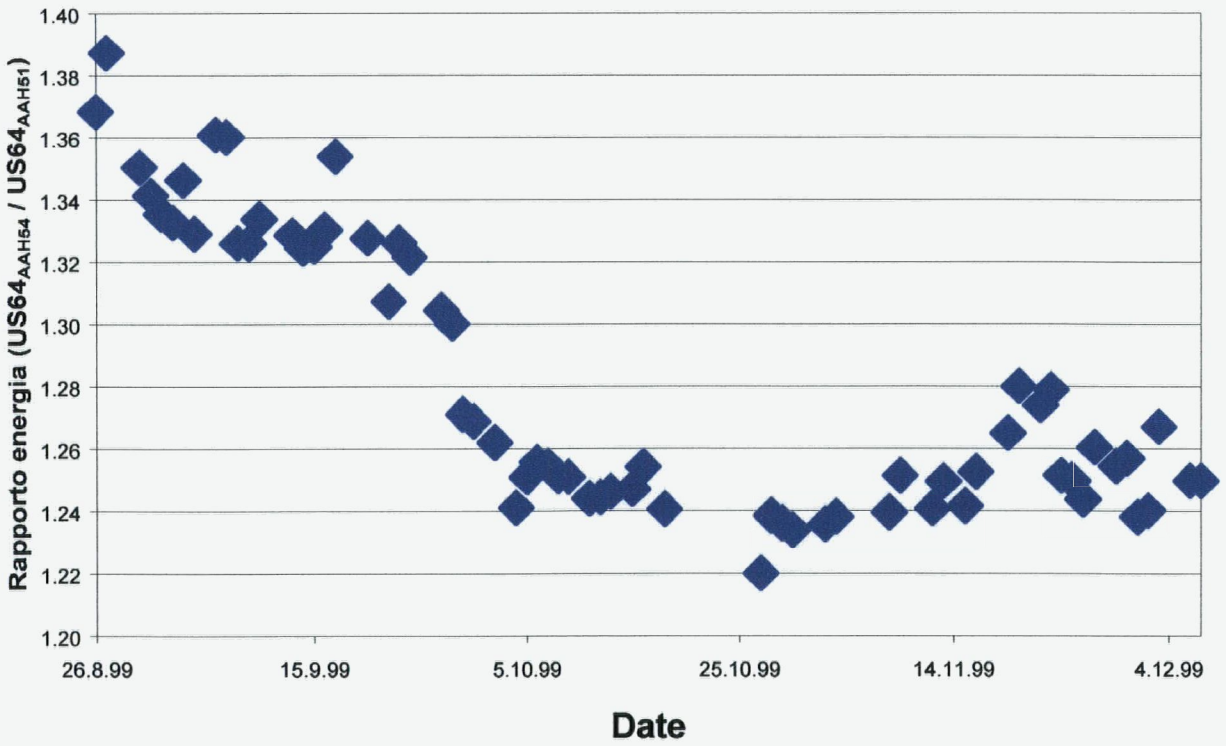


Grafico 3.1.10: Rapporto produzione d'energia moduli US64

Dopo 365 kWh/m^2 (26.8.1999 al 7.121999) d'esposizione, in cui è avvenuto il degado iniziale del nuovo modulo, il rapporto dell'energia prodotta si è stabilizzato attorno al 1.25; ciò significa che il modulo $US64_{AAH54}$ produce il 25% in più d'energia del modulo collaudato in precedenza.

Descrizione misura	Pm [W]	Vm [V]	Im [A]	Voc [V]	Isc [A]
Iniziale	**69.3**	16.3	4.26	22.1	5.14
Dopo 4 mesi	**57.9**	15.3	3.79	21.3	4.75
Differenze	**-16.5%**	-6.1%	-11.0%	-3.6%	-7.6%

Tabella 3.1.11: Dati elettrici @STC modulo $US64_{AAH54}$ nel corso del test

Il degrado iniziale avuto dal modulo $US64_{AAH54}$ corrisponde grossomodo a quello che il fabbricante dichiara (15%). I risultati di questo test hanno dimostrato che il modulo collaudato ($US64_{AAH51}$) ha effettivamente una potenza nominale notevolmente inferiore a quella dichiarata (64W); anche le misure effettuate dal fabbricante sul modulo oggetto dello scambio ($US64_{AAH52}$) hanno avvalorato questa conclusione (Pm @STC = 52.1W).

3.1.2.5 Moduli Sunslates

Per collaudare i moduli Sunslates della ditta Atlantis è stata utilizzata una procedura leggermente modificata; infatti sono stati testati 2 serie di 4 moduli per poter raggiungere una potenza analoga altri tipi di moduli collaudati (4x12.5W = 50W).



Figura 3.1.12: Stand di collaudo moduli Sunslates

Le 2 serie erano composte nel modo seguente:

Serie1	Serie2
$Sunslates_{AAI51}$	$Sunslates_{AAI54}$
$Sunslates_{AAI52}$	$Sunslates_{AAI56}$
$Sunslates_{AAI53}$	$Sunslates_{AAI57}$
$Sunslates_{AAI55}$	$Sunslates_{AAI58}$

Nella tabella seguente sono elencate le potenze misurate @STC di ogni singolo modulo nel corso dei collaudi:

Descrizione modulo	P_0 [W]	P_6 [W]	P_{12} [W]	P_{18} [W]	$\Delta(P_0;P_6)$	$\Delta(P_{12};P_6)$	$\Delta(P_{18};P_{12})$
$Sunslates_{AAI51}$	10.1	9.71	9.33	9.37	-3.9%	-3.9%	0.4%
$Sunslates_{AAI52}$	10.4	9.71	9.35	9.2	-6.6%	-3.7%	-1.6%
$Sunslates_{AAI53}$	9.83	9.63	4	2.99	-2.0%	-58.5%	-25.3%
$Sunslates_{AAI54}$	10.3	9.41	8.6	9.03	-8.6%	-8.6%	5.0%
$Sunslates_{AAI55}$	10.3	9.65	9.61	9.28	-6.3%	-0.4%	-3.4%
$Sunslates_{AAI56}$	10.4	9.11	9.39	9.3	-12.4%	3.1%	-1.0%
$Sunslates_{AAI57}$	10.1	1.21	1.21	1.21	-88.0%		
$Sunslates_{AAI58}$	9.95	9.34	9.07	8.93	-6.1%	-2.9%	-1.5%
Media	**10.2**	**8.5**	**7.6**	**7.4**	**-16.7%**	**-10.6%**	**-2.1%**

Tabella 3.1.13: Potenza @STC moduli Sunslates nel corso del collaudo

Osservando l'andamento del PR si era già potuto in precedenza osservare che all'interno delle 2 serie alcuni moduli avevano avuto un calo significativo della potenza nominale (Il PR è stato calcolato usando la potenza nominale dichiarata dal fabbricante):

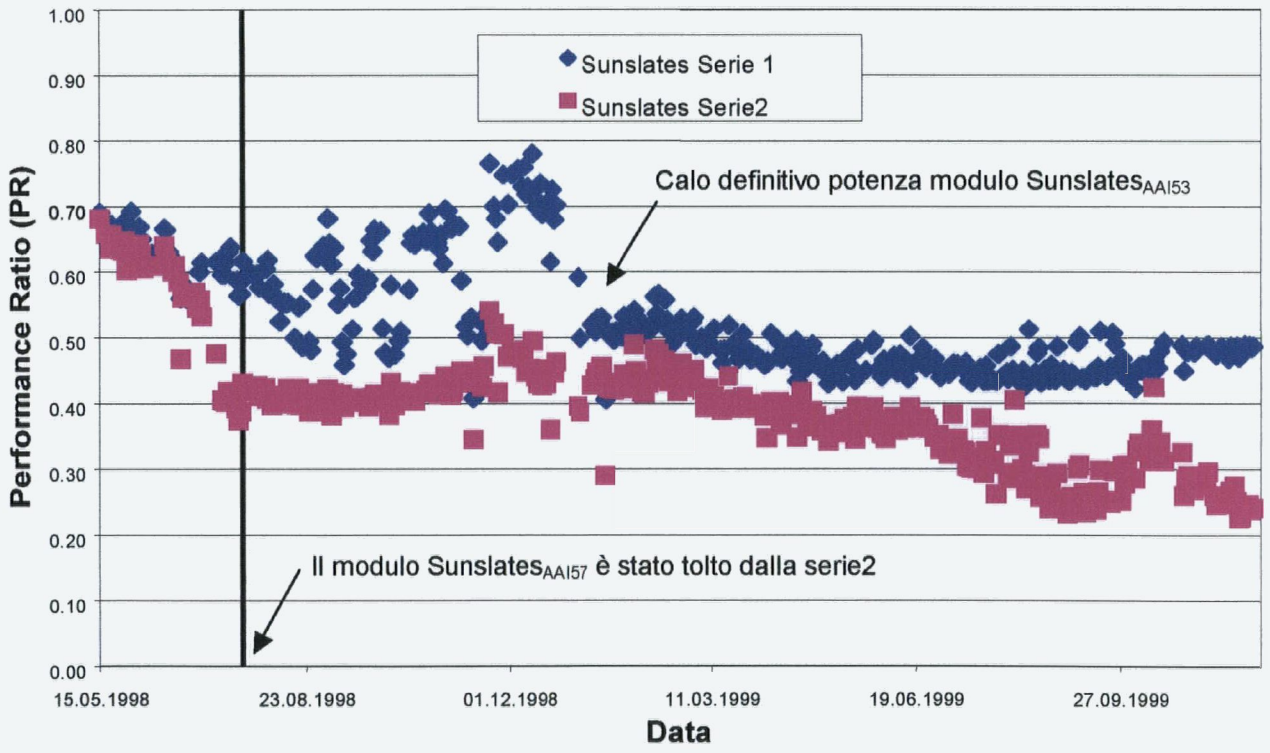


Grafico 3.1.14: Performance Ratio serie Sunslates nel corso del collaudo

Entrambi le serie hanno avuto un analogo degrado iniziale, in seguito il modulo $Sunslates_{AAI57}$ della serie 2 è stato tolto perché non forniva più energia, mentre per la serie 1 si sono potuti osservare dei valori oscillanti del PR per un lungo periodo; il PR si è poi stabilizzato sul 0.5 (probabilmente quando è avvenuto il calo definitivo della potenza del modulo $Sunslates_{AAI53}$).

3.1.2.6 Simulatore solare (PASAN)

Per i prossimi cicli sono previsti misure della caratteristiche elettriche @STC in modo da documentare dettagliatamente le prime fasi del degrado dei moduli (tra P_0 e P_6). Infatti, la centrale si è dotata di un simulatore solare di classe A (PASAN III) per le misurazioni @STC.
Prima dell'acquisto sono stati effettuati dei tests comparativi presso l'ESTI di Ispra e il Fraunhofer Institut su 2 tipi di moduli sia con i simulatori in dotazione presso questi istituti sia con un PASAN analogo a quello acquistato.
Nel gennaio del corrente anno il simulatore è stato installato presso la centrale ed attualmente sono in corso i tests di taratura.
Oltre ai tests @STC, sono previste misurazioni mirate ad affrontare meglio il tema dell' "energy rating". La particolarità dell'installazione permette, ad esempio, di variare l'intensità luminosa (mantenendo costante lo spettro) variando la distanza tra sorgente e moduli.
Le misure di base (P_0, P_6 e P_{12}) continueranno ad essere effettuate presso il laboratorio ESTI del centro JRC di Ispra come riferimento internazionale. Queste misure permetteranno, inoltre, di mantenere calibrato il nostro simulatore solare.

3.1.2.7 Produzione d'energia

Due moduli di tipo differente ma di uguale potenza possono avere produzioni di energia diverse fra loro anche se esposti in maniera uguale e sottoposti contemporaneamente alle medesime condizioni meteorologiche. I parametri che influenzano la produzione di energia sono i coefficienti di temperatura (per i c-Si, per gli a-Si la problematica è più complessa), il comportamento a basso irraggiamento, la risposta spettrale e le riflessioni.

CICLO 5

Periodo d'esposizione:	15.05.1998 – 07.12.1999
Periodo calcolo energia:	01.09.1998 – 01.09.1999
Energia incidente H [kWh/m^2]:	1570
Potenza effettiva (Peff.):	media (P_6,P_{12})

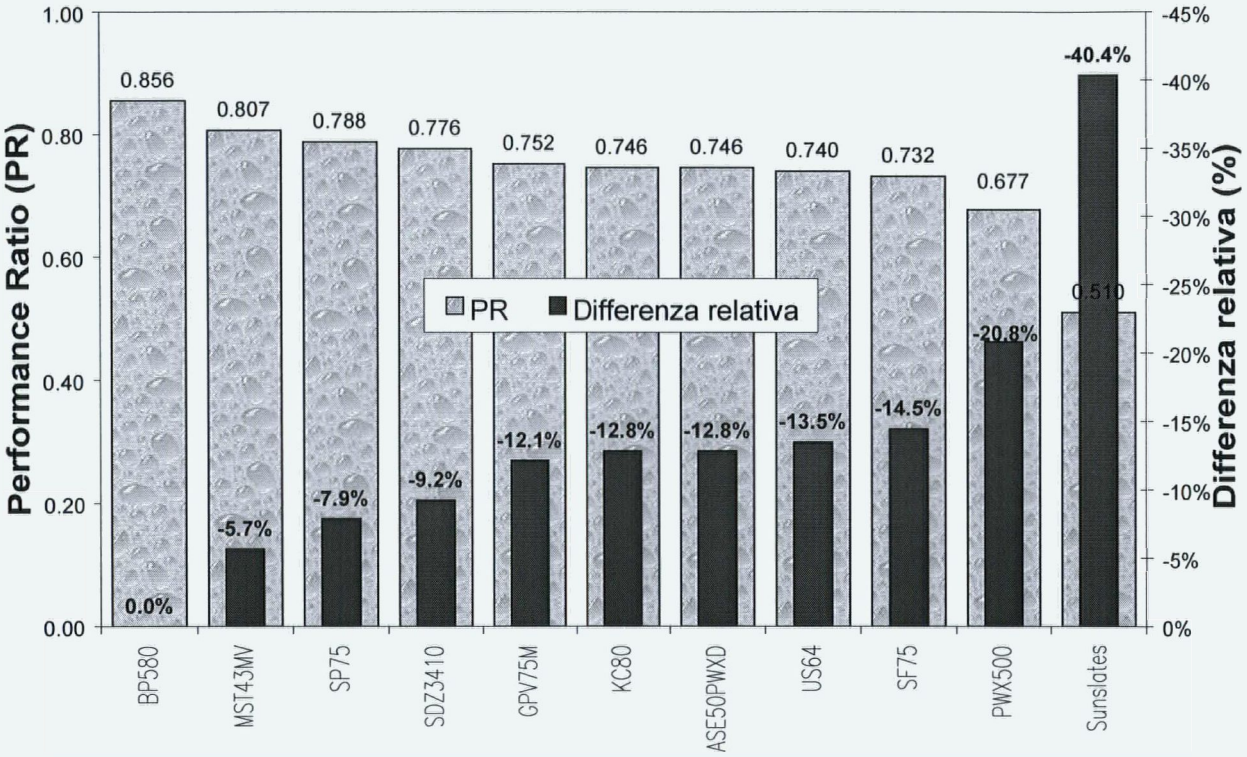


Grafico 3.1.15: P_r moduli ciclo 5 rispetto alla potenza dichiarata (Pn)

Confronto "dal punto di vista del consumatore"

Il grafico 3.1.15 rappresenta la resa energetica sottoforma di Performance Ratio (PR) calcolato in base alle potenze nominali (Pn) dichiarata dal fabbricante per i moduli del ciclo 5 e per il periodo settembre 1998-1999, vale a dire per un periodo di un anno dopo i primi 4 mesi di esposizione in cui è avvenuto il degrado iniziale della potenza (importante per i moduli a-Si).

Questo grafico indica la produzione di energia per le potenze acquistate ufficialmente dai consumatori; per queste ragioni esso rappresenta un "Konsumentenvergleich".

Le differenze relative in % della produzione di energia dei diversi tipi di moduli sono calcolate rispetto al modulo "migliore" (il primo da sinistra). Fatta eccezione per i moduli Sunslates queste differenze raggiungono valori fino al 20%. Ciò è dovuto al fatto che le potenze dichiarate, che entrano esplicitamente nel calcolo del PR, non sono di fatto "contenute" nei moduli come lo si deduce dal rapporto P0/Pn nel grafico 3.1.4.

In questo tipo di confronto sono svantaggiati i moduli SDZ34-10 e Sunslates. Quest'ultimi infatti, sono adatti per essere posati sulla falda di un tetto e, pertanto, le condizioni di test (open-rack) sono poco rappresentative rispetto alla loro effettiva applicazione. Inoltre, come abbiamo visto in precedenza, durante il ciclo 5 una tegola Sunslates si è rotta mentre un'altra ha perso metà della potenza; per questo motivo la differenza relativa raggiunge il 40%.

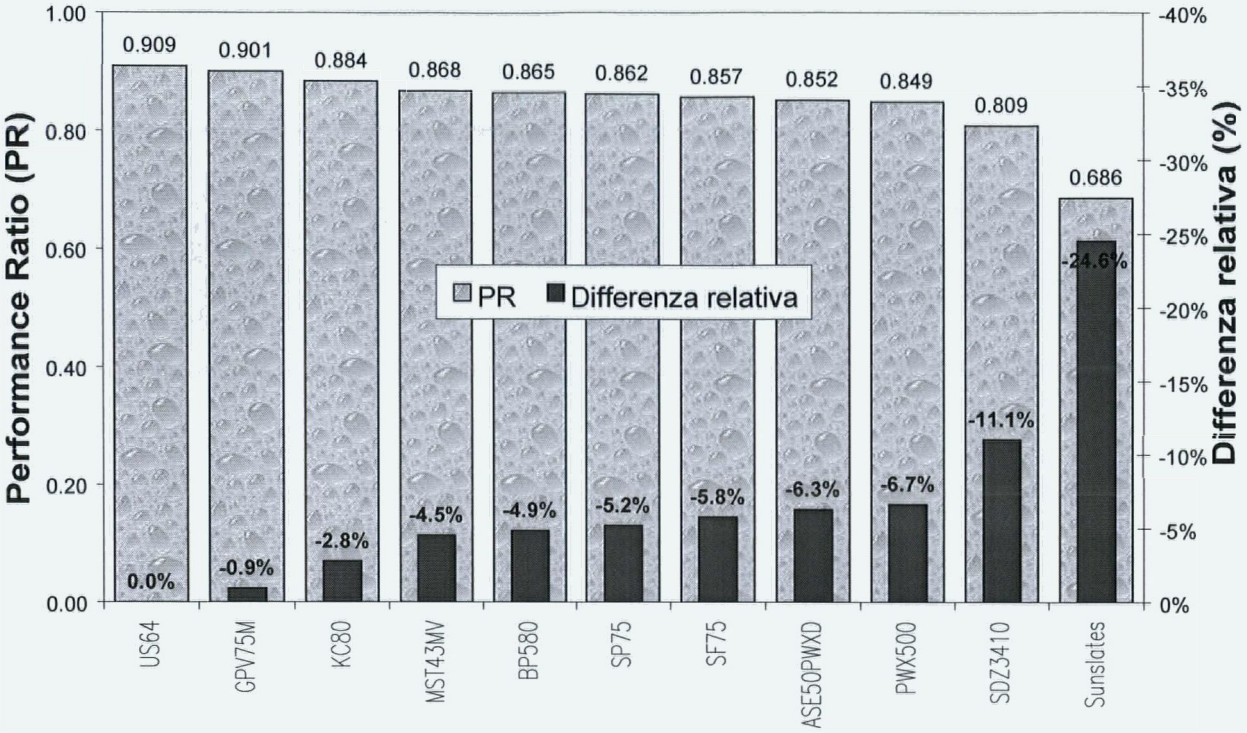


Grafico 3.1.16: P_r moduli ciclo 5 rispetto alla potenza misurata (Peff.)

Confronto "tecnologico"

Se si calcola, invece, la resa energetica (PR, grafico 3.1.16) in base a valori reali della potenza misurati @STC (Peff.=$(P_6+P_{12})/2$) sempre per il periodo settembre 1998-1999, si ottengono differenze relative più accettabili ad eccezione dei moduli SDZ3410 per la questione dell'open-rack e Sunslates per le ragioni esposte in precedenza. La resa energetica calcolata su Peff. rappresenta quindi un confronto tecnologico dei diversi tipi di moduli testati.

Il modulo US64 è quello con il PR (calcolato solo con P_{12} misurata dal fabbricante) più elevato e, viste le sue particolarità a temperature elevate, dovrebbe avere dei valori ancora migliori in zone calde della terra; purtroppo, però, la potenza dichiarata dal fabbricante è molto inferiore rispetto alla realtà (vale per gli AAH_{51} e AAH_{52}).

I moduli PWX 500 e ASE-50-PWX-D, prodotti nella stessa fabbrica ma con un'etichetta differente hanno un PR rispetto al Peff. analogo ma poiché la Photowatt dichiara una potenza nominale superiore si ha una grossa differenza nel grafico 3.1.13. Le differenze in questo istogramma, con il Pr rispetto alla potenza dichiarata, sono molto più elevate poiché non tutti i fabbricanti dichiarano l'effettiva potenza dei loro moduli. Il modulo BP580 risulta essere nettamente il migliore grazie alla sua veritiera potenza.

Il grafico 3.1.17 rappresenta l'andamento annuale del PR per i moduli del ciclo 5 per il periodo tra maggio 1998 e dicembre 1999. Questo grafico mostra molto bene il diverso comportamento dei moduli c-Si rispetto a quelli a-S; i primi manifestano un PR elevato nei mesi invernali mentre i secondi durante il periodo estivo.

Per i moduli a-Si la posizione della curva rispetto all'ordinata dipende molto dal valore della potenza effettiva @STC inserita nel calcolo del PR; pertanto, essa va interpretata con cautela. Tuttavia, l'andamento della curva è rappresentativo.

Questo grafico non è stato eseguito per i moduli del ciclo 6 in quanto si dispone dei dati di solo un anno, ciò che non permette di estrapolare l'andamento ciclico come nelle figura 3.1.17.

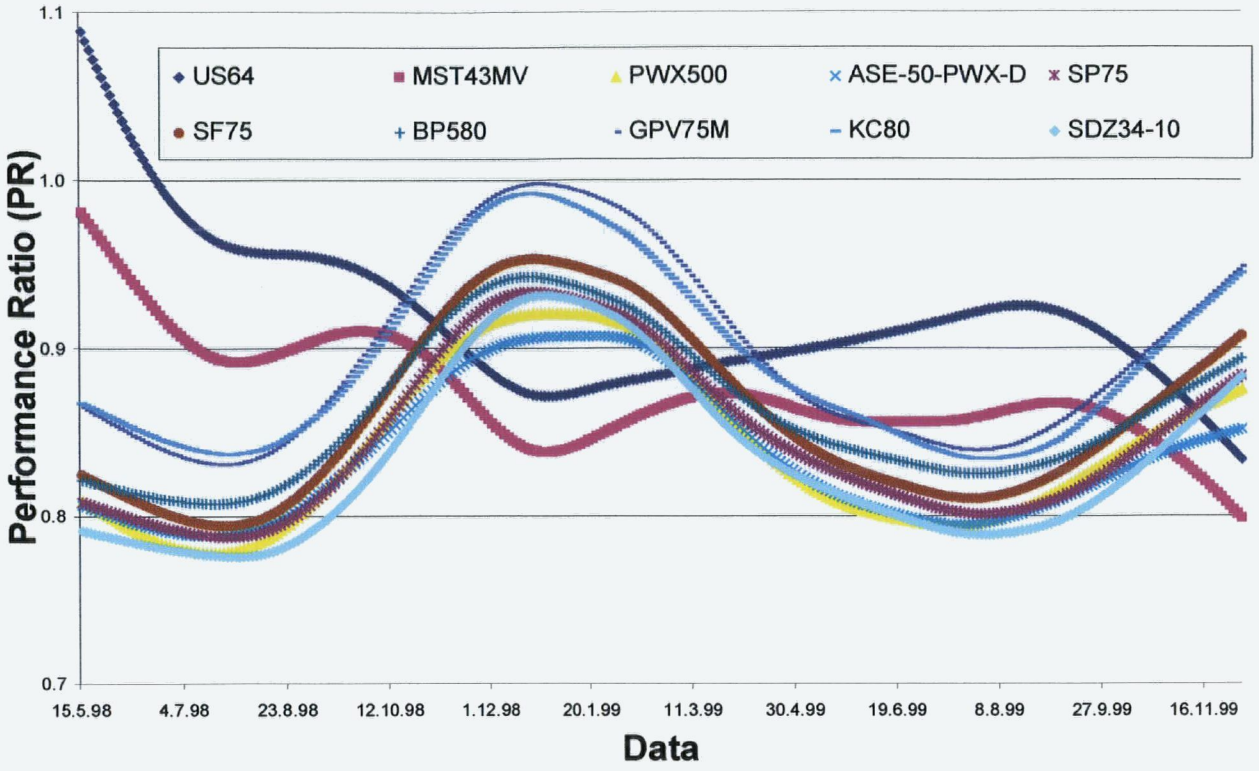


Grafico 3.1.17: Andamento P_r moduli ciclo 5 rispetto alla potenza misurata (Peff.)

CICLO 6

Periodo d'esposizione:	07.12.1998 – 07.12.1999
Periodo calcolo energia:	07.12.1998 – 07.12.1999
Energia incidente H [kWh/m^2]:	1436
Potenza effettiva (Peff.):	media (P_6,P_{12})

La prima considerazione da fare è che i valori del PR di questo ciclo di collaudo non sono da paragonare con quelli del ciclo precedente in quanto non corrispondono allo stesso periodo d'esposizione (differente G, T, spettro, ecc.). Inoltre, per i moduli del ciclo 6, contrariamente a quelli del ciclo 5, disponiamo di dati raccolti unicamente sull'arco di un anno a partire dal primo giorno di esposizione. Rispetto al ciclo 5, la resa energetica del ciclo 6 contiene ancora la fase in cui i moduli subiscono il degrado iniziale.

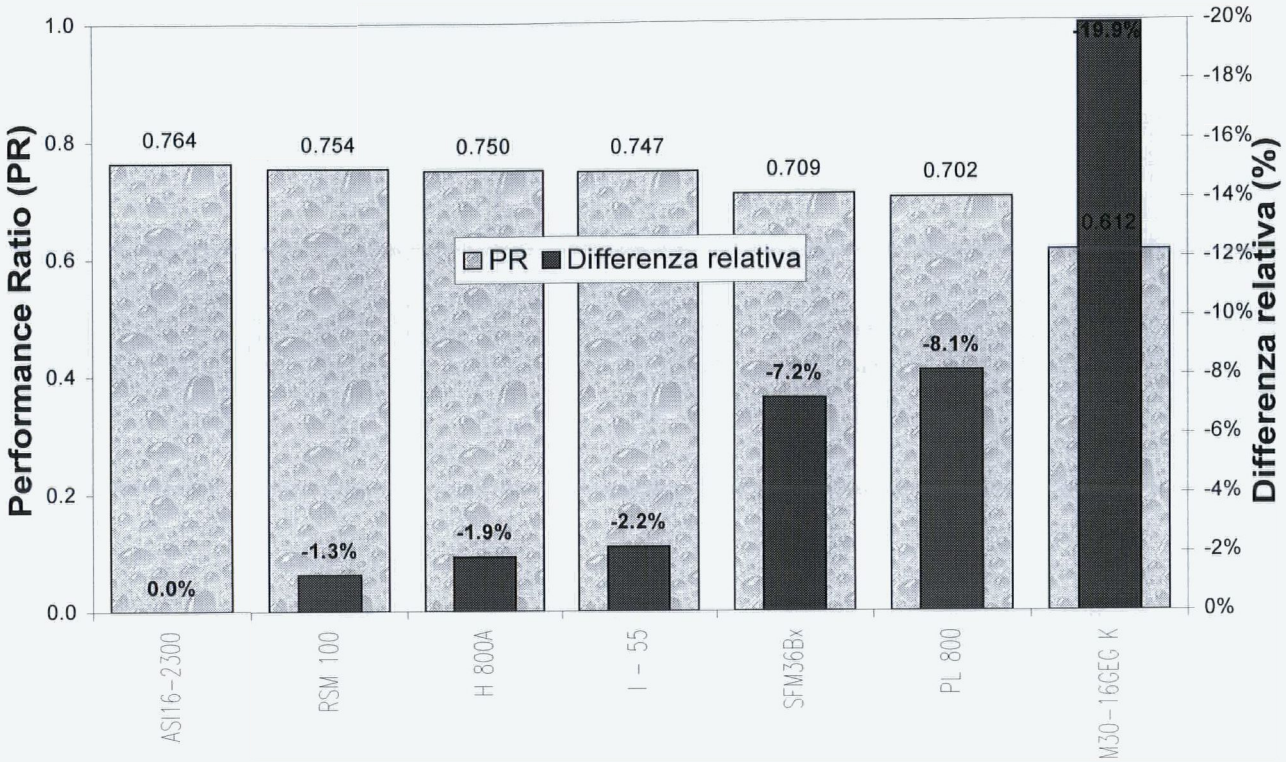


Grafico 3.1.18: P_r moduli ciclo 6 rispetto alla potenza dichiarata (P_n)

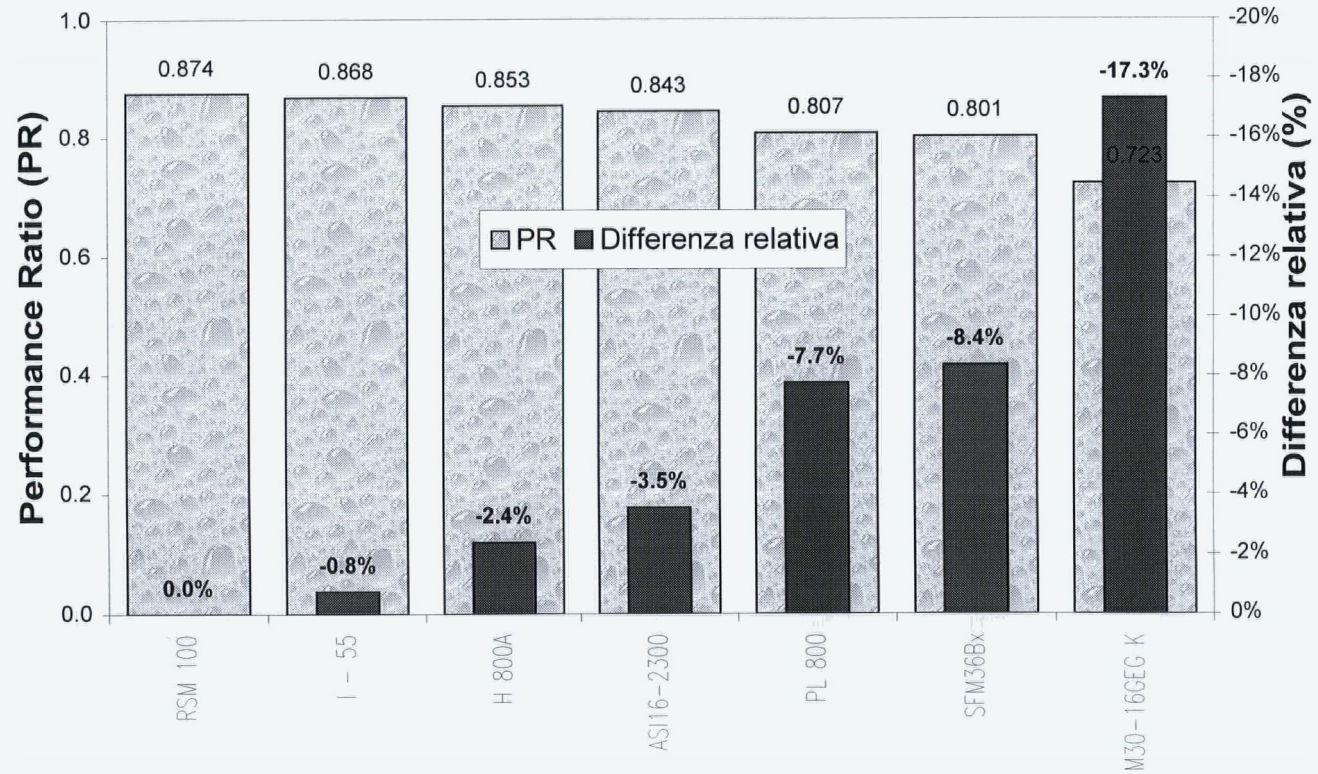


Grafico 3.1.19: P_r moduli ciclo 6 rispetto alla potenza misurata @STC (Peff.)

La graduatoria dei tipi di moduli negli istogrammi 3.1.18 e 3.1.19 è identica a parte per i moduli ASI16-2300 e I55 che si invertono le posizioni. Il valore PR del tipo ASI16-23000 (modulo esposto da oltre 18 anni) è il più elevato rispetto alla potenza dichiarata ed è ben posizionato anche nell'istogramma rispetto alla potenza misurata (Peff.).

I moduli M30-16GEG K (vedi grafico 3.1.19) presentano un PR molto basso (0.72) che coincide con una differenza relativa di oltre il 16% rispetto al valore massimo (I55), quindi, assai superiore al 10% solitamente atteso. Questo tipo di modulo deve avere, oltre a dei problemi di riscaldamento eccessivo, altre cause di malfunzionamento al suo interno modulo (mismatch, resistenze interne, ecc.)

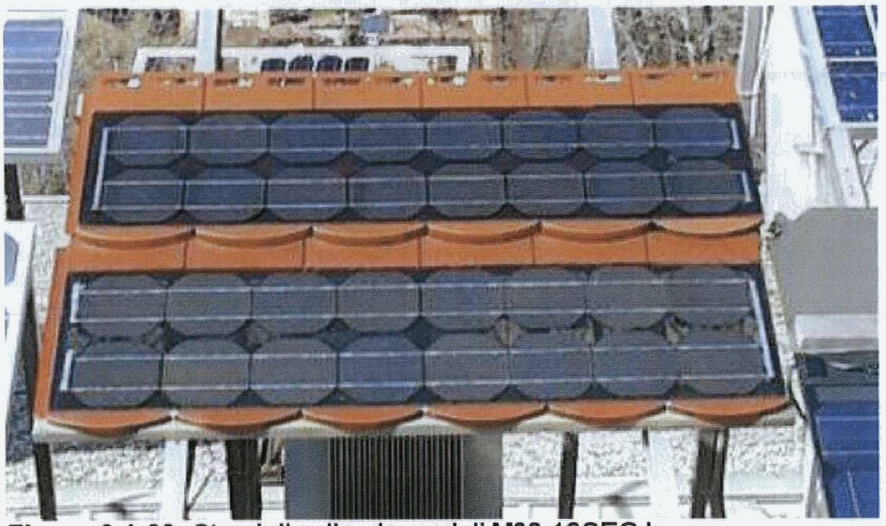


Figura 3.1.20: Stand di collaudo moduli M30-16GEG k

3.1.2.8 Analisi termografiche dei moduli degli stand

Le analisi termografiche effettuate sui 18 tipi di moduli collaudati hanno rilevato un'uniformità generale nella temperatura di funzionamento. In alcuni casi si sono osservati dei lievi surriscaldamenti nelle vicinanze dei terminal box.

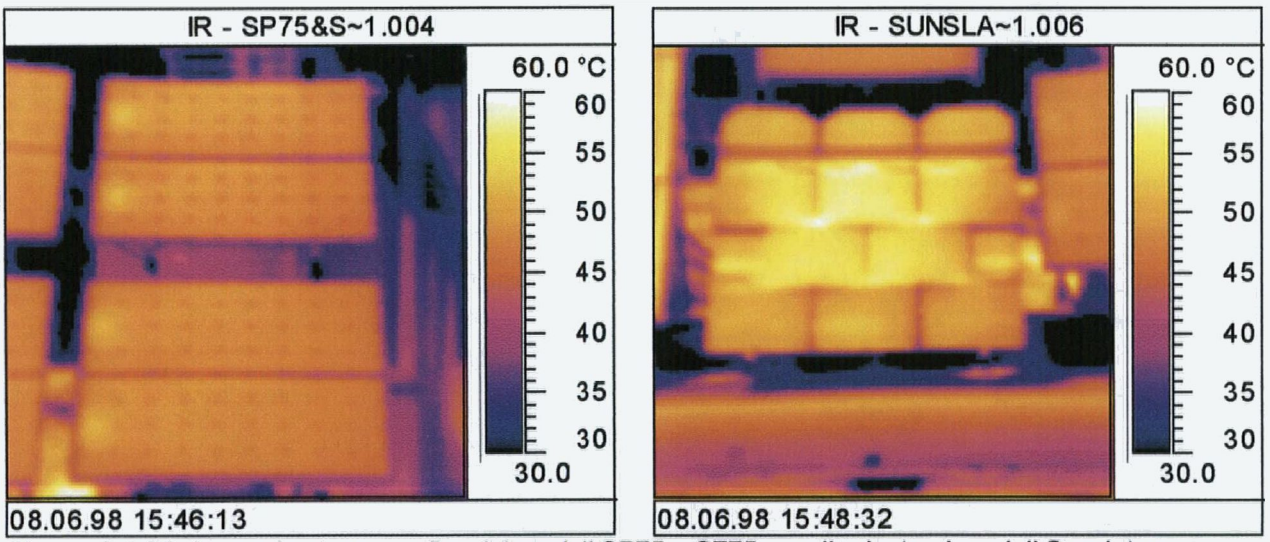


Figura 3.1.21: Immagine termografica dei moduli SP75 e SF75 e, sulla destra, i moduli Sunslates

Nei moduli Sunslates è stata rilevato una temperatura di oltre 10°C rispetto alla media; questa differenza è presente principalmente in quelle zone dove le tegole si sovrappongono. Una così alta temperatura d'esercizio, che in caso effettivo di applicazione sul tetto non ventilato è addirittura superiore, comporta un notevole diminuzione nella produzione d'energia (vedi capitolo 3.1.2.7).

3.1.2.9 Moduli collaudati per il secondo anno

Durante le prove svolte negli scorsi anni si era appurato un degrado imprevisto anche per tutti i moduli al silicio mono- e poli-cristallino (ca. -3%). Nel corso del 1996 un tipo di modulo (MSX60) venne esposto per un secondo anno: si registrò un ulteriore degrado del -4.9%.
Al fine di osservare tale comportamento anche su altri tipi di moduli c-Si, nel corso del 1997 sono stati nuovamente esposti per un ulteriore anno i 7 tipi di moduli seguenti:

Tipo	Fabbricante	Tecnologia
LA361K51S	KYOCERA	p-Si
H60	HELIOS	m-Si
BP585	BP SOLAR	m-Si
MSX120	SOLAREX	p-Si
GPV110M	GPV	m-Si
M55	SIEMENS	m-Si
PWX500	PHOTOWATT	p-Si

Tabella 3.1.22: Moduli esposti per un ulteriore anno

DESCRIZIONE MODULO		Pmax @STC [Wp]				ΔP (%)				
Tipo	P_n	P_0	P_6	P_{12}	P_{24}	$\frac{P_0-P_n}{P_n}$	$\frac{P_{12}-P_0}{P_0}$	$\frac{P_{24}-P_{12}}{P_{12}}$	$\frac{P_{12}-P_n}{P_n}$	$\frac{P_{24}-P_n}{P_n}$
MSX60 Solarex	p-Si	60 59.38(*)	57.3	55.0	52.3	**- 4.5** **- 3.5(*)**	**- 4.0**	**- 4.9**	**-8.3**	**- 12.8**
M55 Siemens	m-Si	53	52.3	49.4	48.0	- 1.5	**- 5.4**	**- 2.8**	**-6.8**	**- 9.4**
H60 Helios	m-Si	60	53.6	51.4	50.7	**- 10.7**	**- 4.1**	- 1.4	**-14.3**	**- 15.5**
PWX500 Photowatt	p-Si	46	48.9	47.1	46.6	**+ 6.3**	**- 3.7**	-1.1	+2.4	+ 1.3
LA361K51S Kyocera	p-Si	51	51.1	49.5	48.9	+ 0.2	**- 3.3**	- 1.0	**-3.1**	**- 4.1**
MSX120 Solarex	p-Si	120 118.25(*)	115.2	110.8	107.3	**- 4.0** **- 2.6(*)**	**- 3.8**	**- 3.2** -1.1(§)	**-7.7**	**- 10.6**
GPV110M GPV	m-Si	110	106.6	105.4	104.6	**- 3.1**	- 1.1	- 0.8	**-4.2**	**- 4.9**
BP585 BP Solar	m-Si	85	84.6	83.2	83.8	- 0.5	- 1.7	+ 0.7	-2.1	- 1.4

Tabella 3.1.23: Potenza (dichiarata e misurata) dei moduli esposti per 2 anni

Note: (*) Media delle potenze nominali indicate su ogni singolo modulo
(§) Valore senza prendere in considerazione il modulo parzialmente rotto
Grassetto: Differenza significativa
Sfondo grigio: Limite di garanzia non rispettato

Queste prove hanno evidenziato che la perdita di potenza sui moduli c-Si, già constatata dopo un anno di esposizione, continua in modo meno accentuato. Nel corso del secondo anno di esposizione i moduli hanno avuto, infatti, un degrado medio del 1.4%[6].
Escludendo il modulo MSX120 parzialmente rotto e il BP585, i restanti tipi di modulo hanno avuto un **degrado** compreso tra lo (0.8) e il 2.8%.

[6] Degrado medio del 1.1% senza il modulo MSX120 parzialmente rotto.

3.2 Comportamento termico dei moduli PV

3.2.1 Temperatura di funzionamento di una cella – NOCT

3.2.1.1 Introduzione

La NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) fornisce una preziosa indicazione sul comportamento termico dei moduli. La determinazione di questo parametro è importante, in quanto la temperatura di esercizio dei moduli ha un notevole influsso sul loro rendimento. Le caratteristiche di un modulo c-Si saranno tanto migliori quanto bassa è la sua NOCT (effetto della temperatura sulla potenza ca. -0.4%/°C su Pm di moduli al silicio cristallino); per i moduli a-Si di norma vale il contrario (fino però a determinate temperature).
Nel corso del progetto è stata effettuata la misura della NOCT dei moduli in collaudo. Rispetto alle misure già effettuate in passato, sono stati introdotti alcuni cambiamenti:

Procedura di misura:
La NOCT è la temperatura nominale di funzionamento di una cella alle seguenti condizioni di funzionamento:

- irraggiamento: 800 W/m2;
- temperatura ambiente: 20 °C
- velocità vento: 1 m/s
- montaggio moduli: orientati sulla normale del sole a mezzogiorno
- carico elettrico: circuito aperto

In precedenza ci si riferiva alla norma *SERI test TE.AR.M.8.* Si è preferito utilizzare una procedura conforme alla norma *IEC JRC ESTI Specification 503/B5* rispettivamente *IEC 1215 "Crystalline silicon terrestrial photovoltaic PV modules – Design qualification and type approval / 10.5".* La procedura per la misura della NOCT conformemente alle diverse norme è riassunta nella tabella 3.2.2.



Figura 3.2.1: Stand NOCT con anemometro Friedrichs

La temperatura è misurata tramite 2 sensori PT100 posti sul retro del modulo **Tb.o.m** (back of the module). Perciò la NOCT determinata è in effetti NO**Tbom** (Nominal Operating Temperature back of the module) e non corrisponde a NO**Tc** (NOTc = NOCT). Vi sono errori sistematici che dipendono dalla resistenza termica fra la cella e il retro dei moduli. La relazione tra Tcella e Tb.o.m. è stata analizzata e discussa nel capitolo 3.2.3 per il caso specifico di un modulo Solution.

Stand di misura:
Lo stand è costituito da un piano inclinabile (rotazione attorno all'asse orizzontale) sul quale vengono installati i moduli. Un sistema d'acquisizione dati permette di registrare, ogni minuto, l'irraggiamento sul piano dei moduli, la loro temperatura, la temperatura dell'aria, la velocità e la direzione del vento. Per la misura di

questi ultimi 2 parametri è stato installato, in prossimità dello stand, un nuovo anemometro Friedrichs, posizionato come richiesto dalla procedura (70 cm sopra la cima dei moduli, a 1.2 m a est). Lo strumento ha una gamma di misura da 0 a 60m/s, un cammino di risposta di 2.2 m e una soglia di 0.3 m/s. Inoltre lo stand è stato modificato in modo da poter effettuare le misure della NOCT su 2 tipi di moduli contemporaneamente.

Definizione NOCT Temperatura di una cella alle seguenti condizioni di funzionamento:	Irraggiamento: 800 W/m2 Temperatura aria: 20°C Velocità media vento: 1 m/s Montaggio: Orientamento alla normale del sole a mezzogiorno Carico elettrico: Circuito aperto		
	Descrizione	**Norma IEC 1215 – 10.5**	**Norma SERI Test TE.AR.M.8**
Parametri da misurare (parametro, strumento, precisione)	Irraggiamento: G 1 Piranometro Temperatura aria: Ta 1 PT100 Temperatura cella, 2X: Tc 2 PT100 Velocità vento: V Anemometro Direzione vento: d Anemometro	± 5W/m2 ± 0.5°C ± 0.5°C ± 0.5 m/s ± 10°	Piranometro classe 1 ± 1°C ± 1° C
Installazione	Stand, montaggio moduli, angolo: Stand, montaggio moduli, altezza: Stand, montaggio moduli, grandezza stand: Montaggio piranometro: Montaggio anemometro: Montaggio termometri:	± 5°, normale sole a mezzogiorno lato inferiore moduli > 0.6 m da terra la sup si deve estendere > 60 cm attorno al modulo, in tutte le direzioni[7] piano moduli, a 30 cm dal "test array" posato a 70 cm sopra la cima dei moduli e a 1.2 m a est o a ovest Ta dietro i moduli (ombra), 2xTc su 2 celle al centro del modulo	± 5°, normale sole a mezzogiorno lato inferiore moduli > 0.61 m da terra Per un'applicazione "roof mounted", lo stand deve essere di 1.2x1.2 piano moduli, a 30 cm dal "test array Ta dietro i moduli (ombra), 2xTc su 2 celle al centro del modulo
Misure valide se	Intensità irraggiamento: Regolarità irraggiamento: Velocità vento durante la misura: Velocità vento prima della misura: Direzione vento: Temperatura ambiente:	G> 400 W/m2 [8] Nessuna ostruzione dell'irraggiamento per almeno 4 ore prima e dopo mezzogiorno (8-16) ∈ 1 ± 0.75 m/s punte < 4m/s nel corso dei 10 min prima della misura prevalenza nord-sud, d> 20° est o ovest ∈ 20±15°C, variazione max di 5°C durante la misura	Nessuna ostruzione dell'irraggiamento per almeno le 4 ore prima e dopo mezzogiorno ∈1 ± 0.75 m/s punte < 4m/s 5 min. prima e dopo la misura prevalenza nord-sud (vento non parallelo) ∈ 20±15°C
N° misure e durata test	Intervallo acquisizione: Durata test:	**1 minuto** Acquisire (durante 1 giorno) almeno 10 punti accettabili su di un intervallo di G di almeno 300W/m2 (min 400-700 W/m2). Calcolare NOCT1. Ripetere tutta la procedura su di un altro giorno (NOCT2). Se la differenza NOCT1, NOCT2 è < 0.5°C fare la media, altrimenti ripetere la procedura su di un terzo giorno e fare la media dei 3 valori della NOCT ottenuti.	**5 minuti** Acquisire i dati per 2 giorni (almeno). I 2 insiemi di misure (giorni) possono essere combinati in 1 solo insieme se la differenza della temperatura media dell'aria dei 2 giorni < 5°C. Usare i dati accettabili e ricavare la NOCT.

Tabella 3.2.2: Procedura NOCT, riassunto

[7] Se i moduli sono stati progettati per un "open rack mounting", essi devono essere montati come raccomandato dal fabbricante

[8] Infatti in $\Delta T=f(G)$, ΔT è indipendente da Ta e linearmente proporzionale a G a partire da G>400W/m^2!

3.2.1.2 Risultati NOCT

I moduli del 5° ciclo e del 6° ciclo sono stati sottoposti a questa procedura. I risultati ottenuti sono riportati nella tabella seguente:

MODULO			NOCT [°C]		DIFFERENZE	
Fabbricante	Tipo	Cella	DICHIARATO	MISURATO ±0.5°C	ΔT [%]	ΔT [°C]
MODULI CICLO 5						
Atlantis	Sunslates[1]	m-Si	52 ± 2	51.5[a]/ 50.9[b]/ 50.2[c]	-1.0	-0.5
BP Solar	BP 580	m-Si	49	46.2	-5.7	-2.8
GPV	GPV75M[2]	m-Si	42 ± 2	43.3	3.1	1.3
Newtec	SDZ34-10[3]	m-Si	45 ± 2	47.6	5.8	2.6
Siemens	SP75	m-Si	45 ± 2	44.8	-0.4	-0.2
Solar Fabrik	SF75	m-Si	41.9 ± 0.5	43.6	4.1	1.7
ASE	ASE-50PWXD	p-Si	45	45.1	0.2	0.1
Photowatt	PWX500	p-Si	45	44.2	-1.8	-0.8
Kyocera	KC80	p-Si	n.d.	45.4	-	-
Solarex	MST43MV	a-Si	n.d.	45.4	-	-
Uni-Solar	US64[4]	a-Si	41	42.8	4.4	1.8
MODULI CICLO 6						
Eurosolare	PL800[5]	p-Si	48[a]/ 45[b] / 43[c]	47.7	10.9[c]	4.7[c]
Helios	H800A	m-Si	43	47.9	11.4	4.9
Isofoton	I55	m-Si	47	45.8	-2.5	-1.2
Solarwatt	M30-16GEGK[6]	m-Si	n.d.	42.0	-	-
Shell Solar	RSM100	p-Si	n.d.	46.2	-	-
Pilkington	SFM36Bx	p-Si	n.d.	44.7	-	-
Arco Solar	ASI 16-2300	m-Si	n.d.	42.7	-	-

Tabella 3.2.3: NOCT per i moduli ciclo 5 e 6: valori dichiarati dal costruttore e valori misurati dal LEEE-TISO

(1) Tegola solare con retro in ardesia; NOCT calcolata in base a: [a]Tglas coperto; [b]media su Tglas, Tbom; [c]Tbom (Tbom retro della tegola)
(2) Valore dichiarato per un moduli simili della serie: GPV55M e GPV110M
(3) Tegola solare con cornice e parte del retro in materiale acrilico.
(4) Il fabbricante dichiara che le loro celle normalmente lavorano a una temperatura di 20-25 °C superiore alla temperatura ambiente.
(5) Valori dichiarati su: [a]Sito Internet; [b]Documentazione tecnica 1999; [c]Etichetta modulo misurato. I valori dichiarati differiscono fra loro fino a 5°C!
(6) Tegola solare

Moduli 5° ciclo:

Le differenze tra i valori misurati e quelli dichiarati dal fabbricante sono comprese tra (–0.8°C) e 1.8°C, tranne che per i moduli SDZ34-10 e BP580. Se espresse in valore assoluto queste differenze sono dell'ordine del 0.2% fino al 4.4%. In media sono del 2.1% (0.9°C). Per 4 moduli su 9 i dati misurati corrispondono bene con quelli dichiarati ($\Delta T \leq 0.8$°C). Per il modulo Sunslates è stata considerata la NOCT calcolata in base a Tglas coperto: questa temperatura dovrebbe infatti essere più vicina a Tcella rispetto a Tbom. Comunque, per questi moduli la buona conducibilità termica dell'ardesia fa si che non vi siano grandi differenze di temperature tra Tglas e Tbom. Inoltre, l'ardesia, grazie alla sua massa, dispone anche di una buona capacità termica per cui la temperatura Tbom in condizioni NOCT risulta elevata.
Per i moduli Sunslates e Newtec la NOCT non rappresenta una misura realistica, perché mai questi moduli saranno montati in un "open-rack", ma integrati in un tetto dove vigono condizioni di esposizione completamente differenti dalle condizioni NOCT (per es. la ventilazione).

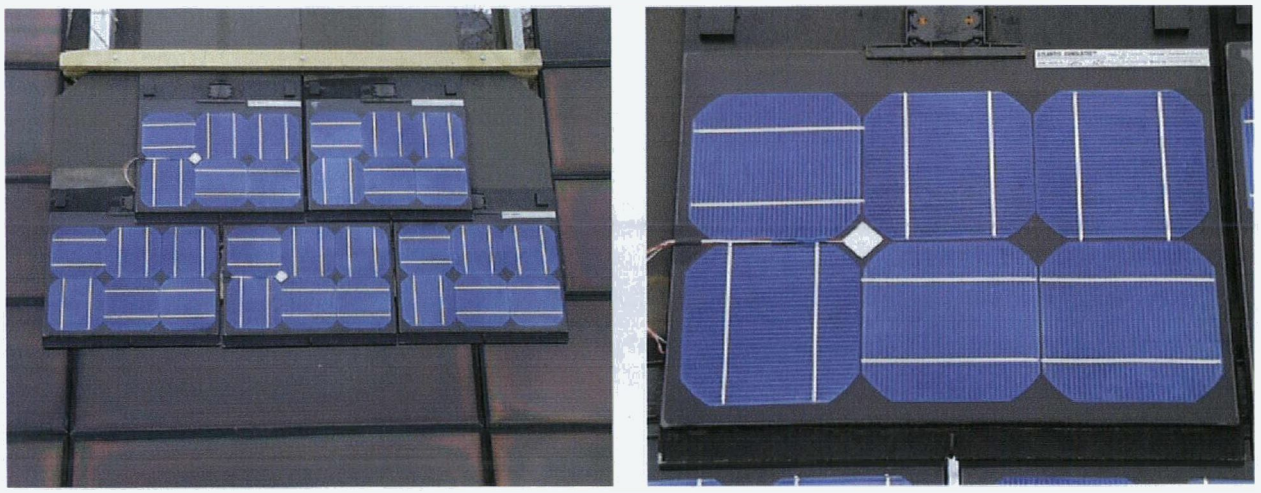


Figura 3.2.4: Stand moduli Sunslates e dettaglio fissaggio PT100

La NOCT media su tutti i moduli misurati è di 45.4°C. Tra il valore più basso (42.8°C, US64) e quello più elevato (51.5°C, Sunslates) intercorrono 8.7°C.

I moduli Newtec SDZ-3410 e BP580 rappresentano un'eccezione. La loro NOCT misurata differisce infatti di +2.6°C, rispettivamente di –2.8°C rispetto a quella fornita. Per il modulo SDZ34-10 ciò è probabilmente dovuto alla particolare struttura del modulo: la cornice e una parte del retro in PMMA -materiale acrilico- fungono da masse termiche supplementari che provocano un surriscaldamento. Già in passato era stata misurata, per un modulo simile dello stesso fabbricante (SDZ3610), una NOCT superiore a quella dichiarata. Un Tbom così elevato non contribuisce di certo ad una buona resa energetica dei moduli.
Per il modulo BP580, il valore dichiarato (49°C) è stato richiesto al distributore in Svizzera. Questo valore ci sembra eccessivo; nella BD TISO è inserito il valore di 47°C, più plausibile.

Discussione:
Dalle misure effettuate emerge che:

- di norma la NOCT dichiarata è corretta, rispettivamente
- la procedura adottata è valida ed il metodo di misura è preciso; per i moduli di cui non si dispone del valore dichiarato è possibile determinare la NOCT con una precisione dell'ordine del grado.

Le differenze di NOCT da modulo a modulo ci aiutano a chiarire, in parte, le differenze nella produzione di energia:

- I 2 moduli con la NOCT più elevata (SDZ3410 e Sunslates) sono, nell'ordine, quelli con la minor produzione di energia (vedi capitolo 3.1.2.7), rispettivamente i 2 moduli con la NOCT più bassa (US64 e GPV75M) sono, nell'ordine, quelli con la maggior produzione di energia riferita alla potenza effettiva (confronto tecnologico).
- La temperatura nominale di funzionamento particolarmente elevata dei moduli Sunslates giustifica solo in parte la loro minor produzione rispetto agli altri moduli. Per es. la differenza di 8.2°C rispetto ai GPV75M dovrebbe ripercuotersi in una differenza di produzione di ca. solo il 3.3%. Le cause della bassa resa energetica le abbiamo considerate nei capitoli precedenti.
- Il modulo US64 ha una NOCT veramente bassa; pur avendo un comportamento in temperatura inverso rispetto ai cristallini (un aumento della temperatura di funzionamento ha un influsso positivo sul rendimento), questo modulo è il più produttivo.
- Il valore NOCT dichiarato per i 2 moduli analoghi (PWX500 e ASE50PWXD) è il medesimo (45°C). Tuttavia dalle misure il modulo ASE risulta avere una NOCT superiore di 0.9°C rispetto al modulo PWX500. La produzione di energia del modulo ASE è leggermente superiore rispetto a quella del modulo PWX500: questa differenza non è quindi imputabile al differente comportamento termico, bensì ad una migliore "qualità" del modulo ASE (il modulo ASE ha p. es. un vetro di copertura più testurizzato rispetto al modulo PWX, ciò che potrebbe ridurre le perdite per riflessione).

Moduli 6° ciclo:

Per 4 moduli del ciclo 6 il valore NOCT dichiarato non è stato fornito; per gli altri 3 le differenze tra valore dato e misurato sono molto superiori rispetto a quelle del ciclo 5. Per i moduli di questo ciclo, la NOCT media misurata è di 45.3°C. Tra il valore più basso (42.0°C) e quello più elevato (47.9°C) intercorrono 5.9°C. In particolare:

- Per il modulo PL800 sono stati dichiarati (internet, documentazione tecnica, etichetta) valori completamente diversi fra loro. Considerando il valore che dovrebbe fare stato, cioè quello sull'etichetta, la differenza col valore misurato è del 10.9%!
- Per il modulo H800A è stato misurato il valore NOCT più elevato: 47.9°C, superiore quindi del 11.4% rispetto a quello fornito. Questo valore supera anche quello di tutti i moduli del ciclo 5 (vedi sopra, trascurando Sunslates) nonché quello dei moduli particolari, come Newtec e Solarwatt. Da notare che dal punto di vista costruttivo questo modulo è assolutamente standard (vetro/EVA/tedlar).
- Al contrario i moduli ASI16-2300 (quelli dell'impianto TISO 10kW) hanno un a NOCT molto bassa (42.7°C). Trascurando il modulo Solarwatt (vedi sotto), sono quelli con la NOCT più bassa, anche rispetto a tutti i moduli del ciclo 5. Questo risultato, che gioca a favore della produzione d'energia del modulo, è sicuramente dovuto al basso rapporto $A_{attiva}/A_{apertura}$ del modulo in questione.
- Il valore più basso è stato misurato sul modulo Solarwatt (42.0°C). Il basso valore di Tbom è probabilmente dovuto all'elevata resistenza termica della plastica costituente il retro della tegola. La tegola è infatti composta da un modulo vetro-vetro (2x4 mm) fissato (0.5 mm di silicone) su di un fondo in policarbonato di 3.5 mm. Lo spessore totale è di 8 mm. Vi è pertanto da presumere che Tc in condizioni NOCT sia assai più elevata rispetto alla Tbom misurata, per cui Tbom è poco rappresentativa per la NOCT di questi moduli.

3.2.2 Coefficiente β

Considerato che nella procedura NOCT il modulo va posto a Voc, si è approfittato di questo fatto per acquisire anche questo valore; in questo modo è possibile abbinare la misura della NOCT alla determinazione del coefficiente di temperatura β.
Questo coefficiente quantifica l'influsso della temperatura su Voc, più precisamente:
$\beta = dV_{oc}/dT_{bom}$ [V/°C], per G=800W/m2
Ci si è interessati alla determinazione di questo coefficiente perché:

- è un parametro molto importante, in particolare, per il suo notevole influsso sulla curva I-V.
- è necessario –secondo la procedura adottata al LEEE-TISO- per la estrapolazione della curva I-V @STC (α invece no)

Moduli ciclo 5 e 6: misure preliminari
Per determinare questo coefficiente occorrono molti punti rilevati allo stesso livello di irraggiamento. ($G_{perpendicolare}$ = costante = 800W/m2) ma su un'escursione della temperatura ambiente di ca. 30°C (25°C<Tc<55°C ⇔ 0°C<Ta<30°C). Difficilmente si registrano queste condizioni meteo sull'arco del periodo necessario per misurare la NOCT (ca. 1 settimana, valori a mezzogiorno). Si è quindi iniziato ad acquisire i dati preliminari relativi a β; essi saranno completati successivamente con misure in un'altra stagione più calda, per poter determinare β correttamente.

Moduli impianti TISO: misure complete

Non avendo limitazioni di tempo dettate dal susseguirsi dei cicli di tests, per i moduli Arco ASI16-2300 e Arco G4000 degli impianti TISO10 rispettivamente TISO4 è invece stato possibile effettuare una serie prolungata di misure a cavallo tra inverno e primavera (11-02-98/06-04-98) e determinare così i coefficienti di temperatura β.

Modulo ARCO ASI-16-2300: Questo coefficiente è stato calcolato agli irraggiamenti seguenti: 800 rispettivamente 900 e 1000 W/m2 (± 10W/m2). I grafici (vedi sotto) mostrano che la correlazione (Voc,T) è molto buona, e che i valori acquisiti si riferiscono ad ampie escursioni di temperatura[9]: per tutti gli irraggiamenti si dispongono di dati a temperature comprese grossomodo tra 20 e 50 °C (per i dettagli vedi tabella 3.2.6).

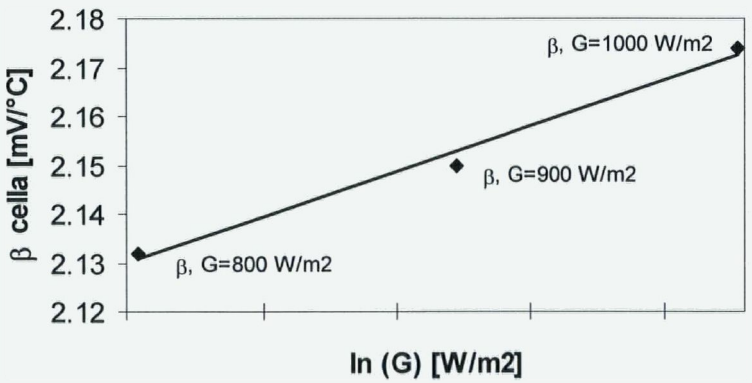


Grafico 3.2.5: Modulo ASI 16-2300: variazione di β (val. assoluto) in funzione di ln(G), a partire da 800 W/m2

Si osserva che, tra 800 W/m2 e 1000 W/m2, β varia in modo direttamente proporzionale a ln(G) (vedi grafico 3.2.5). Risultati analoghi sono già stati esposti in altri studi[10].
Per G=800W/m2 [11] β vale **-2.13 mV/°C per cella.**

[9] Ad Ispra vengono effettuate misure in laboratorio con temperature oscillanti tra 25 e 60°C

[10] Vedi per es. "Temperature behaviour of photovoltaic parameters", W. Zaaiman e al., ESTI, 2nd World Conference and Exhibition on PV Solar Energy Conversion, July 98, Vienna

[11] Condizioni di misura standard secondo la norma CEI-IEC 891

Il valore medio di questo coefficiente per i moduli m-Si misurati al TISO è di -2.15 mV/°C per cella.

Irraggiamento G	Temperatura modulo a Voc		Coefficiente β	
± 10 W/m2	minima	massima	modulo	cella
[W/m2]	[°C]	[°C]	[mV/°C]	[mV/°C]
800	20.0	46.0	**-74.62**	**-2.13**
900	21.2	48.4	-75.25	-2.15
1000	22.1	49.8	-76.09	-2.17

Tabella 3.2.6: Modulo ASI-162300: coefficiente β a diversi irraggiamenti

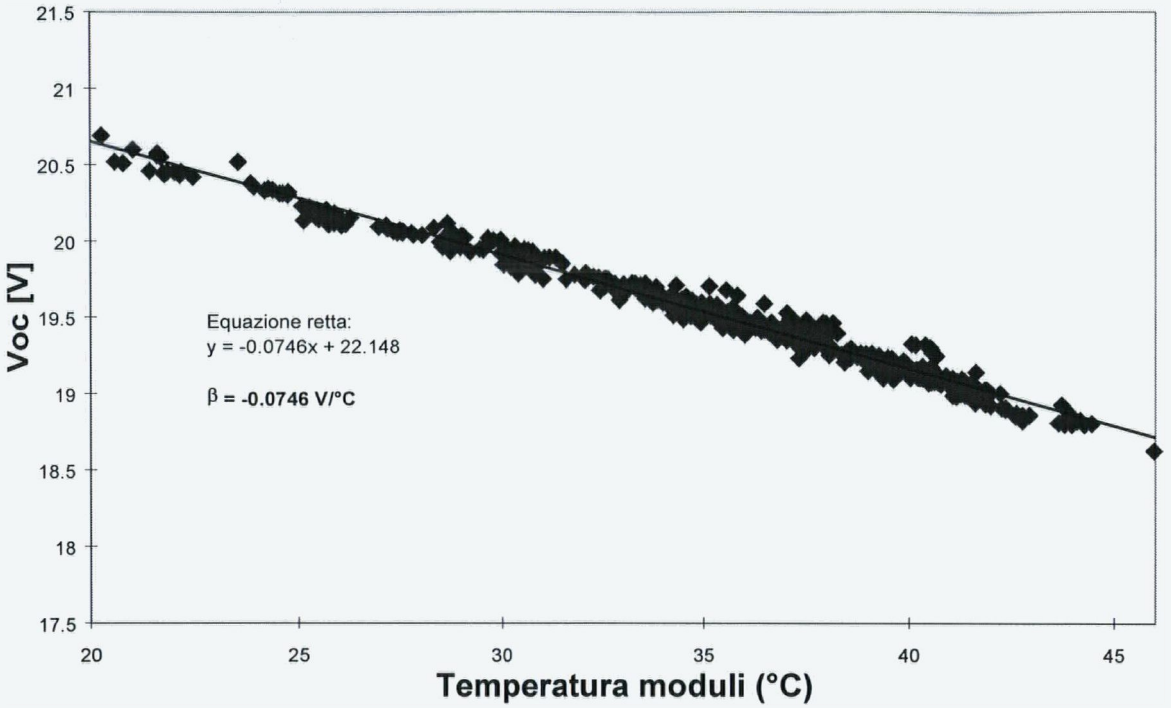


Grafico 3.2.7: Coefficiente β del modulo ASI-16-2300, dati per G=800W/m2

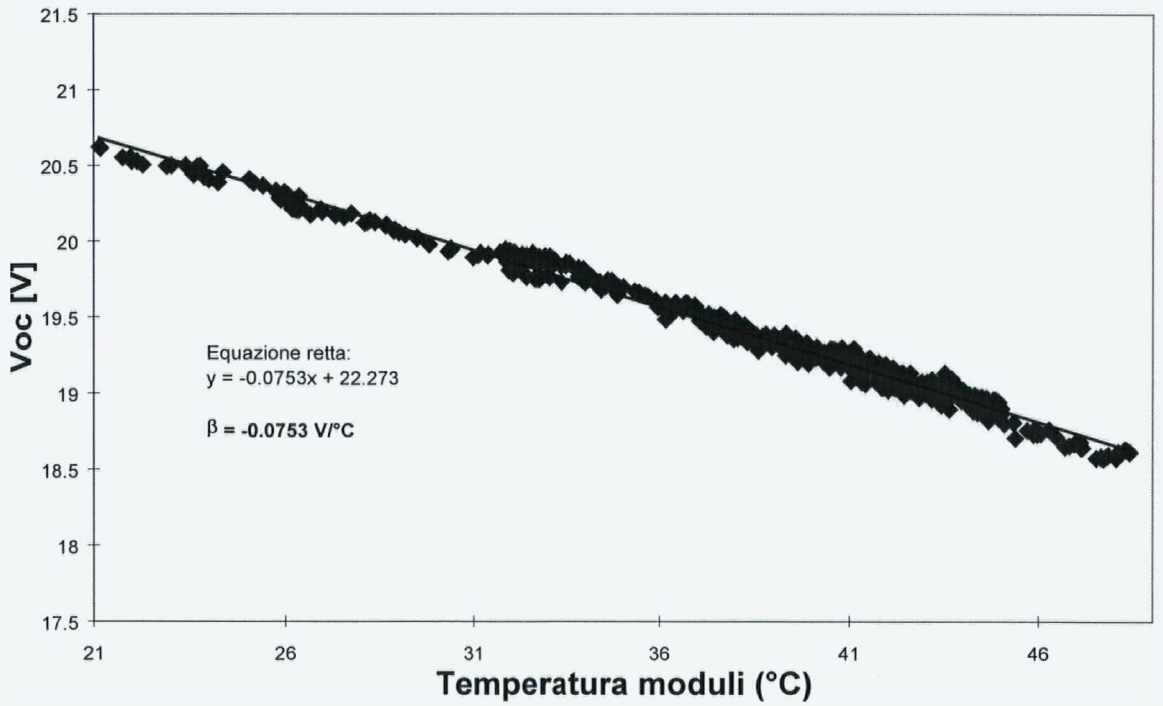


Grafico 3.2.8: Coefficiente β del modulo ASI-16-2300, dati per G=900W/m2

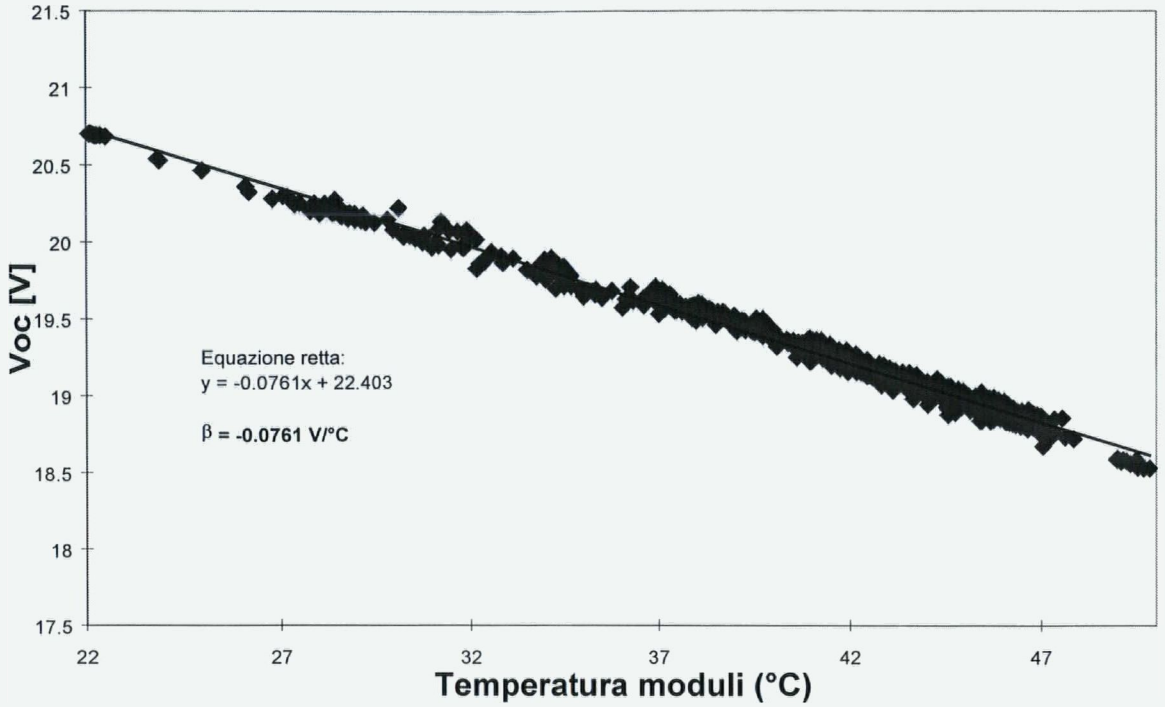


Grafico 3.2.9: Coefficiente β del modulo ASI-16-2300, dati per G=1000W/m2

***Modulo ARCO G4000*:** anche per il modulo G4000 è stato possibile determinare il coefficiente β con una buona precisione. La correlazione (Voc,T) è comunque leggermente inferiore rispetto a quella del modulo ASI16-2300 (vedi grafici 3.2.7 – 3.2.9). Il coefficiente è stato calcolato agli irraggiamenti di 700, rispettivamente 800, 900 e 1000 W/m2. I dati sono stati registrati a temperature varianti da 20.3 a 51.8 °C; a parità di irraggiamento quest'ultime erano più elevate rispetto a quelle del modulo ASI16-2300 m-Si esposto alle stesse condizioni (Voc).

Irraggiamento G	Temperatura modulo a Voc		Coefficiente β	
± 10 W/m2	minima	massima	modulo	cella
[W/m2]	[°C]	[°C]	[mV/°C]	[mV/°C]
700	20.3	49.5	-86.62	-3.21
800	22.7	48.6	**-84.16**	**-3.12**
900	24.0	50.5	-85.43	-3.16
1000	28.6	51.8	-82.39	-3.05

Tabella 3.2.10: Modulo ARCO G4000: coefficiente β a diversi irraggiamenti.

A differenza del modulo ASI, per il modulo G4000 il valore assoluto del coefficiente β diminuisce con l'aumentare di G. Tuttavia in questo caso è meno evidente individuare una relazione analitica, in particolare lineare, tra β e ln(G).
A 800 W/m2 β vale **–84.16 mV/°C** per il modulo, rispettivamente **-3.12 mV/°C** per la cella.

A titolo di confronto, anche per i moduli collaudati al LEEE-TISO la diminuzione di Voc dovuta alla temperatura è più elevata per i moduli amorfi che per i moduli al silicio cristallino. Il valore medio di β, dichiarato dai fabbricanti, per i moduli collaudati vale -4.36 mV/°C per cella.

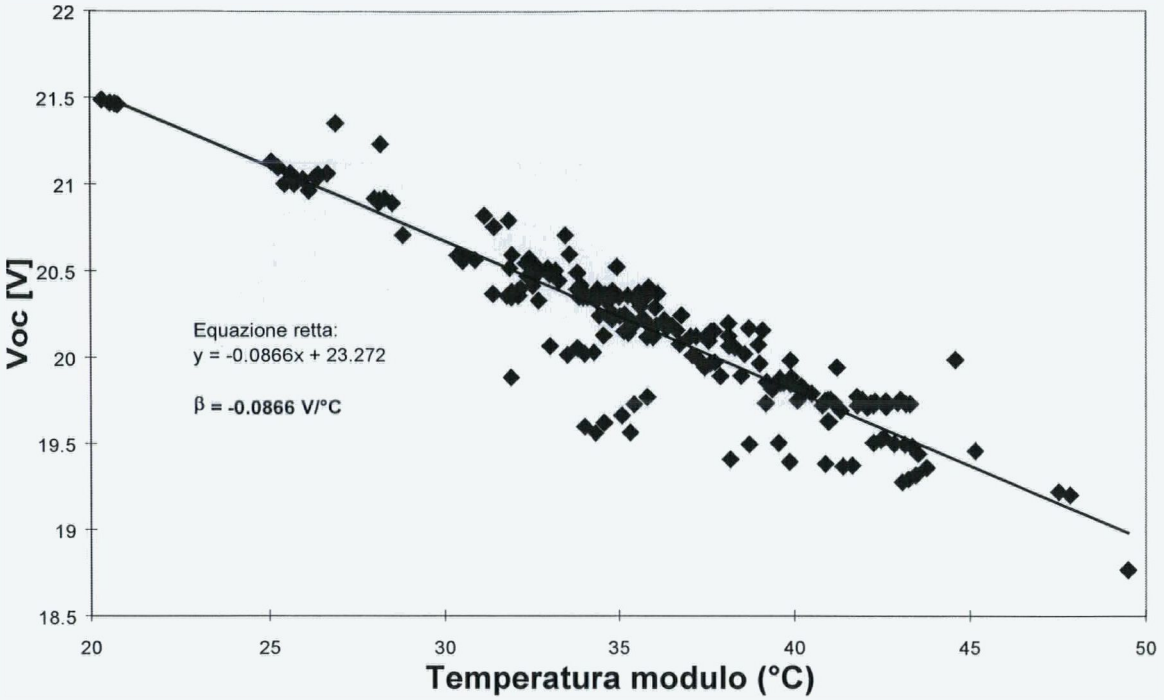


Grafico 3.2.11: Coefficiente β del modulo ARCO G4000, dati per G=700 W/m2

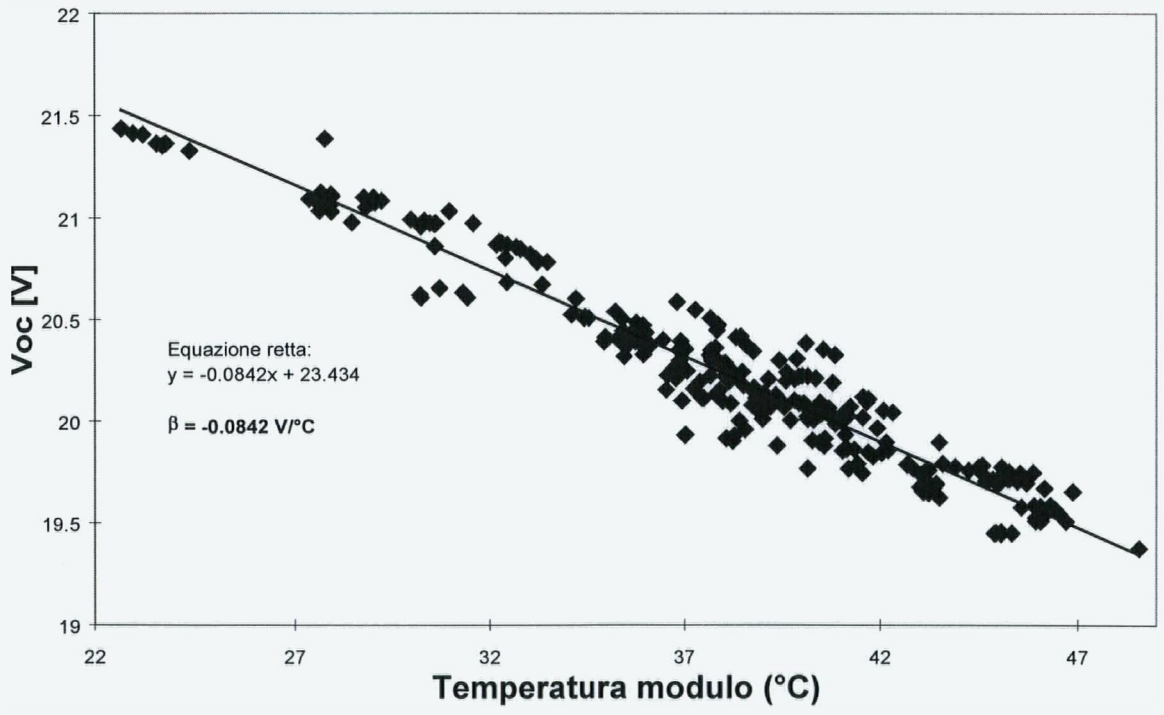


Grafico 3.2.12: Coefficiente β del modulo ARCO G4000, dati per G=800 W/m2

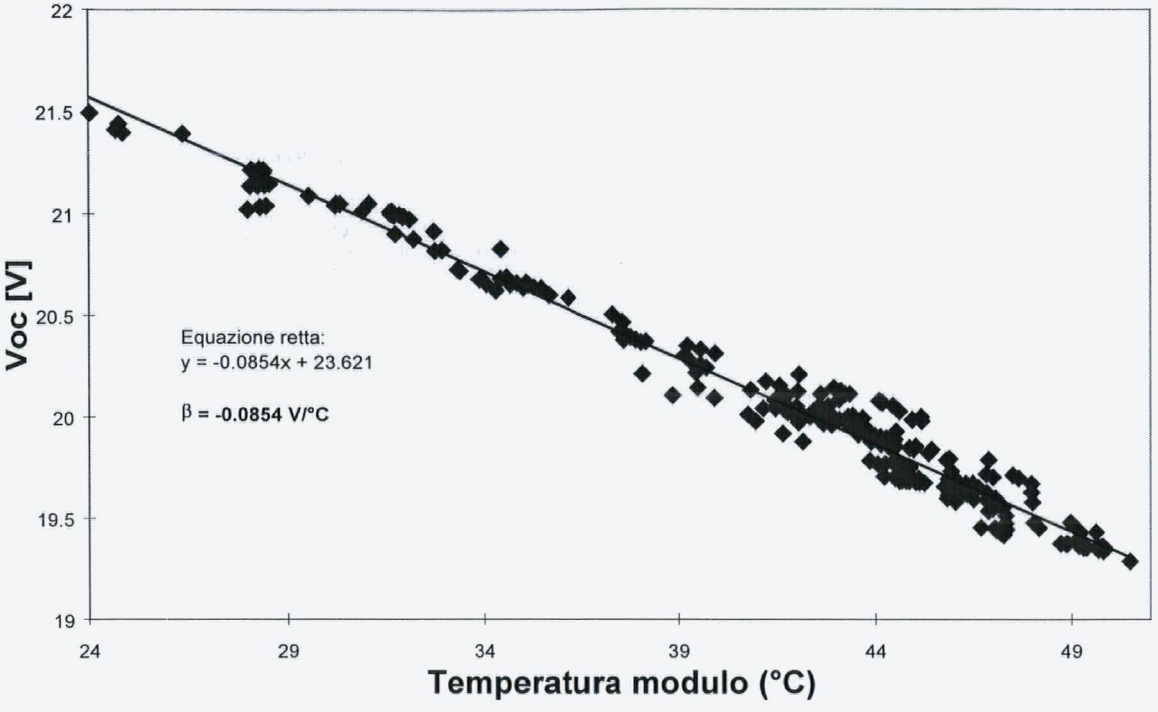


Grafico 3.2.13: Coefficiente β del modulo ARCO G4000, dati per G=900 W/m2

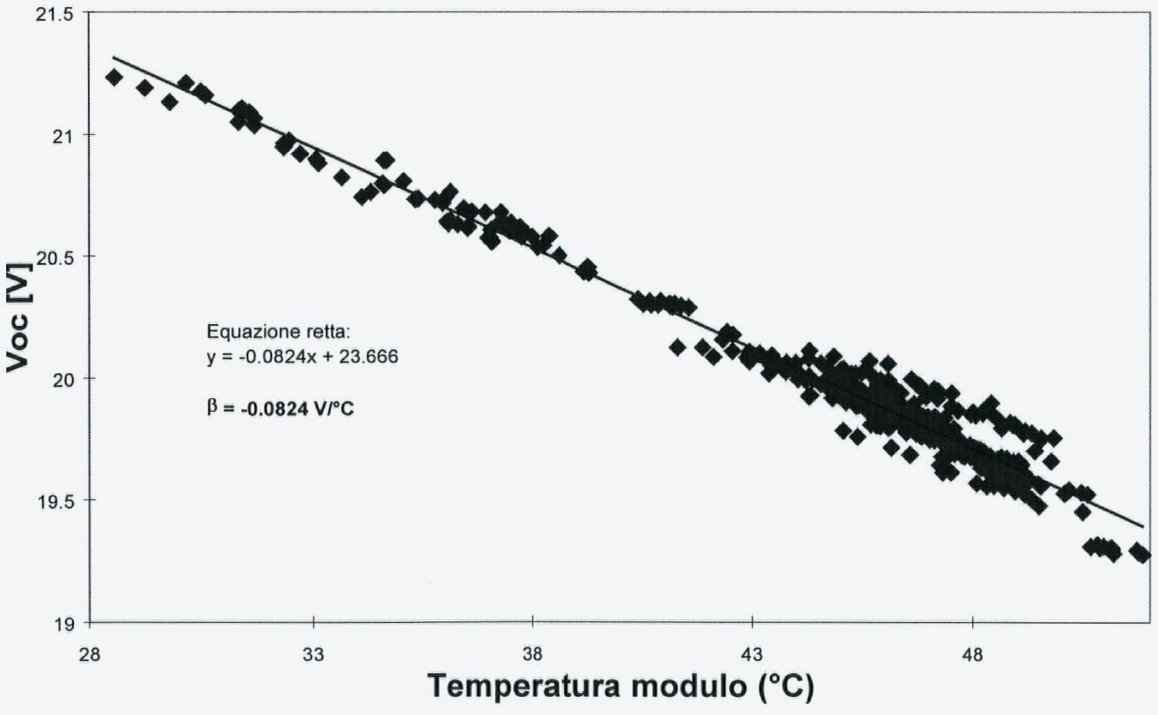


Grafico 3.2.14: Coefficiente β del modulo ARCO G4000, dati per G=1000 W/m^2

3.2.3 Misura della temperatura di una cella

La variazione del comportamento elettrico dei moduli è dipendente dalla temperatura di giunzione delle celle. Purtroppo raramente si ha a disposizione un sensore di temperatura laminato all'interno del modulo, di conseguenza normalmente si misura la temperatura sul retro del modulo ($T_{b.o.m}$ = $T_{back\ of\ module}$).
Nei moduli PV utilizzati per l'integrazione negli stabili anche il retro dei moduli non è sempre accessibile per la misura della temperatura, basti pensare ad alcune tegole solari dove le celle sono fissate sopra ad una tegola, per es., di ardesia, oppure su uno spesso strato di materiale plastico. In questi casi è solamente possibile misurare la temperatura del vetro del modulo (T_{glas}).
Le temperature così rilevate non corrispondono alla temperatura della cella T_c (cella) o Tj (giunzione), le differenze dipendono dall'irraggiamento, dalla temperatura dell'aria, dalla ventilazione e dai materiali costituenti il modulo stesso.
Si è voluto quindi verificare la relazione tra la temperatura ambiente (Tamb), la temperatura sul retro del modulo (Tbom), la temperatura del vetro (T_{glas}) e la temperatura della cella (T_c). Si è voluto altresì verificare la precisione di altri metodi che permettono di calcolare T_c a partire dalla misura di altri parametri (nessuna misura della temperatura del modulo).
Le misure sono state effettuate su un tipo particolare di modulo (Solution che possiede un sensore di temperatura laminato al suo interno) e durante il periodo invernale; per poter estrapolare i risultati si prevede di ripetere le misure su altri tipi di modulo ed in altre stagioni.

3.2.3.1 Stand di misura

Per questa prova è stato utilizzato il seguente stand di misura:

2 moduli Solution (spessore vetro 6 mm) con caratteristiche elettriche molto simili, uno con PT100 incapsulato internamente (modulo 1, n° serie: 34 08 06).
Dati del modulo 1 (utili per medodi 5 e 6):

- Voc stc dato = 22.95 V
- Voc stc misurato = 22.2 V
- β = -2.17 * 36 celle = 78.12 mV/°C
- D= (29.40+30.17)/2*36 = 1.07226 V / modulo
- NOCT misurato = 46.98°C (con Tbom) NOCT misurato = 48.65°C (con Tcella)
- 5 PT100
- 1 ESTI Sensor
- 1 CM11
- 1 camera termografica
- 1 sistema d'acquisizione dati HP

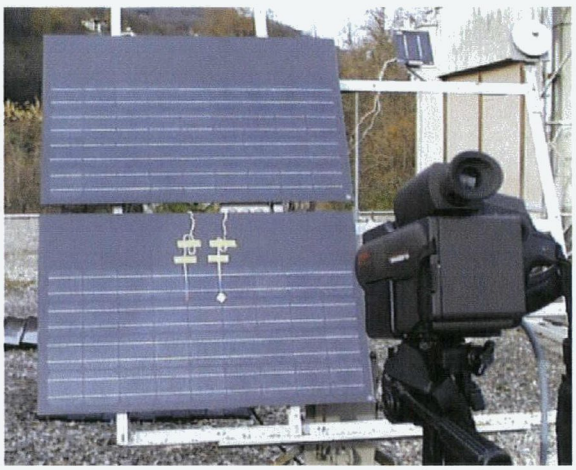


Figura 3.2.15: Stand di misura

3.2.3.2 Metodi empirici per la determinazione della temperatura della cella

Per determinare la temperatura della cella sono stati considerati i seguenti metodi:

Metodo 1 - T_c (T_{cella}): temperatura effettiva della cella. È possibile effettuare questa misura solo su quei moduli (pochi) che dispongono di una sonda incapsulata internamente; alcuni fabbricanti, per esempio Solution, effettuano questo tipo di esecuzione particolare su richiesta.

Metodo 2 - T_{bom} ($T_{back\ of\ module}$): temperatura sul retro del modulo. Il sensore è fissato sul retro del modulo (tramite silicone, scotch o colla), utilizzando una pasta speciale in modo da garantire un buon contatto termico. La temperatura misurata è quindi quella del lato posteriore del modulo, solitamente tedlar o vetro; anche se $T_{b.o.m}$ non corrisponde esattamente alla temperatura della cella T_c, sovente si trascura questa differenza e si assume questo valore per T_c. Per la sua semplicità è il metodo più utilizzato. Tuttavia in alcuni moduli non è possibile misurare la temperatura sul loro retro (per es. Sunslates o altri tipi di moduli integrati su tetti dove l'accesso al lato posteriore è impossibile). In questi casi, se non si dispone di un sensore di temperatura laminato all'interno del modulo (per la misura diretta della temperatura, vedi metodo 1), è necessario ricorrere ad uno dei metodi esposti qui sotto (da 4 in avanti).

Metodo 3 - T_{bom},I_{sc} e V_{oc}: misurando I_{sc} e V_{oc} è possibile **risalire alla temperatura T_c** come segue:
Calcolare: $\ln(I_0)=\ln(Isc) - Voc*q/(k*(Tbom[°C]+273.15))$, dove I_0 : corrente di saturazione
Rappresentare $\ln(I_0) = f(1/T_{bom}[K])$ (*Arrhenius plot*); la teoria[12] prevede una dipendenza lineare tra $\ln(I_0)$ e $1/T_{bom}$
Determinare, mediante una regressione lineare, i coefficienti m e b tali che $\ln(I_0) = m\ (1/T_{bom}[K]) + b$

$$\boxed{T_c\ [°C] = f\ (T_{b.o.m},\ I_{sc},\ V_{oc}) = m_{arrh}/(\ \ln(I_0) - b_{arrh}) - 273.15\ [°K]}$$

Questo metodo (valido per misure con un irraggiamento superiore a 300W/m2) è interessante in particolare nel caso in cui vengano acquisite le curve I-V. Infatti per ogni curva I-U conosciamo Isc, Voc e Tbom. La regressione lineare va fatta su un numero considerevole di curve I-U.

Metodo 4 - Tg cop ($T_{glas\ coperto}$). **temperatura sul lato anteriore del modulo.** Il sensore è fissato sul lato anteriore del modulo (solitamente vetro o polimero), posizionato in modo da non ombreggiare le celle: ciò costituisce un problema per il fissaggio (a volte importante, in particolare nel caso dei moduli a-Si). Visto che il sensore non è in corrispondenza della cella, il valore misurato può differire maggiormente, rispetto T_{bom}, da T_c. Il **sensore è protetto** dall'irraggiamento (p. es. utilizzando scotch con film d'alluminio).

Metodo 5 - V_{oc} e G: misurando questi 2 parametri è possibile **dedurre**[13] la temperatura della cella $T_c = f\ (V_{oc}, G)$. Si ha:

$T_c = \{V_{oc} - V_{oc,stc} + D \ln (1000/G)\}/\beta + 25$, dove:

D = Diode thermal Voltage $\in$ [29.40 - 30.17] mV per cella
β= Coefficiente di temperatura $\cong$ -2.17 mV/°C per cella

Questa formula può essere semplificata come segue:

$$\boxed{T_c = f\ (Voc, G) = \{V_{oc} - V_{oc,stc}\ Y(G)\}/\beta + 25}$$

Dove:
$Y = f(D,G) = \{V_{oc,stc} - D \ln (1000/G)\}/ V_{oc,stc}$

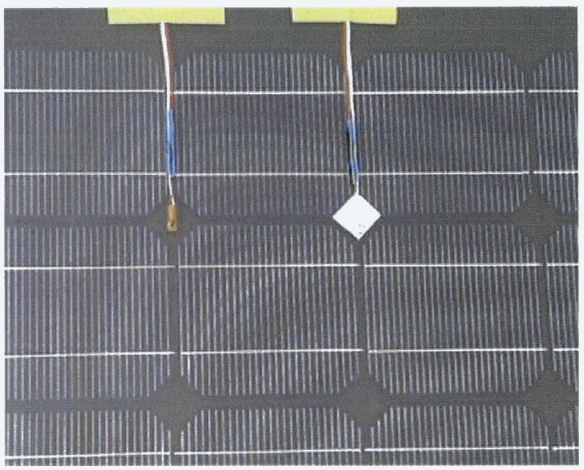


Figura 3.2.16: T_{glas} e $T_{glas\ coperto}$

Il fattore Y può essere calcolato misurando G e utilizzando un valore tipico di D, per es. D=29.71. Si può quindi approssimare che Y = f(G); la tabella 3.2.17 riporta i valori tipici di Y in funzione di G.

G [W/m²]	Y [-]
1000	1.000
900	0.995
800	0.989
700	0.982
600	0.975
500	0.966
400	0.954
300	0.940
200	0.920
100	0.885

Tabella 3.2.17: Valori tipici di Y=f(G)

Nota: L'influsso di Y a G elevati è minimo. L'effetto di Y non è lineare con G, a G bassi l'effetto è

$$D = \frac{\mathrm{Voc2 - Voc1}}{\ln(G2/G1)}$$

molto grande. Facendo variare D, Y non varia di molto. Se D non è conosciuto può essere determinato misurato Voc a irraggiamenti diversi (G1 e G2):

Questo metodo è valido per irraggiamenti superiori a 150 W/m2.

[12] On outdoor calibration of PV-modules. Results from long term measurements at the newly setup outdoor measurement facility at ISE", K. Reiche, et al., 13th European PV solar energy Conference, 1995, Nizza (F)
[13] Referenza "Norma IEC 904-5"

Metodo 6 - T_a (T_{aria}) e G: non occorre fissare alcun sensore sul modulo. La temperatura della cella può essere **dedotta** da T_a e G utilizzando il fattore NOCT (**N**ominal **O**perating **C**ell **T**emperature: valore fornito dal fabbricante o misurato). Per una misura corretta, occorre che al momento delle misure, il modulo sia installato in condizioni simili a quelle della NOCT (stesso tipo di ventilazione, G > 400 W/m2,...). Si ha:

$$\boxed{T_c = f(T_a, G) = \{(NOCT - 20 \pm \delta)/ 800\}\, G + T_a}$$

Nota: $\delta \in [-3,+3]$ è un fattore di correzione. In condizioni di vento e temperatura ambiente normali, $\delta = 0$.

3.2.3.3 Risultati

Sono state analizzate le misure effettuate durante 2 giorni (18/11/99 e 23/11/99).

- Esiste una chiara dipendenza lineare tra **Δ(Tc,Tbom)**, rispettivamente **Δ(Tc,Tg cop)** e **G**. Nel caso del modulo Solution le differenze di temperatura fra Tc,Tbom o Tc,Tg cop si aggirano attorno ai 4-5°C a 1'000 W/m2. Essendo lo spessore dei vetri del Solution attorno ai 6 mm, quindi superiore agli spessori utilizzati nella maggior parte dei moduli, si può concludere che la differenza di temperatura Δ(Tc,Tbom), o Δ(Tc,Tg cop) di 4-5°C (a 1000 W/m2) rappresenta una differenza massima (occorrerà verificare se questo valore vale solo per il periodo invernale). Il fatto però che Δ(Tc,Tbom) e Δ(Tc,Tg cop) sono equivalenti sono dovute alla simmetria del modulo Solution: tuttavia, questa conclusione non è una regola.

- La migliore approssimazione di Tc si ottiene con il metodo 5 **Tc=f(Voc,G)**. Questo metodo si rivela valido, per i moduli c-Si, in quanto non si basa su una misura di temperatura bensì su parametri elettrici che dipendono a loro volta dalla temperatura effettiva della cella. Tale metodo è l'unico che può essere generalizzato per il calcolo della temperatura Tc. Tutti gli altri metodi dipendono da misure di temperature, le quali a loro volta dipendono dalle resistenze termiche dei materiali costituenti i moduli, che possono essere diverse fra moduli e moduli. Il metodo 5 dà una differenza tra Tc calcolata e Tc misurata inferiore ad 1°C (23/11/99 ΔT = 0.5°C). Aggiustando il coefficiente β o Voc, è possibile fare collimare il valore calcolato con quello misurato (vedi Grafici 3.2.18 – 3.2.21). La formula fornisce buoni risultati anche a bassi irraggiamenti. Il metodo presuppone la conoscenza del coefficiente β e dei parametri elettrici alle condizioni @STC

- La seconda migliore approssimazione di Tc si ottiene con il metodo 6 **Tc=f(Ta,G)**, che si basa sulla NOCT. A bassi irraggiamenti il metodo è meno preciso rispetto al 5. Ad alti irraggiamenti i risultati sono soddisfacenti e le differenze ottenute rispetto a Tc sono inferiori a 4°C. Da notare che nel caso del modulo Solution la NOCT corrisponde effettivamente alla Tc sotto Nominal Operating Conditions e non a Tbom come per la maggior parte dei moduli che non dispongono di sensori della temperatura laminati all'interno.

- Per quanto attiene al metodo 3, esiste effettivamente una relazione lineare tra 1/T e $\ln(I_0)$ (*Arrhenius plot*). Tuttavia la correzione apportata a Tbom è minima; questo metodo permette di ricavare Tc unicamente nei casi in cui la differenza (Tc-Tbom) non abbia sempre lo stesso segno, per es. nel caso di tempo instabile.

- Con la camera termografica non è possibile misurare quantitativamente la temperatura outdoor, in quanto non si riesce a misurare unicamente l'irraggiamento del modulo bensì anche tutte le riflessioni. Inoltre, il vetro nella gamma di frequenze elettromagnetiche della camera termografica è opaco, per cui anche in camera oscura si misurerebbe unicamente Tglas e non Tc. La camera termografica è indicata per misure qualitative e per misurare differenze di temperatura.

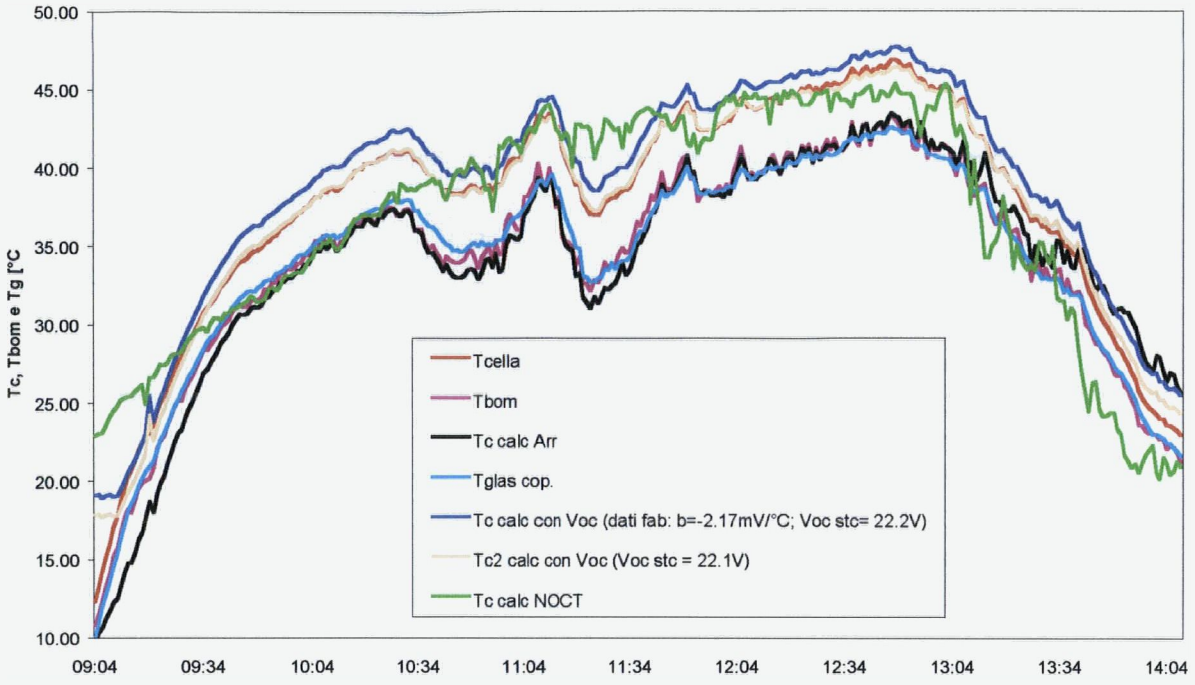


Grafico 3.2.18: Temperatura della cella Tc misurata e calcolata, Tbom e Tglas cop (18-11-99)

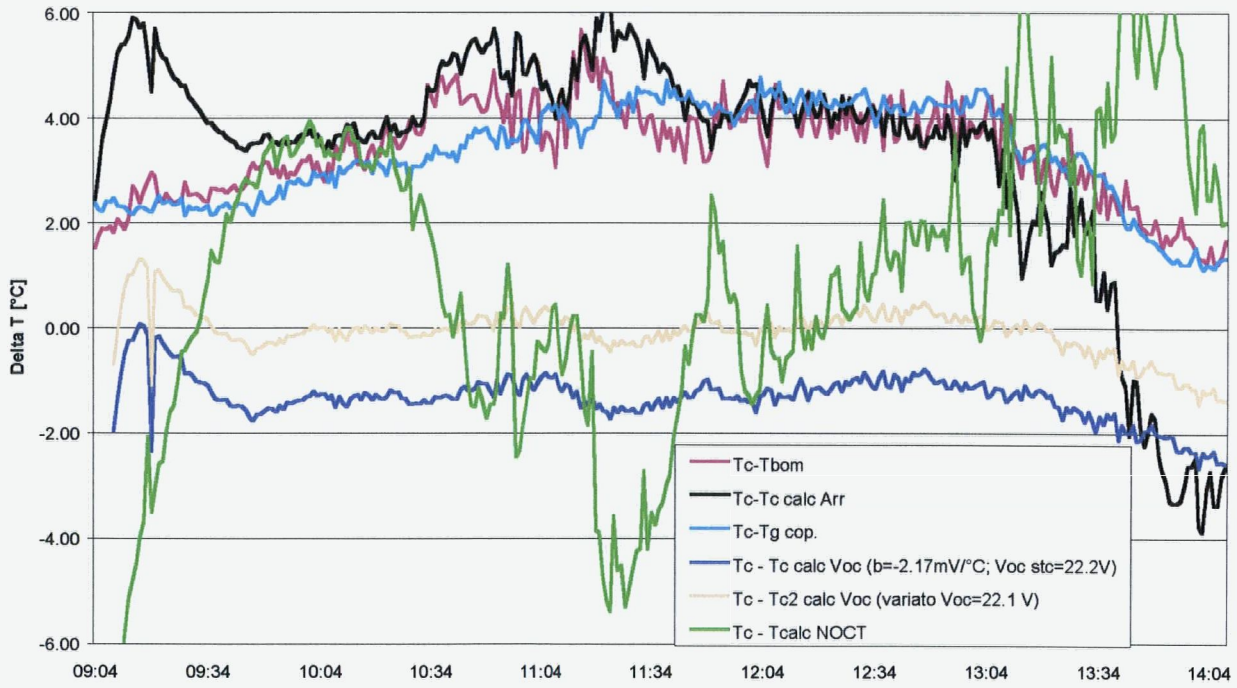


Grafico 3.2.19: Differenze di temperatura rispetto a Tc (18-11-99)

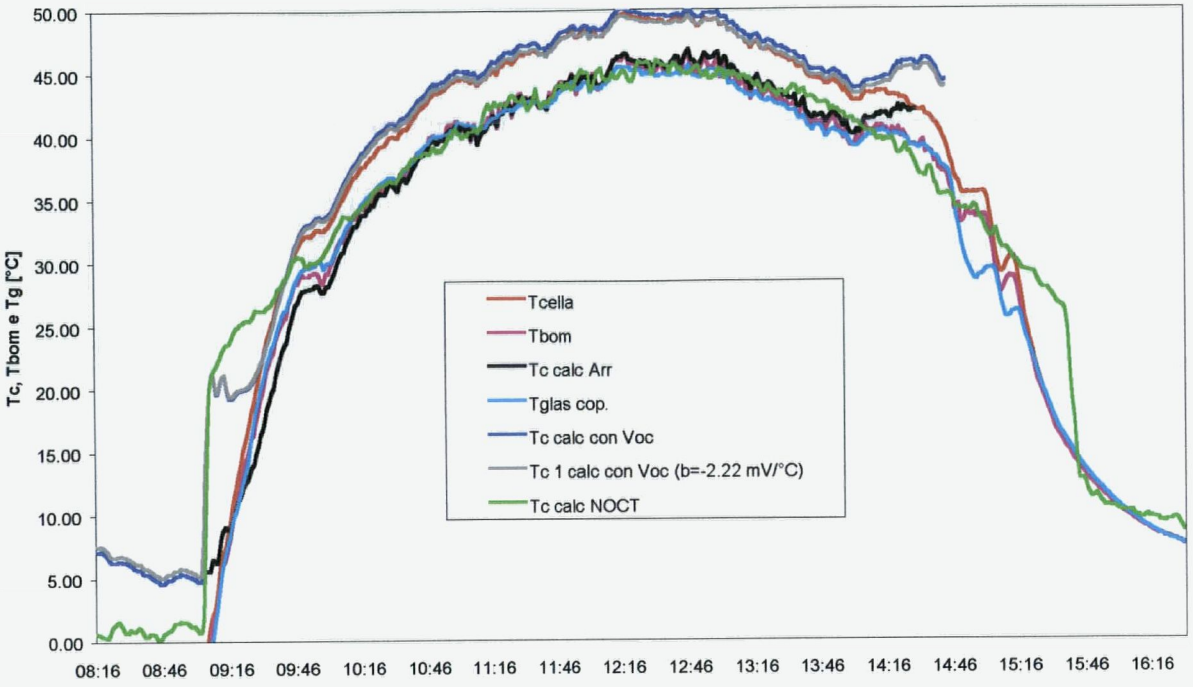


Grafico 3.2.20: Temperatura della cella Tc misurata e calcolata, Tbom e Tglas cop (23-11-99)

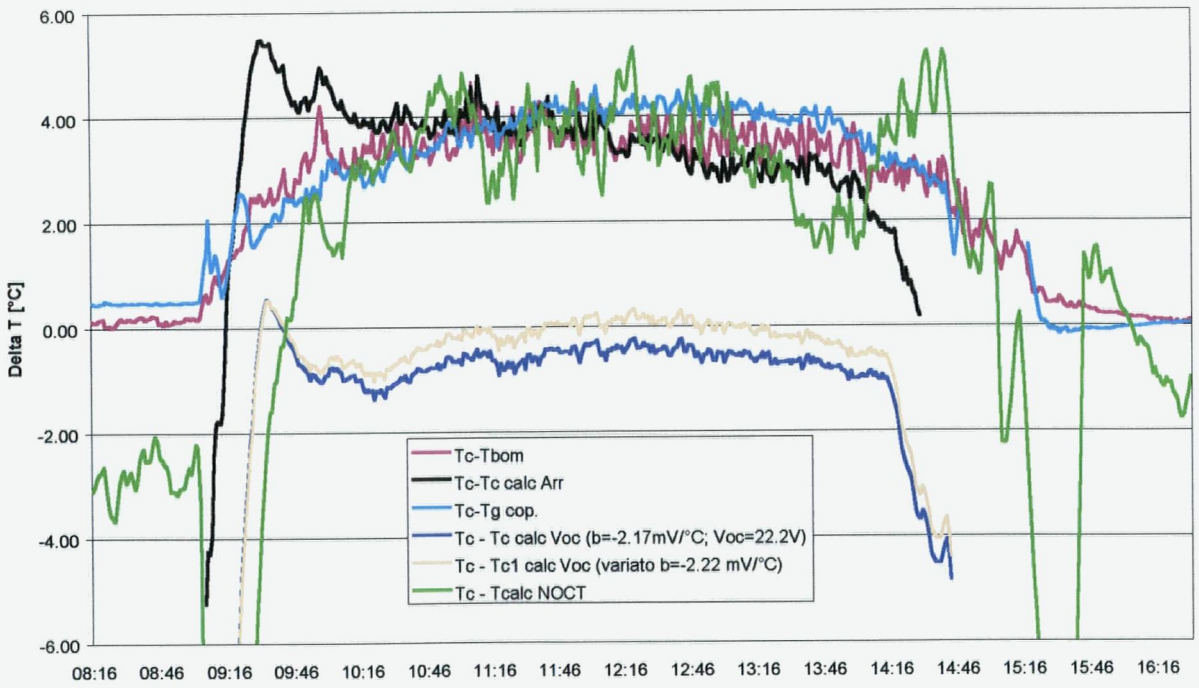


Grafico 3.2.21: Differenze di temperatura rispetto a Tc (23-11-99)

3.2.4 Modello teorico per la determinazione della temperatura della cella

3.2.4.1 Introduzione

Si è voluto verificare la possibilità di elaborare un modello teorico (stazionario) semplice che permetta di trovare la temperatura (media) della cella utilizzando, in aggiunta alla temperatura dell'aria esterna e dell'irraggiamento, anche la temperatura del vetro di copertura del modulo.
In analogia alla teoria dei collettori solari, la conduzione di calore in un modulo fotovoltaico può essere riprodotta per mezzo del seguente circuito elettrico equivalente con le resistenze R1, R2, R3 (Grafico 3.2.22). La differenza dal collettore solare consiste principalmente nel fatto che in un modulo fotovoltaico, tra il vetro di copertura ed i moduli, non sussiste alcun cuscinetto d'aria; il vetro aderisce completamente alle celle ed eventuali piccoli spazi vuoti vengono suppliti con del speciale materiale plastico. In questo senso il modulo fotovoltaico rappresenta quindi un elemento continuo.

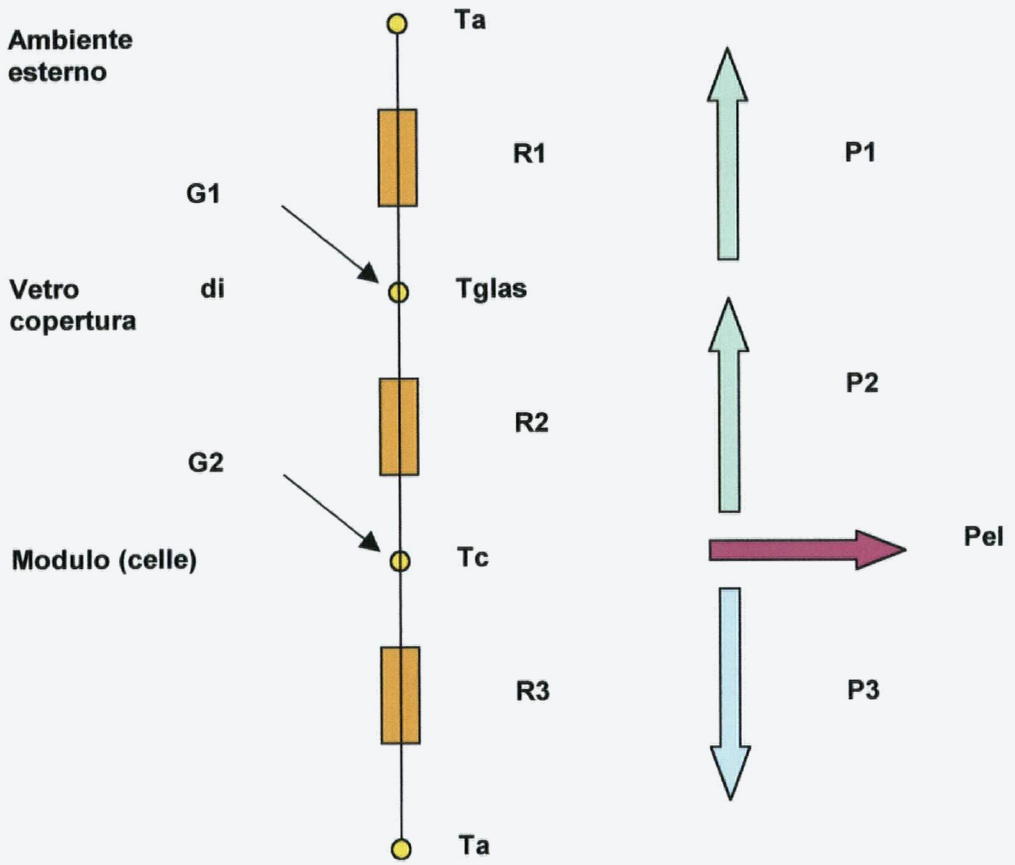


Figura 3.2.22: Modello semplificato del circuito elettrico equivalente di un modulo fotovoltaico con un vetro di copertura

Legenda Figura 3.2.22:

R1 (m^2°C/W) =	*1/(Ho),dove Ho = αcv,o + αirr,o; R1 è la resistenza termica tra il vetro e l'ambiente esterno, ed αcv,o + αirr,o (in W/m^2°C) i rispettivi coefficienti di convezione ed irraggiamento per il lato anteriore del modulo.*
R2 (m^2°C/W) =	*δg/λg, dove δg (m) è lo spessore del vetro di copertura e λg (W/m°C) la conducibilità termica dello stesso.*
R3 (m^2°C/W) =	*{(δp/λp) + 1/ (Hu)}, dove δp (m) è lo spessore dello strato di plastica del lato posteriore e λp (W/m°C) la conducibilità termica dello stesso, Hu = αcv,u + αirr,u (W/m^2°C) rappresenta il coefficiente di convezione e rispettivamente di irraggiamento tra lo strato copertura e l'ambiente esterno nella parte posteriore del modulo;*
Ta (°C)=	*temperatura dell'aria esterna;*
Tglas (°C)=	*temperatura sulla superficie del vetro di copertura (misurata);*
Tc (°C) =	*temperatura della cella PV;*
Pel (W/m^2) =	*potenza elettrica erogata dal modulo (qui espressa in W per m^2 di modulo), misurata o calcolata;*
P1 (W/m^2) =	*potenza termica trasmessa per convezione ed irraggiamento verso l'ambiente esterno (parte anteriore del modulo, qui espressa in W per m^2 di modulo);*

P2 (W/m^2) = *potenza termica trasmessa per conduzione tra le celle ed il vetro (parte anteriore del modulo, qui espressa in W per m^2 di modulo);*

P3 (W/m^2) = *potenza termica totale trasmessa tra le celle e l'ambiente esterno nella parte posteriore del modulo, qui espressa in W per m^2 di modulo (per conduzione attraverso la plastica posteriore e per convezione ed irraggiamento verso l'esterno);*

Gg (W/m^2) = *radiazione solare globale istantanea in W/m2 incidente sul modulo (misurata);*

G1 (W/m^2) = *radiazione solare istantanea assorbita dal vetro di copertura, G1 = (αglas)*Gg, dove (αglas) è il grado di assorbimento della radiazione solare da parte del vetro (valore medio su tutto lo spettro solare);*

G2 (W/m^2) = *radiazione solare istantanea assorbita dalla cella, G2 = ($\tau\alpha$)*Gg, dove (τ) è il grado di trasmissione del vetro che tiene conto, oltre della riflessione, anche del grado si assorbimento del vetro; (α) è il grado di assorbimento del modulo (valore medio su tutto lo spettro solare).*

Il termine R1 rappresenta la resistenza termica alla conducibilità del calore tra il vetro di copertura e l'ambiente esterno nella parte anteriore del modulo, R2 la resistenza termica tra le celle ed il vetro di copertura, mentre il termine R3 è la resistenza termica totale presente tra la cella (attraverso la copertura di plastica) e l'ambiente esterno nella parte posteriore del modulo. È da sottolineare che l'espressione per R1 è una semplificazione, in quanto la temperatura dell'aria esterna differisce dalla temperatura del cielo e i due elementi $\alpha_{cv,o} + \alpha_{irr,o}$ dovrebbero essere considerati più in dettaglio e separatamente.

La radiazione solare incidente sul modulo viene in parte riflessa sul vetro di copertura, in parte assorbita (G1, in genere molto poco) ed in parte trasmessa **(τ)** dallo stesso, per poi essere in parte assorbita dalle celle. Il prodotto **($\tau\alpha$)** (è da intendere il valore medio su tutto lo spettro solare) rappresenta così il grado di radiazione solare effettivamente assorbita dalle celle, dove α indica il grado di assorbimento. Il coefficiente **($\tau\alpha$)** (come pure α_{glas}) è dipendente da diversi fattori, quali le caratteristiche dei materiali, i coefficienti di rifrazione, l'angolo d'incidenza della radiazione solare, ecc.. E' da menzionare che per le celle fotovoltaiche il prodotto **($\tau\alpha$)** in genere non è conosciuto con precisione e, secondo la letteratura specifica (vedi per es. rif. [1]), questo può essere stimato con un valore attorno allo 0.9. Nel nostro caso specifico si è voluto tenere conto dell'angolo d'incidenza dell'irraggiamento, calcolando cosi il coefficiente di trasmissione **(τ)** del vetro (secondo metodi indicati in rif. [1], [2] e [3], applicati per collettori solari) per il giorno 18.11.99 con angoli d'incidenza compresi tra 0 – 45° (con un coefficiente di estinzione del vetro K = 4 (m^{-1})). Si è ottenuto infine un coefficiente **($\tau\alpha$)** compreso tra 0.83 e 0.86, assumendo un grado di assorbimento della radiazione solare delle celle **(α)** compreso tra 0.9 – 0.95, a seconda dell'angolo di incidenza. I valori di **($\tau\alpha$)** così ottenuto sono simili a quelli proposti nel rif. (1).
Di principio, come semplificazione, si potrebbe procedere anche con un valore costante di **($\tau\alpha$)** compreso tra 0.8 – 0.9, e così facendo l'errore commesso nella determinazione della temperatura della cella, vista in relazione alla potenza elettrica prodotta dal PV, sarebbe di piccola entità. Per contro, tenendo conto pure dell'angolo d'incidenza della radiazione solare nonché della sua componente diretta e diffusa, è possibile eseguire delle simulazioni che meglio tengono conto delle reali condizioni d'insolazione vigenti in un giorno qualsiasi, ottenendo così dei risultati più precisi di T_c.

La reazione che avviene all'interno di un modulo PV è caratterizzata da un lato da un processo elettrico, dove viene erogata della potenza elettrica in funzione della temperatura della cella (qui denominata con Pel, espressa in potenza per m^2 di modulo, cioè W/m^2) e dall'altro lato da un processo termico, dove una parte della radiazione solare assorbita G2 (e anche G1, da parte del vetro) viene dispersa sotto forma di calore verso la parte posteriore e anteriore del modulo (P1, P2 e P3, espressi in W per m^2 di modulo, W/m^2). Trascurando la capacità termica del modulo (su questo aspetto torneremo più tardi), in un caso stazionario, sulla base della conservazione dell'energia, possono essere formulate le seguenti espressioni:

$A*G1 + A*P2 - A*P1 = 0$ **(eq. 1)**

$A*G2 - A*P2 - A*P3 - A*Pel = 0$ **(eq. 2)**

Dove: A = superficie del modulo, in m2

I valori di dispersione termica P1, P2 e P3 possono essere determinati nel modo seguente:

$P1 = U_{front}*(T_{glas} - Ta)$ **(eq. 3)**

$P2 = U_{glas}*(Tc - T_{glas})$ **(eq. 4)**

$P3 = U_{back}*(Tc - Ta)$ **(eq. 5)**

dove **U_{front}** è il *coefficiente di trasmissione termica* tra il vetro di copertura e l'ambiente esterno, **U_{glas}** tra il modulo ed il vetro di copertura ed infine **U_{back}** il coefficiente di trasmissione termica totale tra il modulo e l'ambiente esterno per la parte posteriore del modulo. Questi coefficienti vengono calcolati in funzione delle resistenze termiche descritte nel modello e hanno la seguente espressione (in $W/m^2°C$):

$U_{front} = 1/R1 = 1/\{ 1/(\alpha;cv,o + \alpha;irr,o)\} = (\alpha;cv,o + \alpha;irr,o) = Ho$ **(eq. 6)**

$U_{glas} = 1/R2 = \lambda g/\delta g$ **(eq. 7)**

$U_{back} = 1/R3 = 1/\{ (1/(\alpha;cv,u + \alpha;irr,u)) + (\delta p / \lambda p)\} = 1/\{(1/ Hu) + (\delta p / \lambda p)\}$ **(eq. 8)**

Inoltre è necessario distinguere tra Ho della parte anteriore del modulo (front) e Hu della parte posteriore del modulo (back), in quanto nel primo caso il modulo è rivolto verso il cielo, mentre nel secondo caso verso il basso, ossia il terreno sottostante.

Onde poter concretamente utilizzare le equazioni (1) e/o (2) per il calcolo di T_c, è necessario conoscere in anticipo i coefficienti di convezione e di irraggiamento **(α;cv +α;irr)** che compaiono in U_{front} e U_{back}. Nella realtà questi coefficienti, oltre a non essere costanti, dipendono da diversi fattori (vento, emissività dei materiali, inclinazione del modulo, condizioni meteo, ecc..) e non sono facili da determinare con precisione. Inoltre, in quest'ambito, vi è una moltitudine di formule proposte dalla letteratura specifica che si basano su dati sperimentali e spesso presentano importanti divergenze nei risultati. Per contro, il coefficiente **Hu** che compare in U_{back} (quindi per un flusso di calore verso il basso, parte posteriore del modulo), presenta oscillazioni assai meno forti che non **Ho**, in quanto quest'ultimo caratterizza gli eventi di convezione ed irraggiamento della parte di modulo che guarda verso il cielo (qui giocano un ruolo importante la temperatura del cielo, nuvolosità, eventi misti tra convezione forzata e naturale, vento, ecc.) ed è decisamente più esposta alle condizioni meteorologiche che non la parte posteriore. Essendo conosciuta la temperatura del vetro (misurata), è sufficiente una delle due equazioni per il calcolo di Tc. Sulla base di diverse verifiche eseguite, si è potuto constatare che utilizzando l'eq. (2) (dove compare solo U_{back}) e assumendo per **Hu** un valore medio di **6 – 7 W/m^2°C**, come proposto dalle norme SIA e dalla maggior parte della letteratura specifica, si commette un errore di calcolo che è minore che non utilizzando l'eq. (1) dove compare U_{front}. Sulla base di quanto esposto è possibile stendere la seguente espressione:

$$A*G2 = A^* (\tau\alpha) *Gg = A^* U_{back} (Tc - Ta) + A*U_{glas} (Tc - T_{glas}) + A*Pel \quad \textbf{(eq. 9)}$$

Eliminando la superficie A del modulo dall'equazione, e dopo alcuni passaggi di calcolo si ottiene per la temperatura della cella (T_c) la seguente espressione lineare:

$$Tc = \{(Ta^* U_{back}) + (T_{glas} * U_{glas}) + ((\tau\alpha)*Gg - Pel)\} / \{ U_{back} + U_{glas} \} \quad \textbf{(eq. 10)}$$

Tale formula mette in relazione tutti gli elementi chiave che determinano la temperatura della cella, quali i parametri termici del PV, la temperatura del vetro di copertura misurata, l'irraggiamento istantaneo incidente e la potenza elettrica Pel erogata dal modulo. L'espressione per Tc presuppone però la conoscenza di Pel erogato durante il tempo considerato, elemento che deve pure essere misurato oppure, dove possibile, stimato per mezzo di modelli appropriati (in funzione di Ta e Gg, vedi anche relazione tecnica).

3.2.4.2 Validità del modello e confronto con la campagna di misure

Nel seguente paragrafo il modello viene esaminato più a fondo e confrontato con la campagna di misure effettuata. Il confronto viene eseguito con la serie di dati ottenuti per il giorno 18.11.99, dalle ore 9:00 fino alle 14:30, giornata di bellissimo tempo con irraggiamenti globali istantanei Gg incidenti sul modulo fino a 960 W/m2. Durante la campagna di misurazione è stato registrato un dato ogni minuto. Visto la bellissima giornata, *per il calcolo di Tc è stato assunto che la radiazione globale misurata corrisponda nella sua totalità ad un irraggiamento diretto (calcolo del prodotto ($\tau\alpha$) in funzione dell'angolo d'incidenza)*. Durante il periodo di misurazione il modulo PV non ha prodotto alcuna potenza elettrica (quindi Pel = 0), aspetto che ha permesso di verificare in modo ottimale le modalità di dispersione termica dello stesso (raggiunto l'equilibrio, tutto la potenza solare assorbita viene dispersa sotto forma di calore).

Per il confronto dei dati misurati con quelli calcolati è stato determinato, per le misure, un valore medio ogni intervallo di 10 min. Per ciascun intervallo, conoscendo l'inclinazione del modulo (β = **64°**) e la rispettiva posizione geografica, è stato calcolato l'angolo d'incidenza medio corrispondente alla radiazione solare misurata (a livello del modulo). Inoltre, per il modulo PV sono stati utilizzati, sulla base dei materiali che lo compongono, i seguenti parametri ottici e termici degli elementi:

- *coefficiente di conduzione termica del vetro di copertura: λg = 0.8 W/m°C (può variare per un vetro normale da 0.8 – 1.4 W/m°C, a seconda del tipo di vetro);*
- *coefficiente di estinzione del vetro ("water white"): K = 4 m^{-1}*

- *spessore del vetro di copertura: δg = 6 mm;*
- *coefficiente di conduzione termica dello strato plastico nella parte posteriore del modulo (tedlar): λp = ca. 0.4 W/m°C;*
- *spessore dello strato di copertura posteriore del modulo: δp = 2 mm;*
- *celle: moduli solution, grado di assorbimento stimato a ca. 0.9 - 0.95, in funzione dell'angolo d'incidenza della radiazione solare;*
- *è stato assunto un coefficiente Hu = (α;cv,u +α;irr,u) = 6 W/m^2°C (coefficiente di convezione ed irraggiamento lato posteriore del modulo).*

Sulla base dei parametri summenzionati sono stati determinati i coefficienti di trasmissione termica U_{back} = **5.83 W/m2°C** e U_{glas} = **135 W/m2°C**, nonché il prodotto **($\tau\alpha$)** per ogni intervallo di 10 min. Come temperatura di riferimento del vetro di copertura per i calcoli è stata adoperata la temperatura misurata $T_{glas,cop}$ (vedi cap. 3.2.3), ottenuta per mezzo di un sensore protetto dall'irraggiamento (scotch con film in alluminio).

Conoscendo l'irraggiamento istantaneo, sono stati ottenuti i risultati illustrati nella tabella 3.2.23 per la temperatura della cella (**Tc,calc**), messi direttamente a confronto con la temperatura della cella misurata **Tc,mis**:

Ora (h)	Irragiamento (W/m2)	vento (m/s)	Taria (°C)	Tglas,cop (°C)	Tc,mis (°C)	Tc,calc (°C)	Tcalc-Tcmis (°C)	Tc;calc-Tglas,cop (°C)	Tc,mis-Tglas,cop (°C)
9:10	610	0.6	2.39	14.14	16.48	17.24	0.76	3.09	2.34
9:20	645	0.5	3.28	20.82	23.13	23.89	0.76	3.08	2.31
9:30	685	0.2	4.18	25.94	28.25	29.09	0.84	3.15	2.32
9:40	720	0.4	4.66	29.97	32.27	33.19	0.92	3.22	2.30
9:50	751	0.4	4.80	32.36	34.78	35.69	0.91	3.33	2.42
10:00	784	0.3	5.10	34.00	36.77	37.49	0.72	3.49	2.77
10:10	813	0.5	5.94	35.58	38.54	39.22	0.68	3.64	2.96
10:20	842	1.0	6.63	36.97	40.08	40.78	0.70	3.81	3.11
10:30	865	1.5	7.47	37.86	40.96	41.81	0.85	3.95	3.10
10:40	884	2.2	7.22	36.11	39.45	40.26	0.81	4.15	3.34
10:50	906	2.0	7.41	35.00	38.69	39.35	0.66	4.35	3.69
11:00	907	0.7	8.07	36.01	39.71	40.36	0.66	4.35	3.70
11:10	939	1.4	9.34	38.71	42.81	43.21	0.40	4.50	4.11
11:20	937	3.7	8.63	35.46	39.49	40.06	0.57	4.60	4.03
11:30	941	1.8	8.53	33.57	37.93	38.27	0.34	4.69	4.36
11:40	960	1.1	8.99	36.47	40.89	41.17	0.28	4.71	4.42
11:50	916	1.0	9.61	38.98	43.23	43.33	0.10	4.35	4.25
12:00	936	1.1	9.70	38.55	42.75	43.05	0.30	4.50	4.20
12:10	953	1.0	10.15	39.68	44.06	44.27	0.21	4.58	4.38
12:20	959	0.8	10.17	40.32	44.64	44.91	0.27	4.59	4.32
12:30	861	0.4	9.24	36.72	40.64	40.82	0.18	4.10	3.92
12:40	958	0.5	10.25	41.94	46.08	46.45	0.36	4.51	4.15
12:50	944	0.7	10.99	42.31	46.58	46.74	0.16	4.43	4.27
13:00	920	1.1	11.05	40.93	45.27	45.26	-0.01	4.33	4.34
13:10	745	0.9	9.76	35.44	38.97	38.87	-0.10	3.43	3.53
13:20	690	0.9	10.78	36.64	39.95	39.71	-0.23	3.08	3.31
13:30	664	0.7	10.49	33.60	36.72	36.62	-0.10	3.02	3.12
13:40	531	0.6	10.26	31.91	34.43	34.18	-0.25	2.28	2.52
13:50	390	0.4	10.26	27.97	29.68	29.56	-0.12	1.59	1.71
14:00	314	0.7	9.92	24.15	25.44	25.42	-0.02	1.27	1.29
14:10	302	0.5	9.77	21.78	23.02	23.07	0.05	1.29	1.24
14:20	241	0.8	9.87	20.22	21.18	21.05	-0.12	0.84	0.96
14:30	207	0.6	9.33	18.31	19.10	19.17	0.07	0.86	0.79

Tabella. 3.2.23: confronto dei risultati di calcolo per Tc con i dati misurati al 18.11.99, un valore medio ogni 10 min (9:10 significa quindi il valore medio compreso tra le ore 9:00 e le ore 9:10)

Legenda Tabella. 3.2.23:
Tglas,cop = temperatura media misurata sulla sup. del vetro di copertura
Taria = temperatura dell'aria
Tc,mis = temperatura della cella misurata
Tc,calc = temperatura media della cella calcolata con il modello della formula 1
Tc,calc – Tc,mis = differenza fra la temperatura della cella calcolata e quella misurata.
Tc,calc – Tglas,cop = diffezenza fra la temperatura della cella calcolate e quella del vetro di copertura.
Tc,mis – Tglas,cop = differenza fra la temperatura della cella misurata e quella del vetro di copertura.

Il confronto delle temperature Tc,mis con quelle calcolate Tc,calc mostra in genere dei buoni risultati. In ordine di grandezza, la differenza varia, in senso assoluto, fino ad un massimo di 0.85°C. Come si può notare, la temperatura del modulo e delle componenti del *modulo* rispondono assai velocemente ai cambiamenti dell'intensità dell'irraggiamento, indice della bassa inerzia termica del modulo PV. In analogia con quanto misurato, le differenze di temperatura tra il vetro di copertura e la temperatura della cella calcolata si situano attorno a 0.9°C fino ad un massimo di ca. 4.7°C. Durante la campagna di misura è stata inoltre misurata anche la velocità del vento, la quale è piuttosto debole, situandosi in media attorno a valori di 0.4m/s – 2 m/s, con un'unica eccezione di 3.7 m/s tra le ore 11:10 e 11:20.

La Grafico 3.2.24 indica l'andamento delle temperature Tc misurate e calcolate e della corrispondente radiazione solare istantanea in funzione del tempo; qui ancor meglio si può notare la buona collimazione dei dati misurati con quelli calcolati.

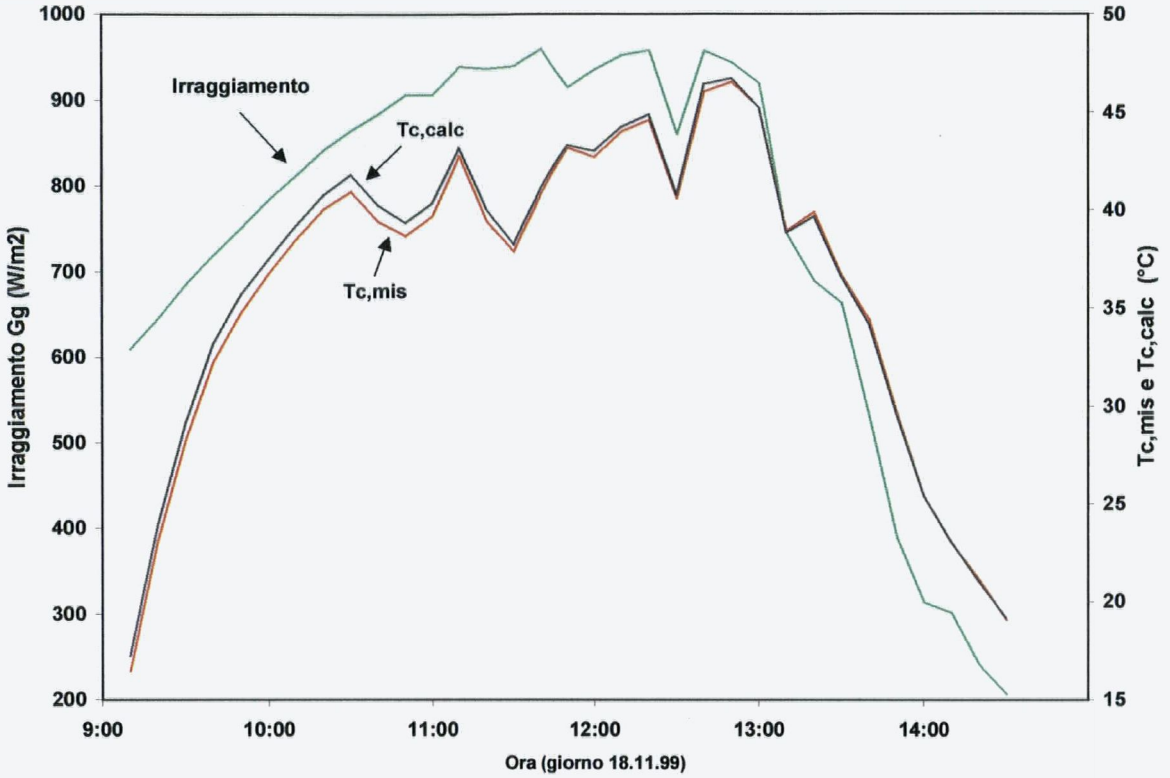


Grafico 3.2.24: Tc,calc, Tc,mis e Gg in funzione del tempo

E' importante ricordare che la qualità dei risultati dipende ovviamente anche dalla qualità dei parametri utilizzati nel modello di calcolo. In questo senso sono molto importanti i parametri termici dei materiali che compongono il modulo, ossia il valore di conducibilità termica e lo spessore degli elementi, in quanto questi fissano direttamente le grandezza delle resistenze termiche indicate in Figura 3.2.22.

3.2.4.3 Conclusioni

Con l'espressione matematica indicata in eq.10 è possibile ottenere una buona approssimazione della temperatura (media) della cella, utilizzando come riferimento la temperatura del vetro di copertura, la temperatura dell'aria e l'irraggiamento. Presupposto è che siano conosciuti con sufficiente precisione le caratteristiche termiche e tecniche dei materiali che compongono il modulo. Questi possono essere stimati oppure richiesti presso il fabbricante.
E' consigliabile lavorare con valori medi delle misurazioni su un intervallo di ca. 10 min., la regressione lineare così ottenuta dovrebbe riprodurre la temperatura Tc,calc (media) con un errore sistematico inferiore a +/- 1 °C.
Un errore di +/- 1 °C non ha influssi rilevanti sulla potenza elettrica Pel del modulo; il fatto che nel modello venga considerata una situazione stazionaria e che venga trascurata la capacità termica dei moduli non sembra avere influssi rilevanti sui risultati.
Per moduli montati su tetti, nella resistenza elettrica equivalente R3 della Figura 3.2.22 (parte posteriore del modulo) devono essere considerate anche le caratteristiche materiali che compongono il tetto e come temperatura dell'aria deve essere presa quella interna al locale coperto dal tetto.
Un'altra applicazione interessante del modello è data per moduli muniti di isolazione. L'effetto dell'isolazione sulla temperatura della cella può essere verificato introducendo nella resistenza termica R3 della Figura 3.2.22 anche le caratteristiche dell'isolazione (tipo, spessore, ecc.). Ciò permetterebbe di studiare meglio l'effettivo beneficio apportato dall'isolazione sulla produzione elettrica per un modulo con moduli amorfi.

Riferimenti bibliografici:

[1] Solar Engineering of thermal processes, John A. Duffie, A. Beckman, Wiley Interscience
[2] Termische Solaranlagen, Nikolai Khartchenko, Springer Verlag
[3] Ingegneria solare, M. Cucumo e V. Marinelli, Pitagora editrice Bologna
[4] Dissertazione "An Energy Modell For Hybrid Photovoltaic Building Facades", J.J Bloem, R. Versluis and E.D. Dunlop.
[5] Thermodinamica e trasmissione del calore Yunus A. Cengel, Mc Graw Hill.

3.3 *Curve I-V in condizioni reali*

3.3.1 Introduzione

Il comportamento elettrico dei moduli fotovoltaici in condizioni ambientali reali è influenzato da molteplici parametri: principalmente da irraggiamento e temperatura, e secondariamente da angolo di incidenza della componente diretta dell'irraggiamento e cambiamenti nello spettro solare.
Le caratteristiche elettriche dei moduli subiscono un degrado non indifferente durante il primo periodo di esposizione (vedi cap. precedente).
Allo scopo di osservare l'evoluzione del degrado e per effettuare le future misure della resa energetica (Energy Rating) è stato messo a punto un sistema per la misura della caratteristica corrente-tensione dei moduli PV e per l'estrapolazione alle condizioni @STC oltre al simulatore solare indoor. Il sistema di misura è servito pure per delle misure di impianti di terzi.

Il sistema consiste in un carico elettronico ad un quadrante, collegato ad una carta di acquisizione dati PCMCIA (National, DAQCard 1200). Il software è programmato in LabVIEW.

3.3.2 Metodo di misura (IVAQ.vi).

Il sistema di misura IVAQ comprende un carico elettronico formato da un MOSFET di potenza comandato in tensione e dall'elettronica per la misura della tensione, della corrente, delle temperature (temperatura ambiente e temperatura sul retro del modulo) e dell'irraggiamento (ESTI-sensor e CM11).

La carta di acquisizione dati PCMCIA permette una velocità di scansione di 50kS/s con una precisione di 12 bit sulla gamma ("range") di misura. Le gamme di misura sono adattabili, via software e PGA ("Programmable Gain Amplifier"), ai parametri del modulo.

Il software è stato sviluppato con la programmazione grafica di LABView.

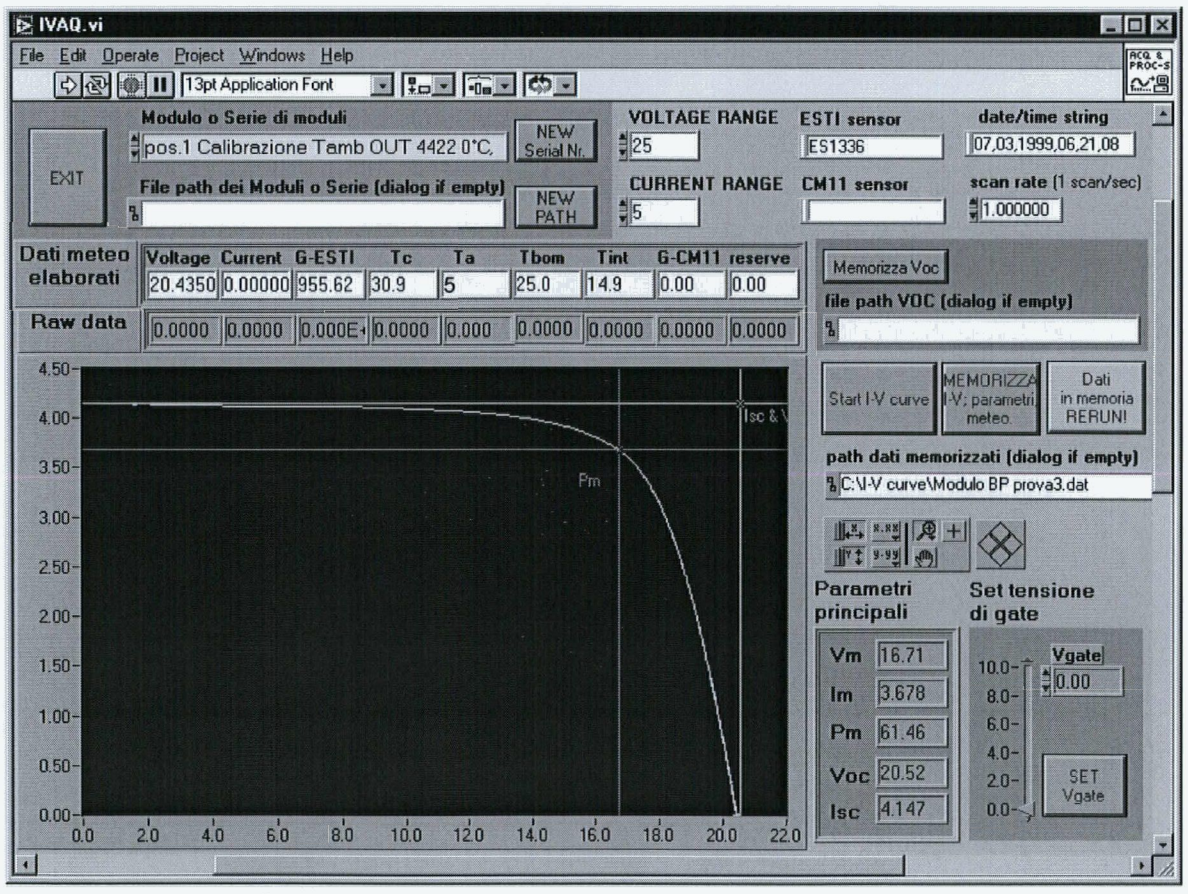


Figura 3.3.1: Finestra principale del programma di acquisizione della caratteristica corrente-tensione di un modulo o di una serie.

L'estrapolazione dei dati di un modulo alle condizioni @STC necessita, per il calcolo dei parametri D e b, della misura della tensione a vuoto Voc durante condizioni di irraggiamento differenti (vedi più sotto: "Correzioni @STC").
I dati vengono in seguito elaborati nel programma APROX.vi, pure realizzato in LABView.

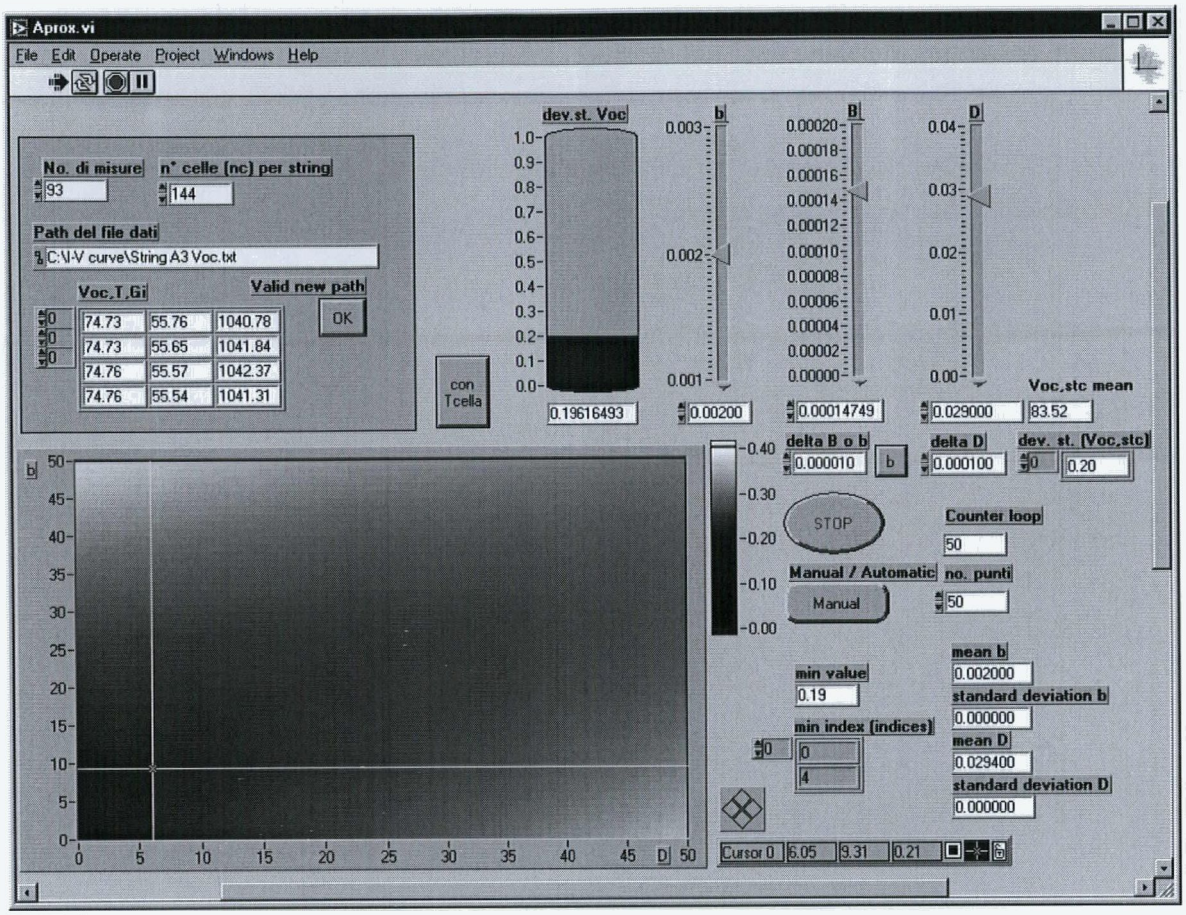


Figura 3.3.2: Finestra principale di analisi APROX.vi dei dati misurati di Voc.

IVAQ: Sistema di misura per l'acquisizione della caratteristica corrente-tensione (I-U) di moduli o serie di moduli PV.

APROX: Software per la determinazione dei coefficienti D, β e b partendo dalla misura della tensione a circuito aperto (Voc) dei moduli basato sul principio della minimizzazione della deviazione standard della correzione @STC.

3.3.3 Correzioni @STC: (APROX.vi)

Dalle caratteristiche corrente-tensione dei moduli misurate è possibile determinare i diversi parametri dei moduli. Se l'irraggiamento e la stabilità termica è sufficiente è possibile risalire alle condizioni @STC. Per l'estrapolazione @STC viene utilizzato il metodo sviluppato ad Ispra chiamato metodo "Blaesser"[14]. In questo metodo la tensione u_n in ogni punto misurato (i_n,u_n) subisce una traslazione DV mentre la corrente i_n subisce un rapporto. I fattori di conversione specifici del sistema PV (b, D) misurato devono essere determinati precedentemente. La sequenza delle misure e delle formule da applicare è la seguente:

1) Bisogna effettuare diverse misure di Voc a diversi istanti (per ogni serie o gruppo di serie), acquisendo così un certo numero di punti (V_{ocmis},G). Le misure saranno effettuate possibilmente anche a bassi valori di G.
   N.B: $G=I_{ref.\ stc}/I_{ref.\ inst}$ = G non corretto in temperatura per la misura con una cella di riferimento ESTI-sensor.

[14] G. Blaesser and W. Zaaiman, On-site power measurement on large PV arrays, 10th European PV Solar Energy Conference, Lisbon, 1991.

2) Si esprime in seguito $V_{oc\ stc}$ (V_{oc} corretto) in funzione di D, B, e b secondo la formula seguente:

$$V_{oc\ stc} = V_{oc\ mis} + DV \qquad (1)$$

$$\text{dove } DV = D * \ln (G_{STC}/G) + B*G + b*(T_a-25) \text{ [V]}$$

D=Vt * n° celle in serie [V]
B: coeff. $\Delta V=f(G)$ [V/W/m2]
b: coeff. di temperatura (Voc) [V/°C] = $\beta*n$

Significato e valori tipici:
n = n° celle in serie
Vt = "coeff. Tensione termica" * "fattore non ideale" $\cong$ 25mV/cella * 1.5 = **38mV/cella**
B = nc * β * dT/dG = nc * β * (NOCT-20)/800 $\cong$ 2.2 mV/°C.cella * 0.03 °C/W/m^2 = **0.066 mV/(W/m^2).cella**
b = β * n $\Rightarrow$ $\beta \cong$ **2.2 mV/°C.cella**

I coefficienti D, B e b sono compresi entro determinati limiti fisici. I vari $V_{oc\ stc}$ calcolati devono essere, teoricamente, uguali. Bisogna aggiustare i coefficienti D, B e b in modo che la somma delle deviazioni standard dei V_{ocstc} calcolati risulti minimizzata (ciò viene effettuato mediante il programma APROX.vi in modo visivo). È pure possibile utilizzare altri algoritmi per la risoluzione numerica di sistemi "sovra determinati" come per esempio il metodo delle approssimazioni successive. Determinando numericamente D, B e b risulta quindi **DV=f (G,Ta)**.

Normalmente si ha la possibilità di registrare invece di Ta; il termine DV si semplifica e in particolare non è più necessario determinare B che rappresenta la relazione tra Ta e Tc in funzione di G, ma solo b e D. Il termine DV in questo caso diventa:

$$DV = D * \ln (G_{STC}/G) + b*(Tbom-25)$$

3) Ogni punto della curva va in seguito corretto nel modo seguente:

$$I_{stc} = I_{mis} * G_{STC}/G \qquad (2)$$
$$V_{stc} = V_{mis} + DV(G,T) \qquad (3)$$

Osservazioni:
Il punto di massima potenza (Pm op. $P_{max\ mis}$) non può essere corretto usando le formule (2) e (3), ossia: $(I_{max\ mis}\ ;\ U_{max\ mis})_{corr.\ stc} \neq (I_{corr.\ stc},\ U_{corr.\ stc})_{max} = P_{max\ stc}$, cioè il punto di massima potenza @STC non corrisponde al punto che si ottiene correggendo @STC il massimo misurato. Ciò è dovuto al fatto che correggendo la curva la sua forma cambia leggermente (il FF cambia): infatti la curva subisce una traslazione orizzontale ($U_{corr}=U_{mis}$ + DV) ma non verticale ($I_{corr}=I_{mis}$ * kG)!!
Le correzioni della corrente dovute alla differenza di temperatura -tra campo PV e sensori- possono essere trascurate. Infatti anche "grosse" differenze di temperatura (dell'ordine di grandezza di 10°C) tra $T_{b.o.m\ campo\ PV}$ e $T_{cella\ rif.}$ (es. Esti Sensor) implicano un errore inferiore al 1%. Tuttavia, la correzione della corrente secondo la formula (2) tiene conto sia dell'irraggiamento che della temperatura del campo PV, visto che G non è corretto in temperatura.

3.3.4 Misura outdoor di un modulo alle condizioni @STC

Nel novembre 1999 sono state effettuare alcune misure in condizioni meteorologiche prossime a quelle definite @STC (1000W/m^2, 25°C, AM1.5). L'irraggiamento era mediamente di 968W/m2 e la temperatura dei moduli Tbom era, in condizioni di stabilità termica, di 32°C e la temperatura dell'aria di 9.4°C

Un modulo PL800 è stato dapprima misurato indoor a Ispra @STC con i seguenti risultati:

Pm = 62.0 W @STC
Isc = 4.14 A @STC
Voc = 21.1 V @STC

Le misure outdoor sono avvenute quando la temperatura del modulo (Tbom) in condizioni di stabilità termica era superiore a 25°C, di conseguenza è stato applicato il sistema di correzione in funzione della temperatura descritto nel capitolo 3.3.3 precedente.

Le misure di Voc a differenti irraggiamenti hanno permesso di definire il fattori b e D secondo la procedura indicata nel capitolo 3.3.3, con i seguenti risultati:

b = -2.697 mV/°C.cella
D = 0.016633 V/cella

Per ottenere dei valori prossimi alla temperatura a condizioni @STC è stato oscurato il modulo e al momento dell'esposizione sono state effettuate una serie successiva di scansioni della curva I-V fino al raggiungimento della stabilità termica. Le scansioni della caratteristica corrente – tensione sono avvenute di conseguenza durante una fase termica dinamica. In totale sono state registrate outdoor una serie di 60 curve I-V.

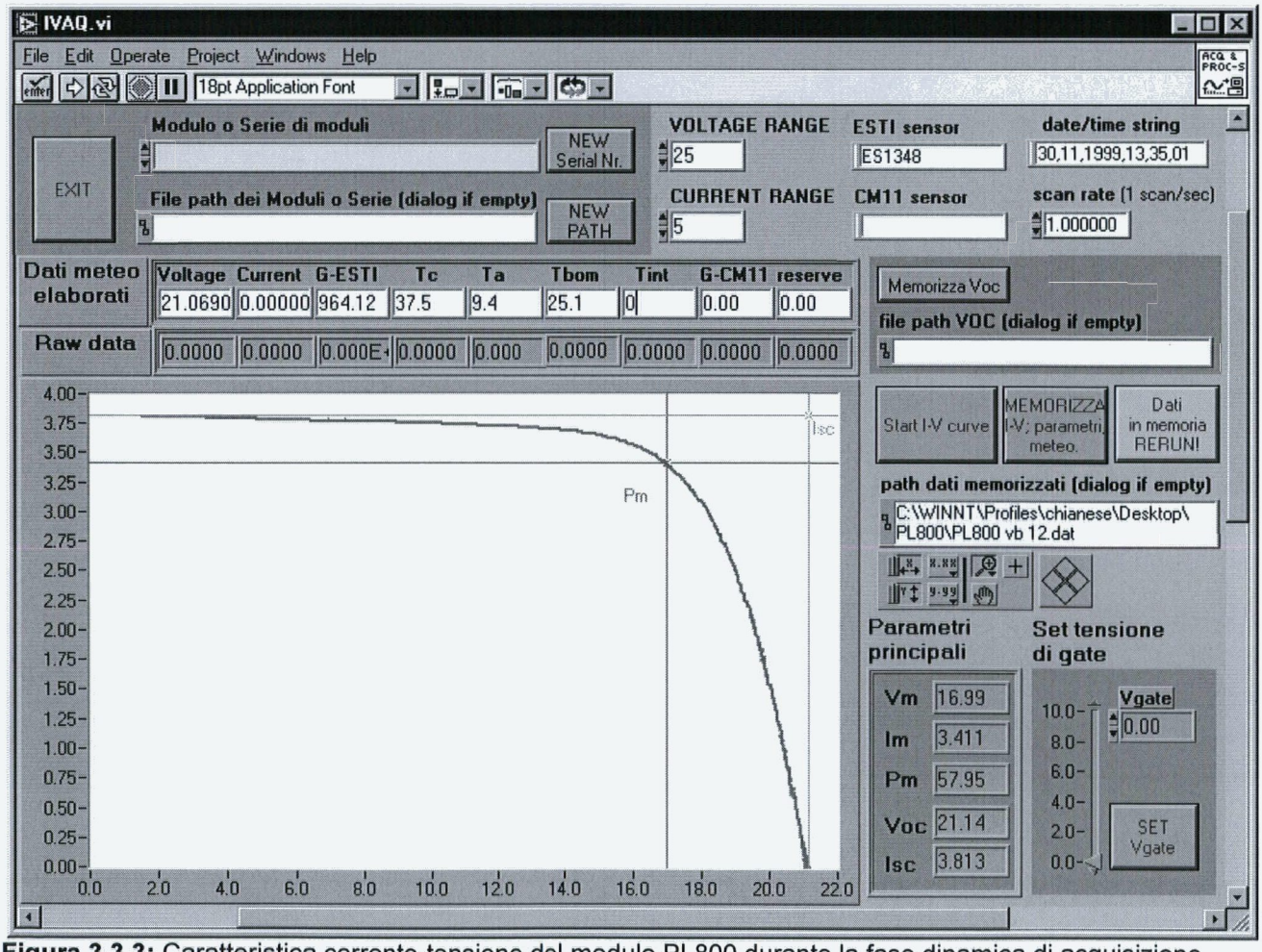


Figura 3.3.3: Caratteristica corrente-tensione del modulo PL800 durante la fase dinamica di acquisizione.

Il risultato, estrapolato alle condizioni @STC, della caratteristica misurata con Tbom a 25.1°C da come risultato:

Pm = 60.23 W @STC
Isc = 3.95 A @STC
Voc = 21.17 V @STC

Il risultato è inferiore del –2.8% rispetto al valore misurato @STC ad Ispra. Considerando che la temperatura Tc è, a 1000W/m2, 4°C superiore rispetto a Tbom essa provoca una differenza del circa 4x0.5%= 2%.
La differenza di Pm_{indoor} rispetto a $Pm_{outdoor}$ risulta, quindi, nel margine d'errore di $\varepsilon Pm_{indoor} = \pm 2\%$.
Le misure durante due fasi complete in regime transitorio con complessivamente 60 curve I-V, estrapolate @STC, mostrano una buona stabilità dei risultati pure in fase transitoria (vedi grafico 3.3.4).

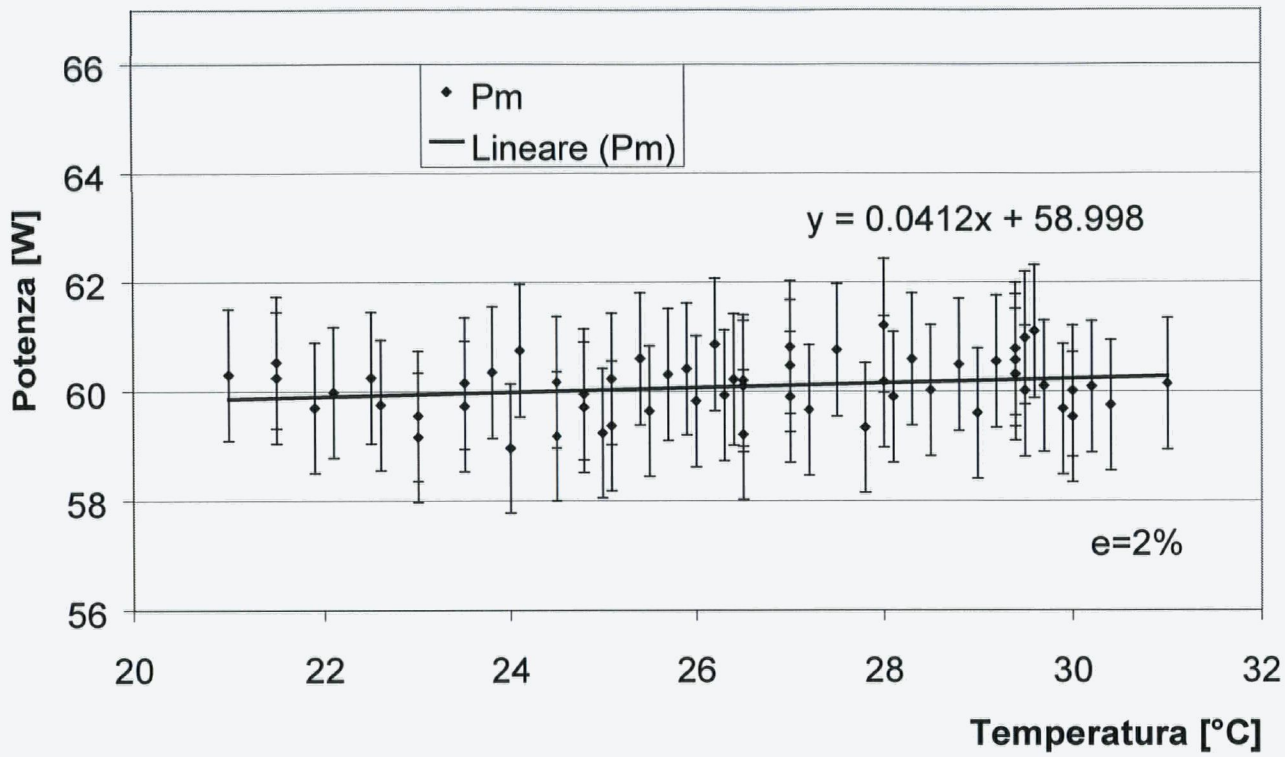


Grafico 3.3.4: Potenza (Pm) estrapolata @STC durante due fasi complete transitorie.

Le misure indicano chiaramente che si deve tenere conto della differenza di temperatura tra Tc e Tbom oppure è necessario misurare direttamente la temperatura della cella Tc applicando il sensore direttamente sul retro delle celle dopo aver perforato il retro del modulo.

3.4 *Verifica dell'effetto dell'alta tensione*

3.4.1 Introduzione

Nel corso dello svolgimento dei test secondo la prima procedura di collaudo, i moduli erano sottoposti ad una tensione di 1.2kV tra cornice e parte attiva del modulo. Per determinare se il degrado **iniziale** della caratteristica corrente-tensione fosse dovuto alle condizioni limite di alta tensione è stato effettuato un test di controllo e confronto.
Sei (6) moduli standard (Siemens SM50) con celle al silicio monocristallino, laminate vetro-EVA-Tedlar, sono state esposte in condizioni meteorologiche analoghe ma a tensioni, tra cornice e parte attiva del modulo, differenti. La tensione continua applicata corrisponde alla tensione in cui si troverebbe un modulo posto all'estremo di una serie.
I moduli sono stati esposti a partire dal 15 giugno 1998 secondo le seguenti ripartizioni delle tensioni:

0 Vdc; 300 Vdc; 600 Vdc; 900 Vdc; 1200 Vdc; 1800 Vdc.

Le caratteristiche elettriche dei moduli sono state misurate più volte @STC durante i primi mesi di degrado.

3.4.2 Risultati delle misure

La diminuzione della potenza @STC osservata mostra che non esiste una correlazione diretta tra il degrado del modulo e la tensione applicata. La potenza misurata @STC diminuisce tra -5. 5% e –7.5% (grafico 3.4.1). Gli errori di misura corrispondono a quelli descritti nel capitolo 3.1.

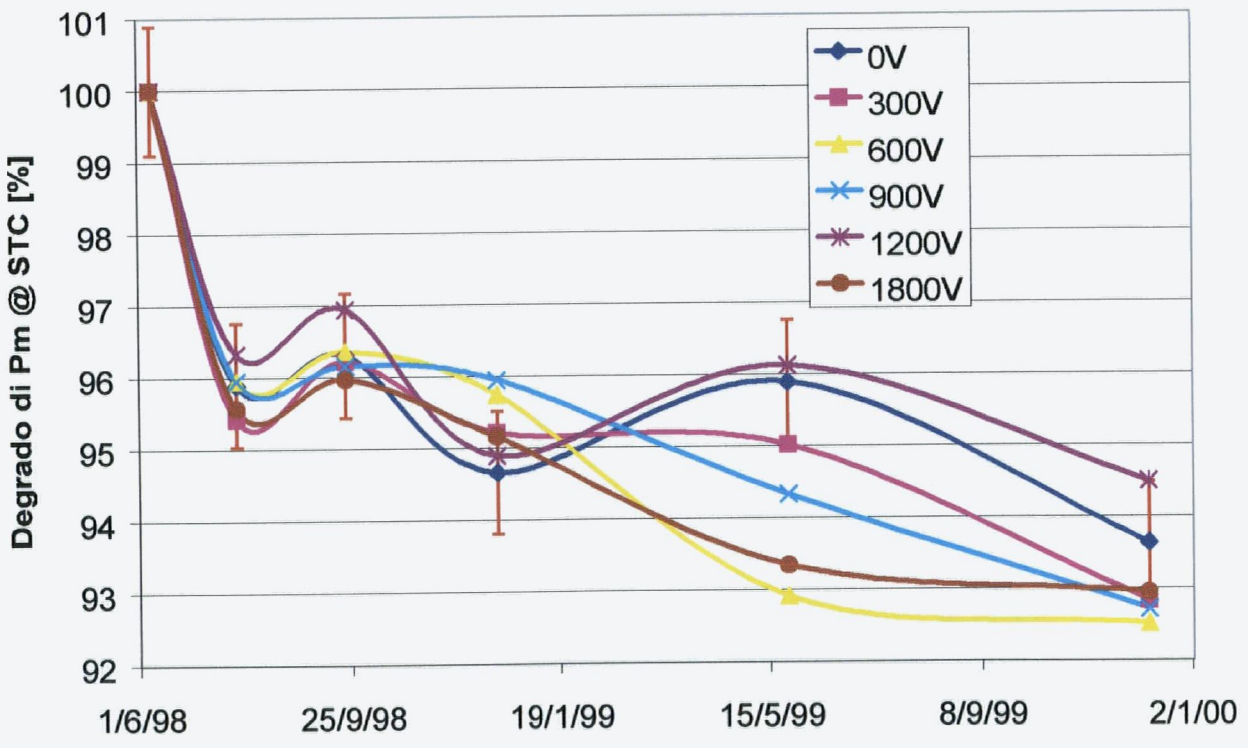


Grafico 3.4.1: Diminuzione normalizzata (P2/P1) della potenza misurata @STC (precisione di ripetitività ±0.85%).

La tendenza della potenza di tutti i moduli esposti corrisponde ad un forte degrado iniziale nel primo mese di esposizione, seguito da un ulteriore leggero degrado nel corso dell'anno e mezzo successivo.

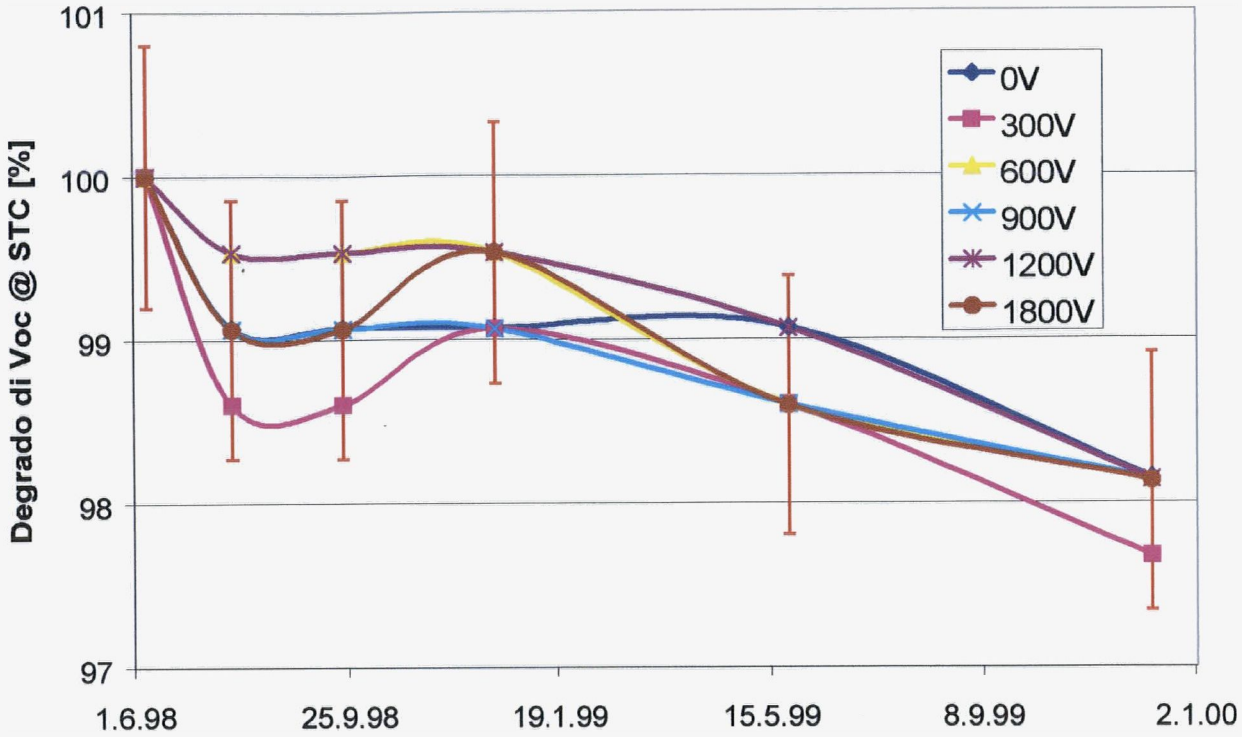


Grafico 3.4.2: Diminuzione normalizzata della tensione a vuoto (Voc) misurata @STC (precisione di ripetitività ±0.8%).

La diminuzione iniziale della tensione a vuoto (Voc) può arrivare a 1.5% e dopo un anno e mezzo d'esposizione è attorno al 2%.

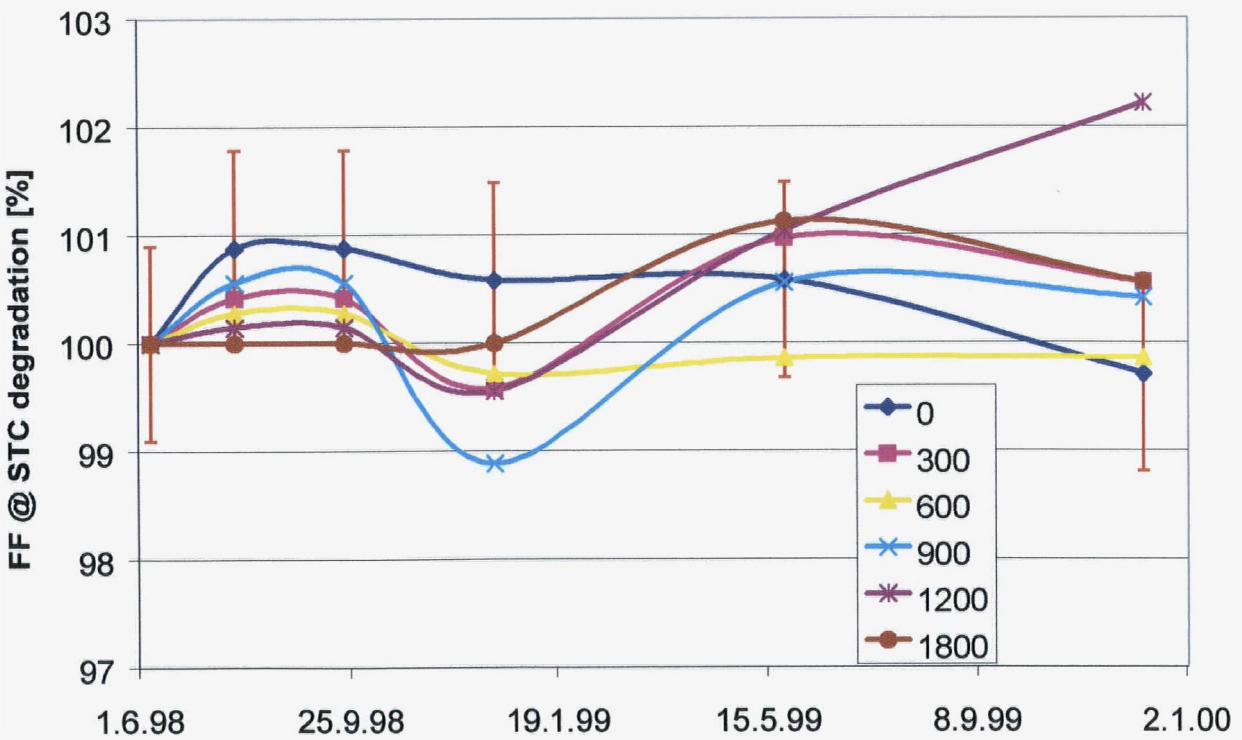


Grafico 3.4.3: Diminuzione normalizzata del fattore di riempimento (Fill Factor: FF) misurato @STC.

L'evoluzione del fattore di riempimento presenta un andamento influenzato pure dalla precisione di misura. A parte un modulo il Fill Factor rientra nei limiti di precisione della misura.

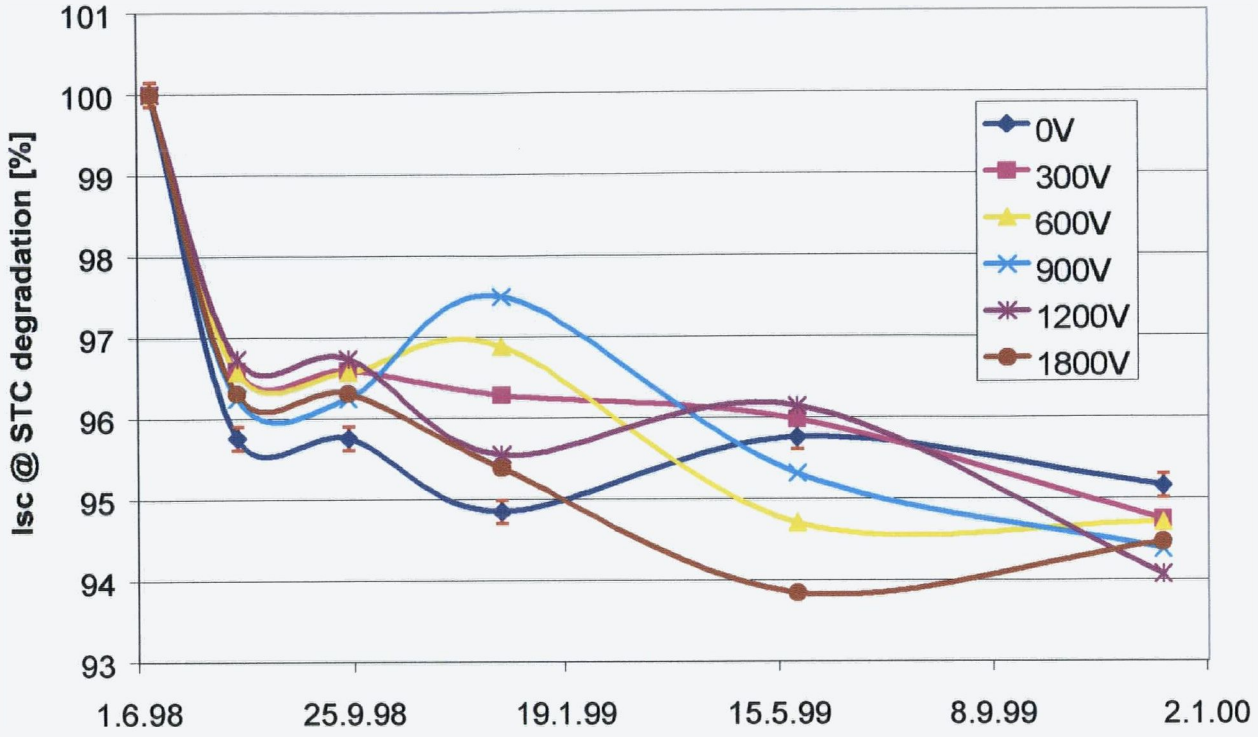


Grafico 3.4.4: Diminuzione normalizzata della corrente di cortocircuito (Isc) misurata @STC (precisione di ripetitività ±0.15%).

Il degrado iniziale della corrente di cortocircuito si situa tra il –3.3% e il –4.3% del valore iniziale. Dopodiché la corrente di cortocircuito subisce un'ulteriore degrado tra il –2.7% e il –0.6% nel corso dell'anno e mezzo seguente.
La diminuzione della potenza è da imputare principalmente alla diminuzione di Isc e in misura minore a Voc. La diminuzione di Isc potrebbe essere dovuto alla diminuzione di transmittanza del composto "vetro-EVA".

L'andamento del degrado non sembra comunque influenzato, per il momento, dall'applicazione o meno di una tensione elevata tra la parte attiva del silicio e la cornice per cui si può concludere che:

Non esiste, a corto termine, una correlazione visibile tra il degrado e la tensione di sistema applicata.

Dalle curve sovraesposte si nota pure che il degrado avviene durante il primo mese di esposizione. Per osservare la dinamica e i tempi di degrado dei moduli cristallini è necessaria una sequenza di misure @STC più ravvicinata durante il primo periodo di esposizione dei nuovi moduli.

3.5 *Analisi di moduli per terzi*

3.5.1 Introduzione e descrizione dei moduli

Nel corso del gennaio 1997 il LEEE-TISO aveva già fornito una consulenza tecnica all'azienda elettrica di Buchs (EWB) per la progettazione di un impianto fotovoltaico. Si trattava di un impianto di ca. 30kWp che l'EWB intendeva realizzare sopra di un laghetto situato a Buchs, a 1076 m.s.m. L'impianto è stato ultimato nel maggio 1998.
Al LEEE-TISO è stato chiesto di collaudare un campione di 3 moduli prelevati da questo impianto.
Per questi 3 moduli la misura della curva I-V era già stata effettuata da Siemens Solar GmbH (München) nel novembre del 1997.

Tipo di modulo: Siemens SM110, m-Si			
Pm @STC = 110 W	Im @STC = 3.15 A	Isc @STC = 3.45 A	Dim 1316x660x40 [mm]
Pm min @STC = 100 W	Vm @STC = 35.0 V	Voc @STC = 43.5 V	Peso = 11.5 kg

Tabella 3.5.1: Dati forniti dal fabbricante

3.5.2 Misura della curva I-V @STC

Le tabelle 3.5.2, 3.5.3 e 3.5.4 permettono di confrontare le misure dei parametri elettrici dalla Siemens e dall'ESTI di Ispra.

Misurato da	**Condizioni di misura**	**Pm [W]**	**Im [A]**	**Vm [V]**	**Isc [A]**	**Voc [V]**	**FF [%]**	**η mod [%]**	**η cella [%]**
Siemens 26/11/1997	Laboratorio @STC	110.89	3.20	34.67	3.53	43.84	71.55	13.01	14.74
ESTI Ispra 17/03/1998	Laboratorio @STC	104.0	3.06	34.1	3.33	43.3	72.2	12.0	13.9

Tabella 3.5.2: Modulo 1, n° serie 4797A0315 (AAK51): dati elettrici misurati

Misurato da	**Condizioni di misura**	**Pm [W]**	**Im [A]**	**Vm [V]**	**Isc [A]**	**Voc [V]**	**FF [%]**	**η mod [%]**	**η cella [%]**
Siemens 26/11/1997	Laboratorio @STC	115.29	3.33	34.63	3.61	44.22	72.30	13.53	15.32
ESTI Ispra 17/03/1998	Laboratorio @STC	108.0	3.11	34.9	3.41	43.7	72.9	12.5	14.4

Tabella 3.5.3: Modulo 2, n° serie 4797A0343 (AAK52): dati elettrici misurati

Misurato da	**Condizioni di misura**	**Pm [W]**	**Im [A]**	**Vm [V]**	**Isc [A]**	**Voc [V]**	**FF [%]**	**η mod [%]**	**η cella [%]**
Siemens 26/11/1997	Laboratorio @STC	108.14	3.05	35.44	3.51	44.01	69.92	12.69	14.37
ESTI Ispra 17/03/1998	Laboratorio @STC	103.0	2.97	34.6	3.34	43.3	71.0	11.8	13.7

Tabella 3.5.4: Modulo 3, n° serie 4797A0367 (AAK53): dati elettrici misurati

	Modulo 1, Δ P [%]	**Modulo 2, Δ P [%]**	**Modulo 3, Δ P [%]**	**Δ P medio [%]**
Differenza tra misure Siemens e ESTI	-6.2	-6.3	-4.8	-5.8

Tabella 3.5.5: Differenza tra le potenze misurate dai due enti citati

Osservazione 1:
La potenza media dei 3 moduli misurata ad Ispra è di 105.0 W.

Le misure della potenza effettuate al Centro di Ispra sono inferiori rispetto a quelle effettuate dalla Siemens, in media del 5.8 % (vedi tabella 3.5.5).
Tuttavia, **per tutti i moduli,** la potenza misurata a Ispra è **superiore al limite garantito di 100 W**.

Osservazione 2:
Anche le misure effettuate a Ispra confermano l'anomalia già riscontrata dalla Siemens nella curva I-V del modulo n° 3 (4797A0367). Ciò è dovuto ad una cella rotta, che provoca, in particolare, un basso valore della corrente Im. Questo modulo ha una potenza ed un FF inferiori rispetto degli altri due.

3.5.3 Produzione di energia

I tre moduli sono stati esposti, durante una decina di giorni, e collegati ad un inseguitore del punto di massima potenza MPPT (Maximal Power Point Tracker) e ad un contatore d'energia.
L'energia prodotta è stata quindi confrontata con quella dei moduli che si trovavano esposti sugli stand di misura in quel periodo. Il grafico seguente riporta il Performance Ratio (PR) e la temperatura ambiente media d'esercizio dei moduli esposti:

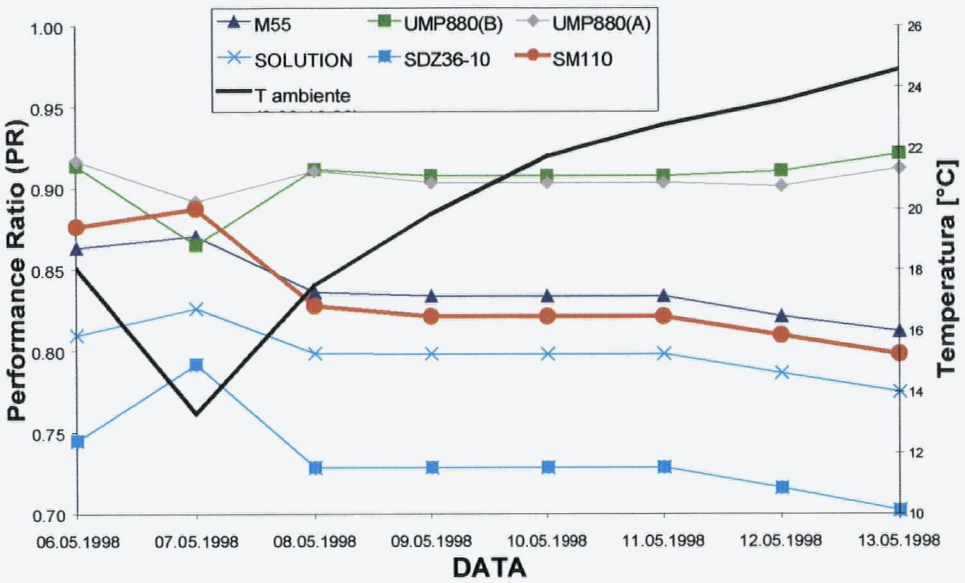


Grafico 3.5.6: Peformance Ratio dei diversi tipi di moduli e T ambiente

I moduli SM110 della ditta Siemens hanno avuto, durante il periodo di misura, un PR medio di 0.83; questo valore se paragonato con quello degli altri moduli risulta essere nella media.
I moduli M55 anch'essi della Siemens hanno avuto un andamento analogo.
Solo i due tipi di moduli amorfi (UPMP880 (B) e (A)) presentano un valore maggiore del PR, questo a causa dell'aumento della temperatura ambiente durante questo periodo che favorisce i moduli con cellule amorfe.

3.5.4 Termografie

I 3 moduli in esame sono stati analizzati con una camera termografica Thermovision 470.
In condizioni reali di funzionamento si è constatato che i moduli si riscaldano in modo omogeneo. Durante le riprese, la temperatura dei moduli variava da 45 a 46.5°C. Non sono stati individuati punti caldi ("hot-spots").

3.5.5 Ispezione visiva

Nel corso dell'ispezione visiva del modulo n° 3 (AAK53) è stata identificata una cella rotta. Più precisamente si tratta della 72-esima cella (ultima cella della serie, lato potenziale negativo) che presenta una fessurazione perpendicolare alla griglia di connessione, e lunga in totale 3.5 cm. La crepa è ben visibile anche ad occhio nudo. Il danno riscontrato su questa cella causa dell'irregolarità della caratteristica I-V, già descritta al capitolo 2.

3.5.6 Conclusioni

A) Le misure delle caratteristiche elettriche effettuate in laboratorio dai 2 istituti (Ispra, Siemens) differiscono tra di loro fino del 6.3 %. Tuttavia, per tutti e 3 i moduli, **la potenza misurata @STC risulta sempre superiore al limite garantito di 100 W**.

B) Anche le misure effettuate a Ispra e al LEEE-TISO evidenziano **l'anomalia** della curva I-V del modulo **n°3** (AAK53). **La 72-esima cella di questo modulo è infatti rotta**; essa presenta una fessurazione di ca. 3.5 cm.

C) La produzione d'energia normalizzata [Wh/Wp] dei 3 moduli SM110, dal 6 al 13 maggio, è simile a quella di altri moduli Siemens (M55), misurati durante lo stesso periodo. Il loro PR ("*Performance Ratio*") medio è stato del 0.83; questo valore, se paragonato a quello di altri moduli risulta essere nella media.

D) I 3 moduli, in condizioni reali di funzionamento, **si riscaldano in modo omogeneo**. Non sono stati individuati punti caldi ("hot-spots").

4 ANALISI DI SISTEMI FOTOVOLTAICI

4.1 Impianti PV collegati alla rete in Ticino

4.1.1 Presentazione degli impianti

Nel corso dei primi mesi del 1998 è stata effettuata la raccolta dei dati riguardanti gli impianti fotovoltaici collegati alla rete in Ticino. Lo scopo dello studio era: catalogare gli impianti esistenti ponendo l'accento sulle caratteristiche comuni, paragonare i principali dati di funzionamento ed individuare anomalie e/o malfunzionamenti. D'ora in poi il LEEE-TISO richiederà i dati di funzionamento annuali di tutti gli impianti per segnalare eventuali problemi e, in particolare, per evitare che impianti restino inoperativi per periodi prolungati.
I dati principali degli impianti fotovoltaici allacciati alla rete in Ticino sono raccolti nella tabella seguente:

Impianto, luogo	Potenza		N° mod.	Descrizione moduli			Posizionamento moduli		In funzione dal
	Imp.	Mod		Fabbri-cante	Tipo modulo	Tipo cella	Inclina-zione	Orienta-mento	
	[kW]	[W]					°	°	
TISO 10kW, Canobbio	9.32	37	252	Arco Sol.	Asi162300	m-Si	55	-6	13.05.82
TISO 4kW, Canobbio	2.88	30	96	Arco Sol.	G4000	a-Si	55	-6	03.05.88
Privato, Locarno	2.14	55	39	Siemens	M55	m-Si	45	0	1988
Privato, Brione s. Minusio	2.16	60	36	Solarex	MSX60	p-Si	45	0	1988
UBS, Lugano	2.88	48	60	Kyocera	LA361J48	p-Si	30	20	1990
UBS, Ascona	2.88	48	60	Kyocera	LA361J48	p-Si			1990
FFS, Giubiasco	22	100	220	Helios	H100F	m-Si	30	-42	1.92
SES, Locarno	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	30	0	1.92
Privato, Brissago	3	48	60	Kyocera	LA361J48	p-Si	38	45	2.92
AET, Monte Carasso	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	50	-5	05.02.92
OFIMA [1], Locarno	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	40	0	08.02.92
AIL, Lugano	3.18	53		Siemens	M55	m-Si	60	-18	8.92
Scuole Semine, Bellinzona	3.08	55	56	Siemens	M55	m-Si	40	0	8.92
Mark II, Riazzino	103.7	120	864	Solarex	MSX120Q	p-Si	45	15	11.92
Scuole comunali, Canobbio	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	50	0	16.11.93
Scuole comunali, Morbio Inf.	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	50	-20	14.12.93
Casa comunale, Lavertezzo	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	50	9	26.04.94
Scuole comunali, Locarno	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	50	-5	19.05.94
Municipio, Morbio Sup.	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	20	-20	09.09.94
Scuole comunali, Losone	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	50	0	15.09.94
Casa comunale, Giubiasco	3.18	53	60	Siemens	M55	m-Si	29	40	24.09.94
Scuole comunali, Magliaso	1.856	116	16	Siemens	S116	m-Si	90 [2]	0	30.11.95
Swisscom, Giubiasco	21.0	75	280	Siemens	M75S	m-Si	20	30	6.96
Privato, Monte Carasso	3.96	55	72	Siemens	M55	m-Si	45	0	15.01.97
Privato, Gravesano	1.1	55	20	Siemens	M55	m-Si	40	15	4.97
UBS (tetto est), Suglio	50.83	85	598	BP Solar	585 L Sat.	m-Si	20	35	7.97
	23.40	300	78	BP Solar	BP 300	m-Si	4	[3]	7.97
UBS (tetto ovest), Suglio	50.83	300	78	BP Solar	585 L Sat.	m-Si	20	35	7.97
	23.40	300	78	BP Solar	BP 300	m-Si	4	[3]	7.97
UBS (facciata est), Suglio	20.16	140	144	Sharp	NT0D170	m-Si	90	35	7.97
UBS (facciata ovest), Suglio	15.40	140	110	Sharp	NT0D170	m-Si	90	35	7.97
FEAT [4], Lugano	3.8	90.2	42	Siemens	Laminati	m-Si	[5]	0	1.98
TISO 0.5kW, Canobbio	0.496	62	8	Canon		a-Si	55	-6	14.07.98
TOTALE	**405.23**								

Tabella 4.1.1: Impianti PV allacciati alla rete in Ticino, ordinati secondo la data di messa in funzione

1) Officine Idroelettriche della Maggia SA
2) Altra inclinazione: 13.5
3) Diversi orientamenti
4) Federazione Esercenti Albergatori Ticinesi
5) Inclinazione da 0 a 60°, sistema ad inseguimento

4.1.2 Considerazioni generali

Potenza: in Ticino esistono 28 impianti fotovoltaici allacciati alla rete elettrica, per una potenza totale di 405 kWp. Si tratta principalmente di piccoli impianti (ca. 3kWp), ubicati prevalentemente su tetti di edifici pubblici. Solo 2 sono di grossa potenza (≥ 100kW), rispettivamente 3 di media potenza (10-20kW).
Proprietari: solamente il 17% degli impianti (5/28) sono privati. Ciò è probabilmente da ricondurre al fatto che i sussidi per la realizzazione di impianti privati sono stati introdotti solo a partire dal 1997.
Data di costruzione: l'80% degli impianti sono stati messi in funzione a partire dal 1992. Ciò indica che la diffusione di questo tipo di applicazione del fotovoltaico nel Ticino è un fenomeno molto recente.
Monitoraggio: sono state riscontrate grosse differenze per quel che riguarda l'interessamento -da parte dei responsabili- al buon funzionamento degli impianti. Il monitoraggio risulta accurato per 15 impianti, ridotto al minimo per 3 e inesistente per gli altri 10 impianti. 2 impianti sono stati trovati fuori servizio: i responsabili non erano interessati alla loro messa in funzione, oppure, non erano a conoscenza di questo fatto.
Errori: durante la progettazione e la realizzazione di certi impianti alcune indicazioni di base non sono state rispettate. In particolare:
l'impianto di Gravesano è fortemente ombreggiato da un albero situato a poca distanza;
l'impianto di Magliaso ha un ondulatore sovradimensionato; il semicampo sul tetto è ombreggiato dal cornicione in beton del tetto stesso;
i campi in facciata dell'installazione Suglio sono ombreggiati da alberi, pennoni per bandiere ed edifici vicini. I campi sul tetto sono ombreggiati da antenne, comignoli, ed altri corpi tecnici dell'edificio stesso.

4.1.3 Produzione di energia

La tabella 4.1.3 riporta la produzione di energia degli impianti, l'indice di produzione Yf (kWh/kWp) e il Performance Ratio PR, dal 1995 al 1999.
Questa tabella dev'essere interpretata con prudenza; infatti i valori relativi alla produzione di energia rispettivamente gli indici di produzione Yf non sono degli indicatori immediati della "qualità" degli impianti: questi valori non sempre possono essere paragonati in quanto alcuni impianti potrebbero essere rimasti fuori servizio per diversi giorni a causa di lavori di manutenzione (ad es TISO10 e Mark II, anno 1996). Inoltre il paragone di Yf introduce differenze dovute alle differenti insolazioni da impianto ad impianto, rispettivamente annuali. Per un paragone più corretto del funzionamento dei diversi impianti occorre perciò analizzare il Performance Ratio PR, che tiene conto dell'insolazione[15] (H, kWh/m2.a) incidente sul piano dei moduli. Nel nostro caso quest'ultima è stata calcolata teoricamente: per una migliore precisione occorrerebbe disporre del valore effettivo.

L'analisi della tabella 4.1.3 permette, tuttavia, di formulare le affermazioni seguenti. Esistono notevoli differenze nella produzione normalizzata di energia tra i diversi impianti. In particolare nel 1999 l'indice di produzione Yf varia fino di 3 volte da impianto a impianto, cioè da 388 (PR=26.1%, Scuole Semine Bellinzona) a 1159 (PR= 79%, UBS Ascona); in media questo indice è di 909.3 kWh/kWp.
A titolo di confronto ricordiamo che il valore medio di questo indice, calcolato su un migliaio di impianti allacciati alla rete in Svizzera, è di 858 kWh/kWp (dati 1998).

Gli impianti (cf. tabella 4.1.3 e grafici 4.1.4 e 4.1.5) possono essere suddivisi in tre gruppi, secondo il loro indice Yf, rispettivamente il loro PR (per la suddivisione sono stati considerati i dati 1999):
Impianti con PR < 65%: il funzionamento di 10 impianti è insoddisfacente. Si tratta di 1 impianto di grossa potenza (MarkII), 2 di media potenza (Swisscom e FFS Giubiasco) e di 7 altri di piccola potenza: AIL Lugano, TISO4 (l'indice è basso poiché si tratta di un impianto con moduli a-Si della prima generazione), privato Brissago, privato Gravesano, Scuole Semine, Casa Comunale Lavertezzo, Scuole Magliaso. Emerge chiaramente che quest'ultimo ha dei grossi problemi di funzionamento (PR=41.4%, Yf=504.7 kWh/kWp!!!). La sua produzione annua è nettamente inferiore alla media: nel corso degli ultimi 3 anni questo impianto ha prodotto in media solamente il 68% dell'energia prevista (cf. previsione effettuata dalla ditta Senco SA). Dai grafici risulta che gli impianti Scuole Semine e Casa Comunale Lavertezzo sono invece bene concepiti: gli anni scorsi hanno sempre funzionato bene e hanno avuto un PR basso solo nel 1999. È stato appurato che il primo è inoperativo da giugno 99. Pure il secondo deve essere stato inoperativo per un certo periodo (o lo è tuttora): lavori di manutenzione o guasto?
Impianti con 65%<PR<75%: si tratta dei 10 impianti seguenti: TISO10, AET Monte Carasso, OFIMA, SES, TISO 0.5, Scuole Losone, Municipio Morbio sup., privato Brione, UBS Lugano, Casa Comunale Giubiasco. Il loro funzionamento è buono; sono caratterizzati da un indice Yf compreso tra 933 e 1077 kWh/kWp. Da

[15] L'insolazione permette di normalizzare l'indice di produzione rispetto all'energia giunta sui moduli: questo indice (kWh/kWp/kWh/m2.a) è detto «Performance Ratio». Esso fornisce le prestazione effettive dell'impianto; è indipendente dalle condizioni meteo relative al luogo e tiene conto unicamente delle perdite di conversione e trasmissione.

notare che l'impianto TISO m-Si da 10 kW, che ha conseguito nel corso del suo 18° anno di funzionamento in condizioni reali ancora un ottimo PR (65.5%), si situa in questa fascia.
Impianti con PR>75%: si tratta dei 5 impianti seguenti: scuole Morbio inf., Scuole Canobbio, privato Monte Carasso, UBS Ascona, Scuole Locarno. Il loro funzionamento è ottimo. Tutti hanno un indice di produzione superiore a 1100 kWh/kWp; il loro PR è compreso tra 77.2% e 79.7%. Il migliore impianto nel 1999 è stato quello situato sulle Scuole comunali di Locarno.

Altre osservazioni:
L'impianto Suglio, di cui non si dispongono i dati per il 1999, ha un funzionamento simile a quello degli impianti TISO10 e MarkII, a cavallo cioè delle fasce "scarso"-"buono" (sulla base dei dati 97-98).
Il miglior indice di produzione tra il 1995 e il 1999 (record) è stato quello dell'impianto UBS Ascona nel 1998: 1258kWh/kWp

4.1.4 Interventi

Giubiasco, FFS: Questo impianto è stato trovato fuori servizio (probabilmente lo era da alcuni anni) a causa di un guasto all'ondulatore. I responsabili hanno provveduto alla sua rimessa in funzione.
I vetri di copertura dei moduli di questo impianto sono fortemente incrostati a causa della vicinanza della stazione ferroviaria. Per studiare l'effetto di questa sporcizia sulla trasparenza del vetro e quindi sul rendimento globale dell'impianto, è stata misurata l'insolazione giornaliera incidente sul piano dei moduli durante 6 mesi. Il PR ottenuto è del 70.9%; nel 1993 era già stato misurato dalla ditta EWI un PR del 72%. Ciò significa che l'ulteriore inquinamento depositatosi nel corso di questi ultimi 5 anni ha peggiorato solo lievemente il rendimento, già basso nel 1993.
Canobbio, scuole: è stato verificato l'indice di produzione su base annua dell'impianto di Canobbio, apparentemente eccessivo (vedi sopra: nel 1997 1252 kWh/kWp contro i 966 della media, PR_{1997}=80.7%). La produzione di energia indicata da contatore è corretta e il performance ratio misurato è attendibile se confrontato con quello dell'impianto TISO 10kW che opera alle medesime condizioni ambientali. Nel periodo del controllo, il PR dell'impianto TISO è stato del 69.4%; quello dell'impianto Scuole di Canobbio del 77.3%. Questo valore è elevato ma rientra nei limiti.
Il rendimento dei moduli dato @STC è del 12.42%. Il rendimento complessivo dell'impianto in condizioni reali è stato del 9.6%. Le perdite dovute alla temperatura sono state dell'8%. Le perdite dovute a tutti gli altri fattori (escluso inverter) sono al massimo del 10.6%. Un rendimento dell'inverter inferiore all'84% (rendimento minimo ammesso) non lascerebbe più "margini" attribuibili a perdite varie.
Locarno, privato: l'impianto è inoperativo dal 23/07/97. È stato effettuato un sopralluogo ed è emerso che, anche in questo caso, il guasto è dovuto all'ondulatore. I moduli presentano un forte degrado meccanico (zone con asportazione di silicio, "sbiadimento") ma funzionano ancora. Anche il cablaggio DC non necessita interventi. Al proprietario è stata fornita la consulenza tecnica necessaria per rimettere in funzione l'impianto (pezzi, costi,...).



Figura 4.1.2: Impianti Privato, Locarno
Magliaso, scuole: sono state effettuate simulazioni su PC per verificare se la bassa produzione (840kWh/a, vedi sopra) è dovuta alla concezione particolare dell'impianto, costituito cioè da 2 campi con inclinazioni

diverse (90° e 13.5°) collegati allo stesso ondulatore. Ciò, oltre che creare sbilanciamenti sul lato DC (perdite di mismatch), rende l'ondulatore (dalla potenza di 2.2kW su un impianto di 1.8kW, quindi già sovradimensionato) ulteriormente sovradimensionato.
L'impianto dovrebbe produrre l'84% in più, cioè 1540 kWh/a (indice produzione 830 kWh/kW).
Anche con irraggiamenti incidenti molto diversi sui 2 campi, il punto di lavoro MPP dell'ondulatore si sposta solo di poco dal punto teorico ottimale di ogni campo. L'ondulatore ha un rendimento elevato anche a carico parziale: al 10% della potenza nominale (220W), esso è del 90%. Questo valore è raggiunto con un irraggiamento medio di ca. 120 W/m2. La bassa produzione non è quindi imputabile al fatto di avere installato un solo ondulatore per i 2 campi.
Verosimilmente è dovuta al cornicione in beton che ombreggia, praticamente in modo permanente, tutte le 4 serie del semicampo sul tetto. Un "cablaggio verticale" di queste serie aumenterebbe la produzione dell'impianto (ombra solo su 2 serie alla volta).
MarkII, Riazzino: L'Ufficio Federale dell'energia ha offerto questo impianto al LEEE, che verosimilmente verrà ritirato ad inizio 2001. Dalle ispezioni è emerso che l'impianto ha problemi all'ondulatore. Sono state studiate le diverse varianti riguardanti la sostituzione dell'elettronica di potenza e di controllo, rispettivamente dell'ondulatore con 6 ondulatori da 15kW.

Impianto, luogo	P	PRODUZIONE [kWh]					Yf [kWh/kWp] Final Yield					PR [%] Performance Ratio				
	[kW]	1995	1996	1997	1998	1999	1995	1996	1997	1998	1999	1995	1996	1997	1998	1999
Scuole Semine, Bellinzona[1]	3.08	n.d.	n.d.	3458	3415	1195			1123	1109	388			69.4	68.6	26.1
Casa comunale, Lavertezzo[2]	3.18	n.d.	n.d.	3200	3697	1622			1006	1163	509.9			63.7	73.6	35.2
Scuole comunali, Magliaso	1.856	n.f.	n.d.	836	984	937			450	530	504.7			33.9	40.0	41.4
FFS, Giubiasco[3]	22	n.d.	n.d.	fermo	11322	14536				515	660.7				33.4	46.7
Privato, Gravesano[4]	1.1	n.f.	n.f.	668	904	787			607	822	715.8			37.8	51.2	48.5
Privato, Brissago	3	n.d.	n.d.	2500	2814	2077			833	938	692.3			54.7	61.6	49.5
TISO 4kW, Canobbio	2.88	2250	2021	2301	2358	2106	781	702	799	819	731.3	53.8	52.6	51.5	52.8	51.3
AIL, Lugano	3.18	2547	2645	2816	2993	2698	801	832	886	941	848.4	57.2	64.5	59.1	62.8	61.6
Swisscom, Giubiasco	21	n.f.	n.d.	n.d.	22737	19247				1083	916.5				70.1	64.6
Mark II, Riazzino[5]	103.7	90525	70962	89047	92607	97884	864	673	849	883	935	57.0	49.0	55.0	60.0	65.0
TISO 10kW, Canobbio[6]	9.324	4026	5196	9175	9685	8696	432	557	984	1039	932.6	29.8	41.8	63.4	67.0	65.0
AET, Monte Carasso	3.18	2972	2685	3028	3377	3088	935	844	952	1062	971.1	63.1	62.0	60.1	67.1	66.8
OFIMA, Locarno	3.18	3365	3090	3490	3420	3199	1058	972	1097	1075	1006	70.0	69.9	67.8	66.5	67.7
SES, Locarno	3.18	n.d.	n.d.	3500	3371	3228			1101	1060	1015			68.1	65.7	68.5
TISO 0.5kW, Canobbio[7]	0.496	n.f.	n.f.	n.f.	232	486				468	980				30.2	68.8
Scuole comunali, Losone	3.18	n.d.	n.d.	3200	3510	3208			1006	1104	1009			63.5	69.7	69.4
Municipio, Morbio Sup.	3.18	3310	3070	3447	3467	3240	1041	965	1084	1090	1019	71.3	71.9	69.4	69.8	71.0
Privato, Brione s. Minusio	2.16	n.d.	n.d.	1468	2492	2269			680	1154	1050			42.3	71.9	71.3
UBS, Lugano	2.88	3260	2969	3144	3312	3101	1132	1031	1092	1150	1077	75.8	75.0	68.3	72.0	73.4
Casa comunale, Giubiasco	3.18	3198	3300	2977	3565	3341	1006	1038	936	1121	1051	69.6	78.1	60.5	72.6	74.0
Scuole comunali, Morbio Inf.	3.18	n.d.	n.d.	3200	3671	3524			1006	1154	1108			64.3	73.8	77.2
Scuole comunali, Canobbio[8]	3.18	3157	869	3983	3887	3621	993	273	1253	1222	1139	67.0	20.1	79.1	77.2	78.3
Privato, Monte Carasso	3.96	n.f.	n.f.	4877	4957	4579			1232	1252	1156			76.7	78.1	78.5
UBS, Ascona	2.88	n.d.	n.d.	3056	3624	3337			1061	1258	1159			66.4	78.8	79.0
Scuole comunali, Locarno	3.18	n.d.	n.d.	3200	3874	3683			1006	1218	1158			63.5	77.0	79.7
FEAT, Lugano[9]	3.8	n.f.	n.f.	n.f.	1461	n.d.				384					23.1	
Privato, Locarno[10]	2.14	n.d.	n.d.	fermo	fermo	fermo										
UBS Suglio[11]	184	n.f.	n.f.	164628	165000	n.d.			895	897				66.3	66.5	

Tabella 4.1.3: Produzione di energia, indice di produzione Yf e PR dal 1995 al 1999; impianti ordinati secondo PR 1999 crescente

n.f. = impianto non ancora in funzione
n.d. = dati non disponibili

1) Fermo da giugno 1999 causa guasto
2) Probabile guasto o inoperativo durante il 1999
3) Rimesso in funzione l'1.5.98. Pn=22 kW, Peffettiva= 17.8kW
4) In funzione dal 04.1997
5) Parzialmente fermo durante il 1996
6) 1995: fermo per 7 mesi per rifacimento tetto; 1996: fuori servizio per 82 giorni a causa danni all'inverter
7) In servizio da luglio 1998
8) 1995: errore di cablaggio (individuato dal TISO durante la termografia del 17.01.96). 1996: fuori servizio dal 15.2.96 al 4.9.96 a causa di guasti all'inverter
9) 1998: in funzione non tutto l'anno
10) Fermo dal 23.07.97
11) Iniziato a produrre in agosto 97; produzione 97-98 in parte stimata

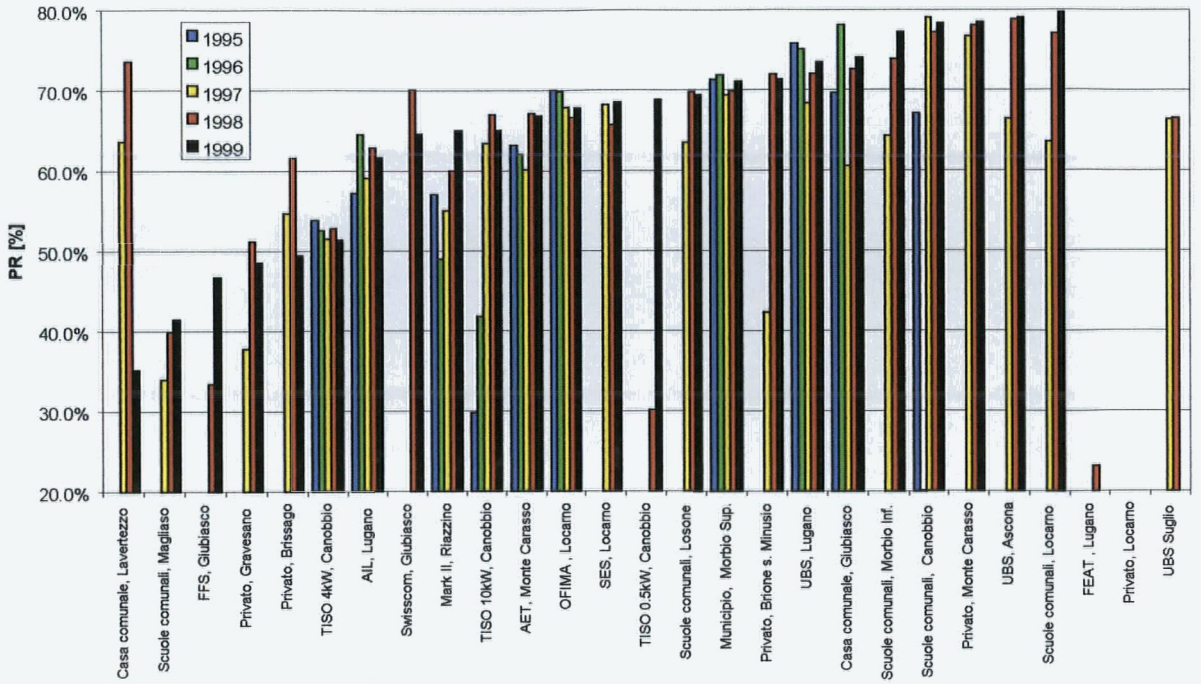


Grafico 4.1.4: Performance Ratio PR (%) degli impianti PV collegati alla rete in Ticino, dal 1995 al 1999; impianti ordinati secondo un ordine crescente PR 1999

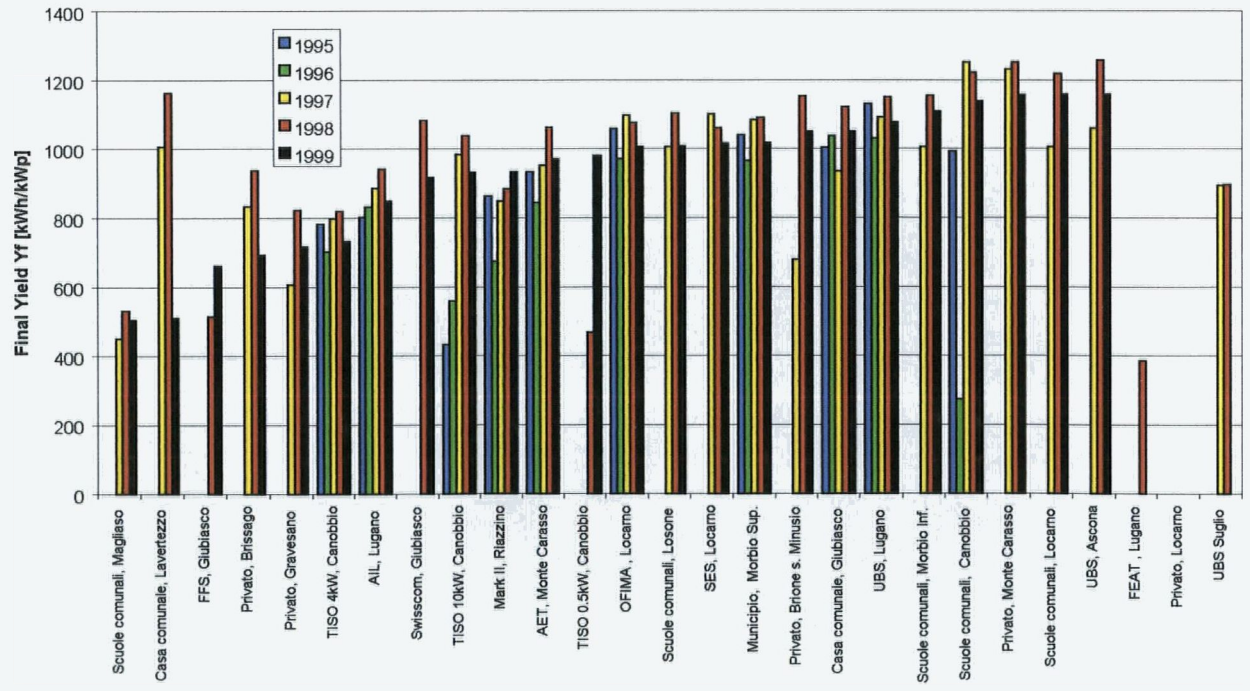


Grafico 4.1.5: Indice di produzione Final Yield Yf [kWh/kWp] degli impianti PV collegati alla rete in Ticino, dal 1995 al 1999; impianti ordinati secondo un ordine crescente Yf 1999

4.2 *Impianto Pil-Sim a Payerne*

4.2.1 Descrizione

Il 25 marzo 1998 sono state effettuate le misure della potenza dell'installazione fotovoltaica situato sul tetto dello stabile del simulatore di volo degli aerei FA18 (Pil Sim - Payerne). L'impianto è collegato alla rete e fornisce l'energia equivalente al funzionamento annuale del simulatore di volo.
La potenza nominale totale dell'impianto è di 115.5kWp.

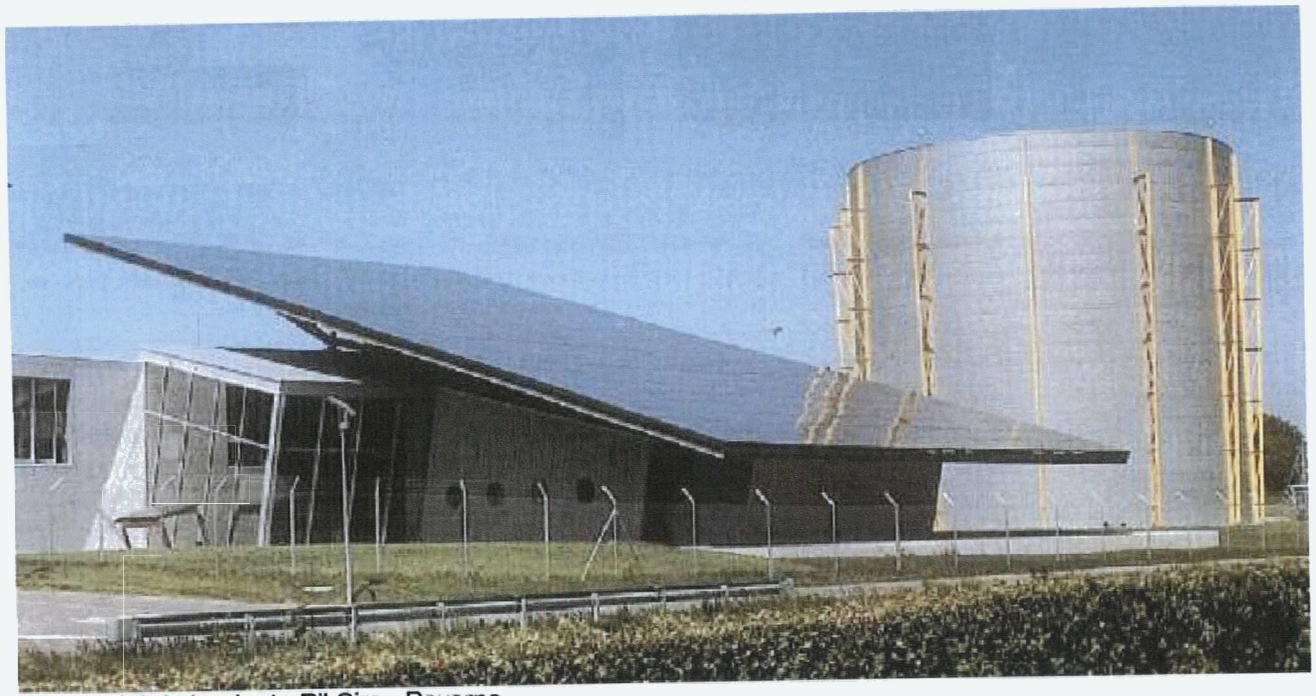


Figura 4.2.1: Impianto Pil Sim - Payerne

Lo scopo delle misure era di determinare la potenza totale dell'impianto fotovoltaico alle condizioni @STC.

L'impianto è formato da due campi, positivo e negativo, formanti un piano unico su una struttura al di sopra dello stabile ospitante gli uffici adiacenti al simulatore FA18. I moduli sono disposti in 17 serie per ogni campo. Ogni serie è composta da 13 moduli laminati S 1512-3 da 260Wp ±10% costruiti appositamente per questa applicazione.
I moduli sono composti da 180 celle disposte in 3 serie in parallelo, da 60 celle ognuna. Il vetro di copertura del modulo ha uno spessore di 8 mm.
I collegamenti in parallelo del polo positivo per il campo positivo, rispettivamente del polo negativo per il campo negativo, sono effettuati in un armadio in prossimità dell'inverter. L'altro polo delle serie è collegato ad un polo centrale sul tetto e messo a terra nell'inverter.

Il piano fotovoltaico è orientato a SUD-EST (-55.4°) con un'inclinazione di 16° rispetto al piano orizzontale.

Un sensore per la temperatura ambiente (PT100, Ta), un sensore per la temperatura sul retro dei moduli (PT100, Tbom) e una cella di riferimento per la misura dell'irraggiamento sul piano dei moduli (ESTI-sensor, Gi) sono stati montati sul lato sud-ovest del campo PV e collegati al sistema di acquisizione dati all'interno dello stabile.

Durante la giornata l'irraggiamento era perfetto con però una costante "bise" trasversale al piano dei moduli (5.5 m/s). La stabilità dell'irraggiamento e del vento ha comunque permesso un buon equilibrio termico tra la temperatura ambiente (Ta) e quella del modulo (Tbom).

Le misure della potenza sono state effettuate lasciando funzionare l'inverter al punto di potenza massimo (MPP) e misurando la potenza di ogni campo e nel contempo i parametri meteorologici.

La misura è possibile perché l'inverter ha un comando analogico che modifica il punto di massima potenza linearmente. Per ogni parametro (potenze e tensioni) sono stati registrati i dati misurati ogni secondo per ca. 15 minuti.
L'asimmetricità del funzionamento dei due campi comporta un errore non analizzato.
Le perdite di potenza nei cavi dell'impianto - in particolare dal collegamento all'ultimo modulo di ogni serie fino al collegamento in parallelo di ogni serie - non sono state calcolate.

Estrapolazione @STC
Per poter confrontare le misure tra di loro e con quelle @STC su medesimi moduli essi devono essere estrapolati allecondizioni di irraggiamento di Gi=1000W/m2 e una temperatura della cella Tcell=25°C.
Il metodo utilizzato è descritto nel capitolo 3.3.

4.2.2 Risultati

Dalle misure di Voc (campo positivo e negativo) in funzione dell'irraggiamento e della temperatura effettuate (2000 valori), i coefficienti *D* e *b* migliori ottenuti sono:

D = 23.32V ; b = 1,638 V/°C

Durante le misure del 25-3-1998 la variazione di temperatura durante tutto l'arco della giornata è stata inferiore a 5.5°C (23°C ± 2.8°C; dev. St. ± 2.0°C). La correzione in temperatura dei valori misurati è stata, di conseguenza, molto piccola.
La curva caratteristica I-V subisce, nella estrapolazione @STC, una traslazione orizzontale (Ucorr=Umis + DV) ma non verticale (Icorr=Imis*kG), quindi una correzione a partire dal punto di massima potenza misurato introduce un errore. L'errore introdotto mediante una correzione diretta con il coefficiente di temperatura della potenza (0.4%/°C di Pm), sarebbe nel nostro caso, vista la differenza di temperatura minima rispetto ai valori standard, inferiore al 1%. È stata effettuata una verifica con i valori di Voc e Vm @STC determinati dalle rispettive misure (correzione "diretta" e correzione secondo il metodo descritto nel capitolo 3.3).

ANALISI DEGLI ERRORI

Misura	Errore
εI	<±1.6%
εU	<±0.5%
εGi	<±2.5%
εT	<±0.5°C→ <0.2% su Pm
Errore su Pmax	±4.4%

L'errore di misura della potenza corrisponde al RMS dei valori di U e I e cioè 1.7%.
L'errore totale corrisponde alla somma con gli altri valori e cioè ±4.4%.

4.2.3 Conclusioni

Dalle nostre misure otteniamo per l'impianto a Payerne una potenza di:

Campo fotovoltaico positivo: $Pm(+)_{@STC}$ = 52.8 kWp
Campo fotovoltaico negativo: $Pm(-)_{@STC}$ = 51.7 kWp

$Pm_{tot@STC}$ = 104.5kWp ± 4.6kW

Tenuto conto che la potenza nominale dell'impianto intero è di 115.5kW, la potenza misurata è inferiore del 9.5 ±4.0%. Il risultato è da ritenere però inferiore alla somma delle potenze dei singoli moduli perché comprende sia le perdite di mismatch delle serie di moduli che le perdite di potenza dovute all'assimmetricità dei due campi PV. Inoltre i moduli installati hanno uno spessore superiore ai moduli considerati per il calcolo della potenza nominale.

4.3 Impianto Fam. Blattner a Soyhères

4.3.1 Descrizione

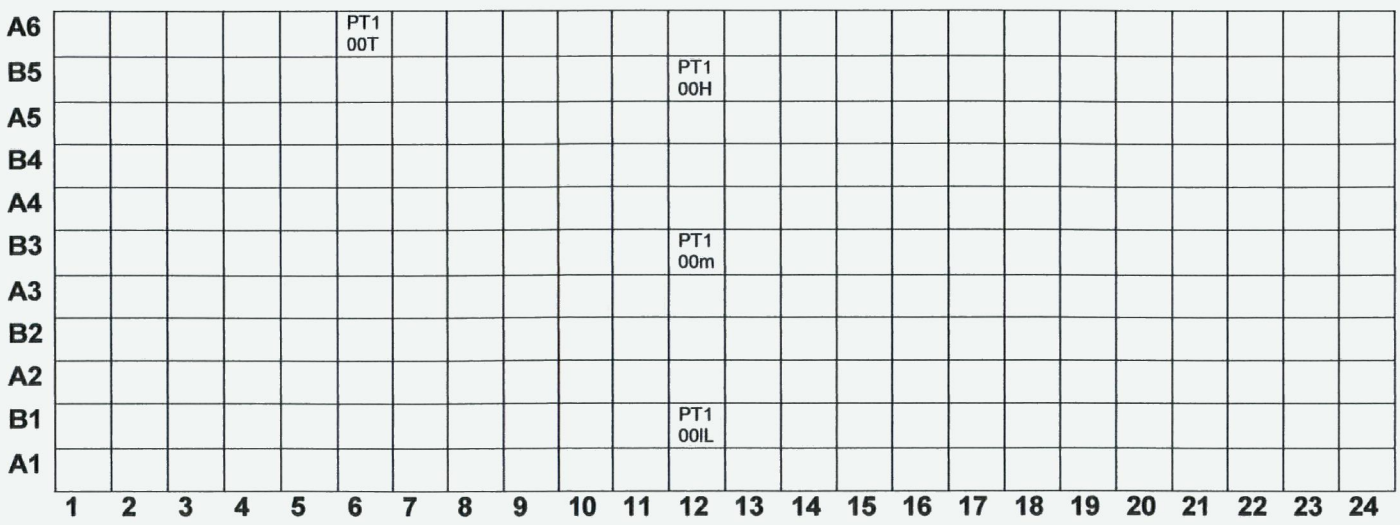
Il 24 giugno 1999 sono state effettuate le misure della potenza d'uscita dell'installazione fotovoltaica della famiglia Blattner a Soyhères (JU). L'impianto è collegato a due regolatori e a un campo di batterie e fornisce l'energia per l'azienda di viticoltura della famiglia Blattner.
La potenza nominale totale dell'impianto è di 3kWp ed è costituito da moduli Sunsaltes.



Figura 4.3.1: Impianto autonomo della famiglia Blattner a Soyhères

Lo scopo delle misure era di verificare la potenza totale dell'impianto attraverso la misura della caratteristica corrente-tensione in condizioni reali di funzionamento ed estrapolare i risultati alle condizioni che si avrebbero @STC.

L'impianto è costituito da due campi in parallelo integrati nel tetto, collegati a due distinti regolatori (TRACE C40), formanti un piano unico facente funzione da tetto. I moduli sono disposti in 6 serie in parallelo per il campo A (A1, A2, A3, A4, A5, A6) e in 5 serie in parallelo per il campo B (B1, B2, B3, B4, B5).



Ogni serie è composta da 24 moduli Sunslates con potenza dichiarata di 11.88Wp ±10%.
I moduli sono composti da 6 celle disposte in serie. Le celle laminate sono del tipo Siemens P2.

Tipo di cella	Pm	Im	Vm	Isc	Voc	FF
Mono Sie P2	1.98 W	4.1 A	0.484 V	4.45 A	0.595 V	74.8 %

Il vetro di copertura del modulo ha uno spessore di 6 mm.
Il piano fotovoltaico è orientato a SUD (0°) con un'inclinazione di 20° rispetto al piano orizzontale.
I collegamenti in parallelo sono effettuati in due armadietti all'esterno sotto la falda del tetto.
Le serie di moduli da misurare sono state collegate al sistema di acquisizione dati IVAQ mediante 2 cavi con connettori MC (ditta Multi Contact). La resistenza dei 2 cavi collegati in serie, misurata con un multimetro di precisione (PREMA 5017), è di 6.6mΩ. La perdita sui cavi è di conseguenza di circa 0.1 W per ogni serie e quindi trascurabile.
Un sensore per la temperatura ambiente (PT100, Ta) è stato montato in un luogo riparato dal sole; inoltre sono stati montati, sopra le tegole, una cella di riferimento (ESTI-sensor, Gi) e un piranometro (CM11, Gi) per la misura dell'irraggiamento sul piano dei moduli. Il sensore per la temperatura dei moduli (PT100, Tbom) è stato montato sul vetro del 6° modulo della serie A6 tra le tegole solari e in maniera da non essere esposto al sole (vedi capitolo 3.4 Comportamento termico dei moduli).
Gli strumenti sono stati collegati al sistema di acquisizione dati, posto in prossimità degli armadietti per la messa in parallelo.
Durante la giornata l'irraggiamento era molto elevato e costante, il cielo completamente blu. Il vento era debole.
Le perdite di potenza nei cavi dell'impianto - in particolare dal collegamento all'ultimo modulo di ogni serie fino al collegamento in parallelo di ogni serie - non sono state calcolate.

4.3.2 Estrapolazione @STC

Per poter confrontare le misure tra di loro e con quelle @STC su medesimi moduli essi devono essere estrapolati alle condizioni di irraggiamento di Gi=1000W/m2 e una temperatura della cella Tcell=25°C. Il metodo utilizzato è descritto nel capitolo 3.3.

Per questi moduli è stato utilizzato un coefficiente **b=- 2.2 mV/°C.cella**.

Dalle misure di Voc di ogni serie a vari livelli di irraggiamento e di temperatura, si determina il coefficiente *D* affinché sull'insieme delle misure le differenze di Voc, corretto @STC, siano minime.
L'espressione di DV descritta nel capitolo 3.4 fa uso della temperatura delle celle dei moduli Tc.
Utilizzando la misura diretta della temperatura del modulo (Tbom) si assume che la temperatura delle celle dei moduli Tc corrisponde alla temperatura sul retro del modulo Tbom. Ciò introduce una deviazione del valore della temperatura. La misura di Tbom è stata realizzata, vista l'impossibilità di accedere al retro dei moduli, ponendo il PT100 sul vetro anteriore e sotto la tegola superiore tenendo conto della buona conducibilità termica del vetro.
È stato possibile verificare le ipotesi di misura della temperatura suesposte mediante 3 PT100 laminati dal fabbricante all'interno di tre moduli del campo fotovoltaico. I moduli sono inseriti nelle seguenti posizioni: $PT100_{High}$ (serie B5, modulo 12); $PT100_{Medium}$ (serie B3, modulo 12) e $PT100_{Low}$ (serie B1, modulo 12) (vedi grafico precedente).
Il confronto del sensore Tbom (nella posizione: serie A6, modulo 6) con i 3 sensori di temperatura PT100 hanno dato i seguenti risultati:

Posizione PT100 misura con DIGISTAND 4422	**Tbom di riferimento**
$PT100_{High}$ = (B5, 12) 63.7 °C	60.1 °C
$PT100_{Medium}$ = (B3, 12) 62.7 °C	58.4 °C
$PT100_{Low}$ = (B1, 12) 59.2 °C	58.4 °C

Tabella 4.3.2: Misure della differenza di temperatura tra PT100 laminati dal fabbricante all'interno dei moduli e il PT100 di riferimento (Tbom). Condizioni: Gi = 800 W/m2 e Ta = 23°C.

Non si conosce la precisione dei PT100 laminati all'interno dei moduli.
La temperatura della cella è superiore alla temperatura superficiale del vetro, ma è al massimo di 4°C per 1000W/m2. Le differenze riscontrate corrispondono ad un errore di valutazione della temperatura tra 1 e 4°C con un errore sul calcolo della potenza inferiore al +2% per le serie con +4°C di temperatura della giunzione. Le serie poste in alto (A6, B5, A5, ...) hanno una temperatura superiore e quindi presentano l'errore

maggiore, mentre le prime serie di moduli (A1, B1, ...) presentano un errore minimo rispetto a Tbom misurato. Le condizioni di misura dei PT100 dell'impianto esposte nella tabella non erano ottimali.
Le misure di Voc sono state effettuate a più riprese dalle 12:00 alle 18:00. La temperatura ambiente è variata da 20.9°C a 30.4°C e la temperatura dei moduli da 41.5°C a 60.0°C. Mentre l'irraggiamento ha avuto un'escursione da 468 a 1062 W/m^2.

String	Fattore D [V] per cella	Media di Voc @STC	Dev. St. di Voc @STC	Quantità di misure
Serie A1	0.019033	84.33	0.33	170
Serie A2	0.021828	83.01	0.24	101
Serie A3	0.029522	84.32	0.22	92
Serie A4	0.033491	85.18	0.21	98
Serie A5	0.032073	83.86	0.09	148
Serie A6	0.030120	83.90	0.14	1199
Serie B1	0.038366	85.82	0.08	158
Serie B2	0.035861	85.26	0.11	185
Serie B3	0.032047	84.39	0.10	227
Serie B4	0.030660	83.94	0.08	252
Serie B5	0.025045	83.56	0.13	606

Tabella 4.3.3: Fattori D calcolati per minimizzare la deviazione standard sulla estrapolazione di Voc @STC. La deviazione standard minima indica che la correzione sull'arco della giornata è ottimale.

Le curve caratteristiche I-U subiscono nella estrapolazione @STC una traslazione orizzontale (Ucorr=Umis + DV) ma non verticale (Icorr=Imis*kG), quindi una correzione diretta mediante un coefficiente di temperatura della potenza massima sul valore misurato non sarebbe corretto e introdurrebbe un errore.

La correzione in corrente dei valori misurati è stata piccola in quanto l'irraggiamento dei moduli era eccezionalmente vicino alle condizioni di 1000 W/m^2. Inoltre l'irraggiamento era relativamente stabile sull'arco della giornata e in particolare durante le misure.

ANALISI DEGLI ERRORI

Misura	Errore
εI	<±1.6%
εU	<±0.5%
εGi	<±2.5%
εT	<±0.5°C→ <0.2% su Pm
Errore su Pmax	±4.4%

L'errore di misura della potenza corrisponde al RMS dei valori di U e I e cioè 1.7%.
L'errore totale corrisponde alla somma con gli altri valori e cioè ±4.4%.

4.3.3 Risultati

Di ogni serie di moduli sono state effettuate 5 misure della caratteristica corrente-tensione, due di esse sono state effettuate alle ore 12:30 e 14:30 circa quando i raggi del sole erano ad una angolazione soddisfacente rispetto al piano dei moduli. La temperatura dei moduli è variata da 52°C a 60°C, mentre l'irraggiamento sul piano dei moduli era eccezionalmente alto e vicino al valore @STC ed è variato da 1028 W/m^2 a 1060 W/m^2. Le differenze delle due misure di ogni serie di moduli mostrano una buona stabilità delle misure inferiore al 1%. Delle due misure sono state fatte le medie con i seguenti risultati finali:

Serie	Pm @STC [W]	Dev. St. sulle due misure	Voc @STC [V]	Isc @STC [A]	Vm @STC [V]	Im @STC [A]	FF @STC [-]
A1	237.70	1.12	84.48	4.08	65.04	3.65	0.690
A2	236.83	1.13	83.29	4.13	63.73	3.72	0.689
A3	240.87	0.06	84.54	4.13	65.25	3.69	0.689
A4	243.56	1.18	85.21	4.12	65.49	3.72	0.694
A5	237.56	0.47	83.91	4.13	63.92	3.72	0.686
A6	240.57	0.14	83.99	4.16	64.36	3.74	0.688
B1	242.70	1.65	86.00	4.08	66.30	3.66	0.691
B2	243.73	0.21	85.56	4.14	66.00	3.69	0.688
B3	240.01	0.68	84.65	4.14	64.99	3.69	0.686
B4	238.53	1.26	83.84	4.14	64.28	3.71	0.688
B5	236.61	0.38	83.63	4.16	64.03	3.70	0.679
TOTALE	**2639**	**±116W**					
Pnom	**3136**						

Tabella 4.3.4: Valori elettrici misurati ed estrapolati alle condizioni @STC delle 11 serie dell'impianto Blattner.

4.3.4 Conclusioni

Dalle nostre misure otteniamo per l'impianto a Soyhères una potenza di:

Pm = 2639 ±116 [W]

Tenuto conto che la potenza nominale dell'impianto intero è di 3136W, la potenza misurata è inferiore del 15.8 ±3.7%.

La minor potenza include le perdite sui cavi e nei connettori a monte della misura, le quali non state calcolate, non essendo l'oggetto della misura.
Inoltre una maggior temperatura della giunzione dei moduli delle serie, in particolare quelle sulla parte alta del tetto, implica un aumento della correzione, nel caso di questo impianto, di un massimo di <+2%.
I dati nominali dei moduli sono presumibilmente stati calcolati in base ai dati delle celle Siemens P2 senza tenere conto delle perdite aggiuntive dopo laminazione, e cioè le perdite nel vetro e nell'EVA e le perdite di riflessione supplementari e mismatch.

4.4 *Sun tracker a un asse Tecsol*

A partire dal mese di settembre 1998, presso la Centrale, è stato installato un sistema rotante che segue il sole su l'asse orizzontale. Questo sistema, che ha vinto la medaglia d'argento al 22° Salone internazionale delle invenzioni di Ginevra (edizione 1994), è stato sviluppato dalla ditta Tecsol di Canobbio.
Nello schema seguente viene illustrato il principio di funzionamento di questo "Sun Tracker": tre sensori fotosensibili, 2 laterali 1 sul retro, e un circuito elettronico di regolazione permettono di individuare l'orientamento ottimale e posizionare l'inseguitore, tramite motorino elettrico, di conseguenza (per ulteriori informazioni si consulti il sito http://www.tecsol.ch).

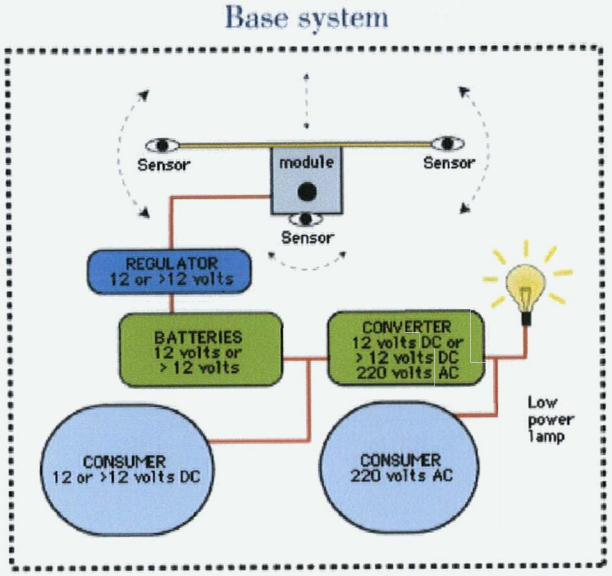


Figura 4.4.1: Schema di funzionamento del "Sun Tracker Tecsol"



Figura 4.4.2: Stand prova Tecsol

L'obbiettivo della centrale LEEE-TISO era quello di paragonare l'energia prodotta con questo sistema rispetto ad uno stand fisso, senza addentrarsi in valutazioni di carattere globale. Per questo confronto sono stati installati 2 moduli M55 (Siemens) su uno stand fisso (inclinazione 45°) e altrettanti sul sistema rotante (45°, vedi figura 4.4.2).
Inizialmente il sistema rotante ha avuto delle produzioni d'energia superiori al sistema fisso fino al 20% (belle giornate), ma con l'avanzare della stagione invernale questo rapporto si è situato al di sotto del 10% (vedi grafico 4.4.3).
Nella stagione estiva si sono potuti osservare dei rapporti di produzione oltre il 50%. L'energia giornaliera media necessaria per il funzionamento del motore è stata di 5.5 Wh che, con questo sistema (2 M55), coincide al 1.5% dell'energia totale prodotta.
La differenza di produzione è, sul corso dell'anno e dedotto il consumo del motore, del 15% superiore per il sistema rotante.

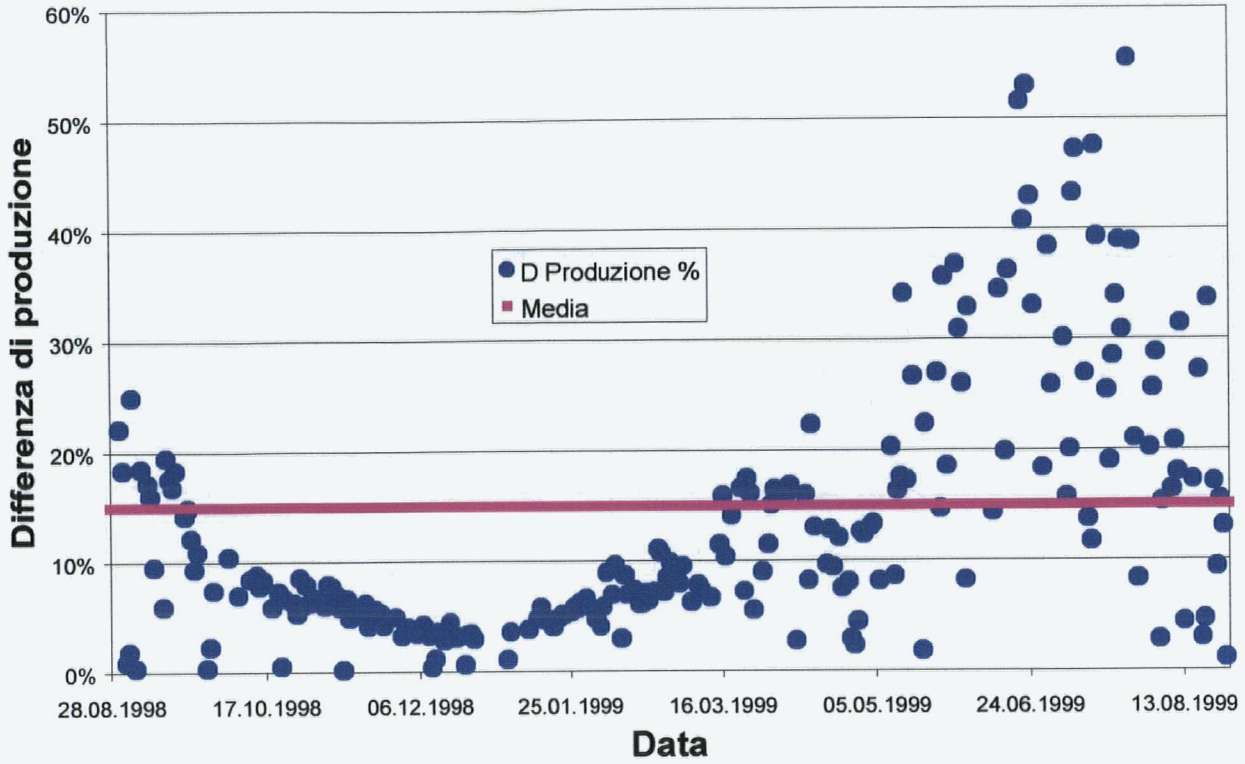


Grafico 4.4.3: Differenza di produzione Tecsol/stand fisso durante la prova

Per verificare il buon funzionamento del sistema rotante è stata fatta una simulazione del sistema stand fisso-Tecsol con il programma PVSYST. Per rendere la simulazione il più vicino possibile alla realtà è stato rilevato l'orizzonte lontano dalla posizione del sistema (vedi grafico 2).

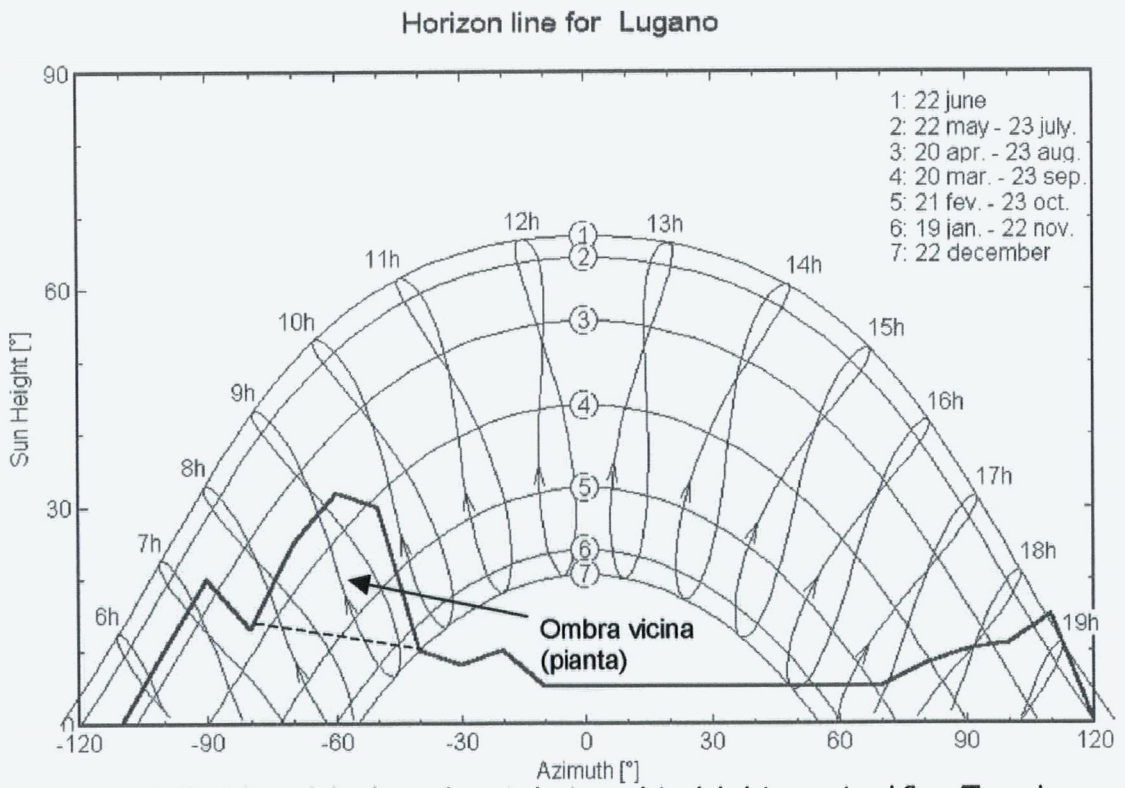


Grafico 4.4.4: Posizione del sole e orizzonte lontano visto dal sistema stand fisso/Tecsol

Nella tabella seguente vengono riportati i risultati della simulazione:

	Energia incidente sistema fisso [kWh/m2]	Energia incidente sistema rotante [kWh/m2]	Δ Energia
Simulazione senza ombre vicine	1291.8	1455.4	12.7%
Simulazione con ombre vicine	1241.2	1426.6	14.9%
Δ con e senza ombre vicine(%)	-3.9%	-2.0%	

La simulazione ha dimostrato che il sistema "Sun Tracker Tecsol" funziona correttamente anche se nel corso dell'anno, probabilmente a causa di un fulmine, si è dovuto sostituire il circuito elettronico di regolazione.
Per poter valutare l'utilità di questo sistema si dovrebbe effettuare un'analisi che tenga conto di diversi fattori come irraggiamento diffuso, albedo, costi, manutenzione e genere di applicazione.

5 IMPIANTI TISO

5.1 Impianto con moduli m-Si da 10kW

5.1.1 Introduzione

I moduli al silicio monocristallino dell'impianto da 10kW sono in funzione da più di 18 anni. L'impianto è uno degli unici al mondo di cui si dispone di osservazioni dettagliate sul lungo termine ed è stato il primo in Europa ad essere allacciato alla rete. L'osservazione della fine del ciclo di vita dei moduli dell'impianto TISO da 10kWp ci permette di verificare le ipotesi di affidabilità e di durata utilizzate pure nei calcoli economici.

5.1.2 Produzione di energia e comportamento in condizioni reali

L'impianto PV da 10kWp con moduli m-Si, giunto al suo 18-esimo anno di vita, funziona ancora a pieno regime. Nel corso degli ultimi 3 anni l'impianto ha prodotto in media 9185 kWh/a, con un'insolazione media di 1513.4 kWh/m2.a.
Nel 1997 la produzione di energia è stata leggermente compromessa dalla rottura di 2 moduli (vedi sotto): in un modulo si è rotta la cella in corrispondenza del terminal box a causa di infiltrazioni di umidità; nell'altro si sono ossidati i contatti all'interno del terminal box.
Nel 1998 è stata ottenuta la produzione massima (9685 kWha): a parità d'insolazione totale incidente, nel 1998 l'impianto ha prodotto il 5.6% in più rispetto al 1997. L'indice di produzione è stato di 1039 kWh/kWp; la media Svizzera nel 98 è stata di 858 kWh/kWp!
Nel 1999 l'impianto ha prodotto 8696 kWh. La minor produzione (-10.2%) rispetto all'anno precedente è dovuta alla bassa insolazione (1437 kWh/m2, cioè –7.3% in meno rispetto al 1998: irraggiamento particolarmente basso nel corso del mese di ottobre: -16.3% rispetto al 98, rispettivamente, –25% rispetto al 97!) e ad un guasto ad 1 modulo, avvenuto il 9 aprile. Tuttavia, l'indice di produzione dell'impianto è stato di 933 kWh/kWp e, pur avendo quasi 20 anni ed un'inclinazione non ottimale, anche nel 1999 ha superato il valore della media Svizzera (869 kWh/kWp). Va inoltre detto che la potenza nominale dell'ondulatore (15kW), di molto superiore alla potenza dei moduli, non permette di raggiungere rendimenti elevati.
I dati di produzione relativi agli ultimi 3 anni sono riassunti nella tabella 5.1.1.

	Insolazione		Energia ac		Indice Yf		PRdc			PRac		
	Incidente	Δ anno	Prodotta	Δ anno	TISO 10	Imp CH[16]	Med	Min	Max	Med	Min	Max
	[kWh/m2]	%	[kWh]	%	[kWh/kW]		%	%	%	%	%	%
97	1552.3		9'175		984	880	74.4	61.5	90.2	63.4	45.3	81.5
97-98		-0.09		+5.6								
98	1550.9		9'685		1'039	858	77.9	67.4	91.3	67.0	49.1	80.4
98-99		-7.34		-10.2								
99	1437.1		8'696		933	n.d.	75.6	59.1	91.0	64.9	48.8	79.6
Media	**1513.4**		**9'185**		**985**	**869**	**75.9**			**65.1**		

Tabella 5.1.1: Insolazione e dati di funzionamento dell'impianto, dal 1997 al 1999

Il PR dell'impianto mostra variazioni stagionali dovute alle escursioni della temperatura di esercizio dei moduli (grafico 5.1.2). Come negli anni precedenti, la differenza tra PR_{dc} e PR_{ac} è più elevata in estate che in inverno. Questo può essere attribuito a una diminuzione del rendimento dell'ondulatore in estate, legata per es alla temperatura di funzionamento dell'ondulatore stesso (influsso negativo delle temperature elevate sugli elementi di potenza) o alla diversa distribuzione dell'insolazione estate-inverno vista dall'impianto (nel corso della giornata). Infatti è noto che il rendimento di un ondulatore non è direttamente proporzionale alla potenza d'entrata Pdc, quindi a G (curva di carico). Spesso in estate l'irraggiamento medio (G) sul piano dei moduli è inferiore a quello invernale, a causa della particolare inclinazione del campo (che favorisce l'inverno) e della foschia, anche se l'energia totale giornaliera (H) sovente è superiore (giornate più lunghe in estate; in inverno stessa energia ma in meno tempo, G più elevati). In altre parole d'estate spesso l'ondulatore funziona per più tempo, ma a carico inferiore, quindi a rendimento inferiore.

[16] Indice di produzione medio calcolato su 1'100 impianti svizzeri.
Valore medio 1998 delle migliori 50% installazioni CH: 987. Valore medio 1998 delle migliori 25% installazioni CH: 1'050.

Nel 1999 il valore del PR_{dc} oscilla tra il 59% ed il 91% (PR_{dc} medio 76%), rispettivamente quello di PR_{ac} varia tra il 49% e il 80% (PR_{ac} medio 65%). L'andamento globale del PR è analogo a quello degli anni precedenti; ciò evidenzia la stabilità e l'affidabilità nel tempo dei moduli ARCO ASI16-2300.
La continua osservazione del PR ha permesso di notare il calo di rendimento dell'impianto dovuto ai guasti summenzionati del 1997, rispettivamente del 1999 (vedi grafico). Il particolare, nel grafico 5.1.2 è ben visibile l'effetto sul PR di un singolo modulo rotto, che ha interrotto la produzione di una stringa di 21 moduli.

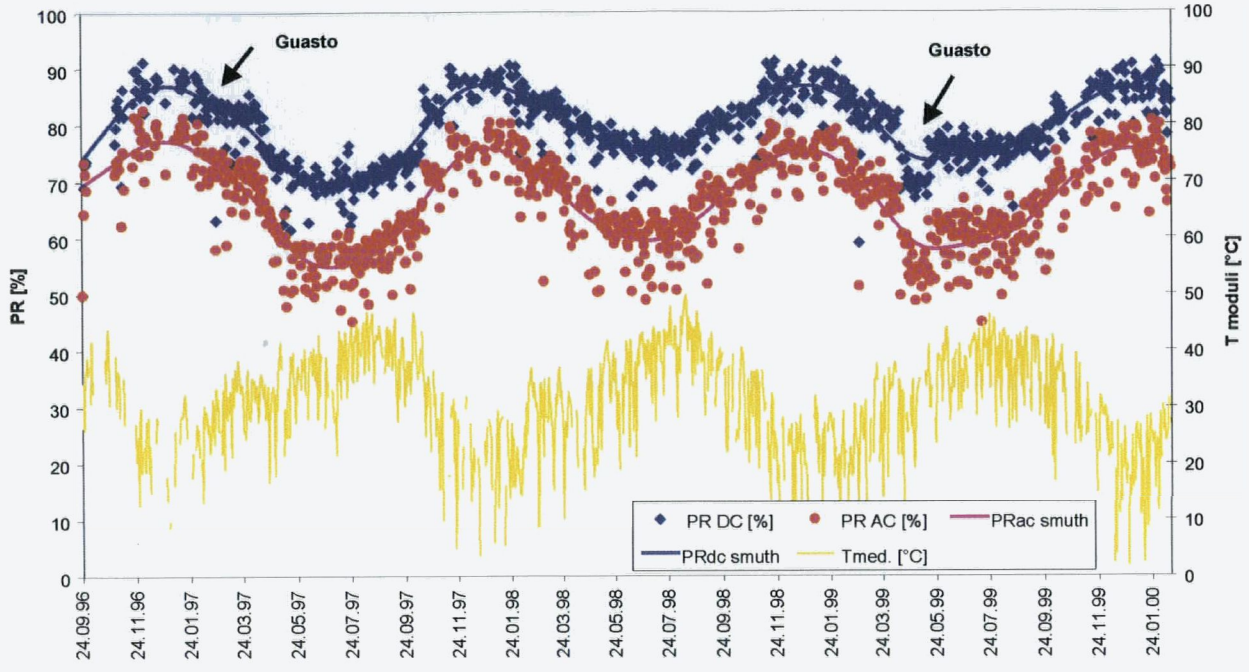


Grafico 5.1.2: PR_{dc}, PR_{ac} e T media l'impianto TISO 10 kW (Giorni con H>2.5 kWh/m2, PR_{dc}, PR_{ac} > 45%)

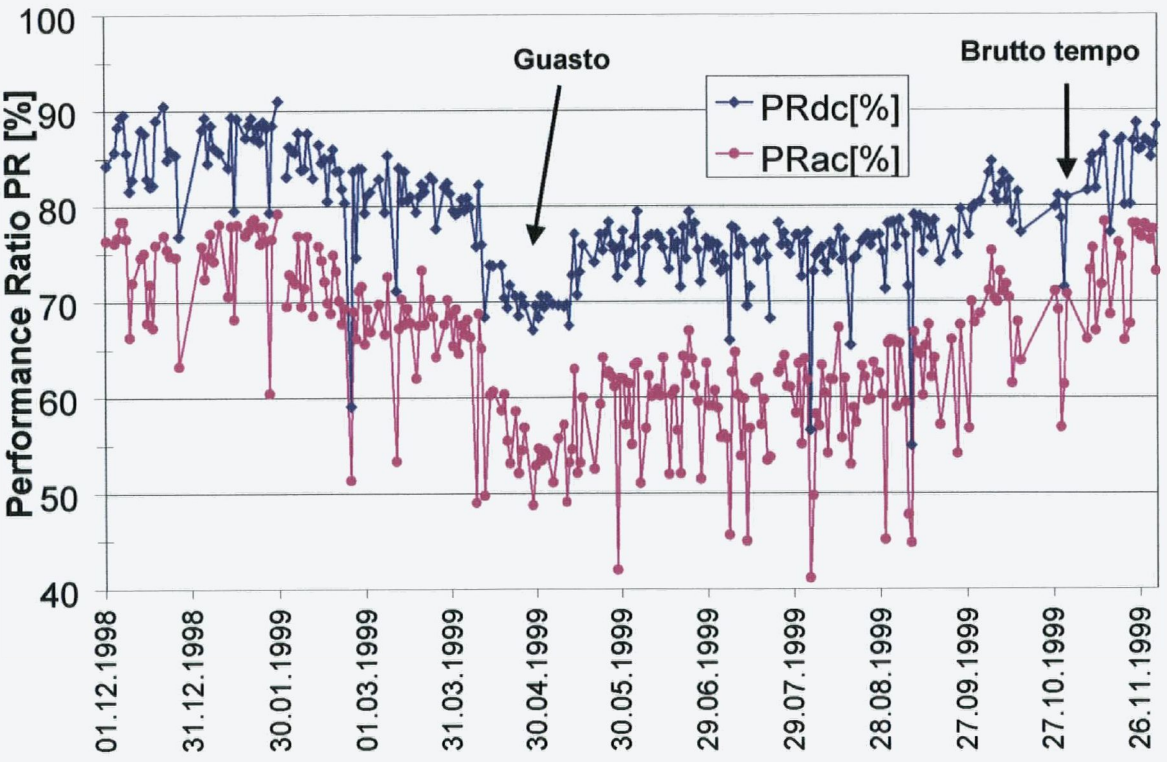


Grafico 5.1.3: PR_{dc}, PR_{ac} dell'impianto TISO 10 kW, dettaglio 1999: influsso del guasto e del brutto tempo

5.1.3 Misure @STC sui moduli di riferimento

Nel corso del progetto sono state effettuate le misure @STC sul campione di 18 moduli di riferimento che da 18 anni viene periodicamente sottoposto a test. Dal 1982 al 2000 la potenza media è rimasta stabile a 35.08 W (5.2% in meno rispetto al valore nominale fornito dal fabbricante). A titolo di confronto, parecchi moduli di fabbricazione recente @STC non rispettano neppure i limiti di garanzia già al momento dell'acquisto (vedi capitolo 3).
Solo 2 moduli mostrano un degrado iniziato nel 1988, che ha raggiunto, dopo diversi saliscendi, l'8.1% rispettivamente l'8.5% (differenza di potenza rispetto a quella misurata nel 1982). Questi 2 moduli presentano importanti segni d'infiltrazioni di acqua che sono la causa, molto probabilmente, della loro instabilità. Le ultime misure, effettuate in febbraio 2000, dopo 2 mesi di siccità (umidità molto bassa), confermano questa ipotesi: la potenza di uno di loro è salita.
Come mostra la grafico 5.1.3, 16 moduli su 18 non hanno subito un degrado elettrico al di fuori dei limiti di precisione della misura (errore assoluto di misura 2.24%). La diminuzione di potenza del febbraio 1997 (potenza media –1.37%) è probabilmente dovuta a un errore sistematico nella misura, in quanto lo stesso si produce per tutti i moduli.

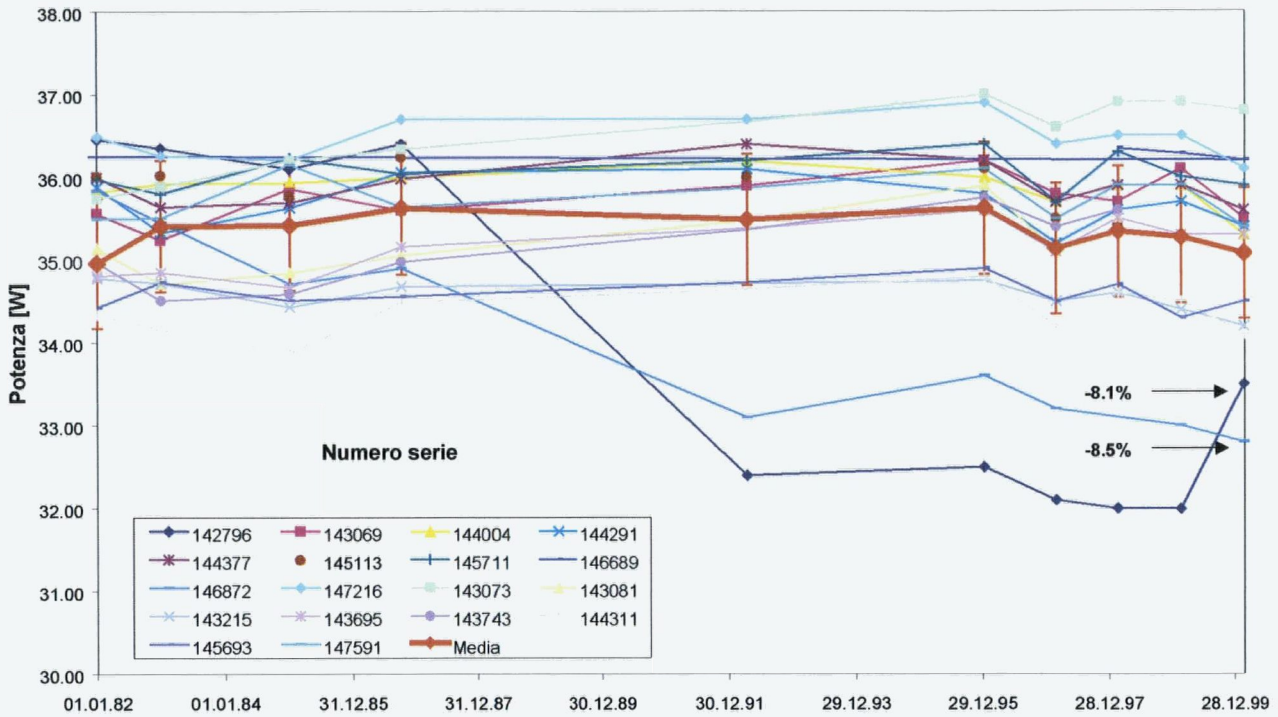


Grafico 5.1.4: Potenza @STC dei 18 moduli di riferimento e valore medio, dal 1982 al 2000. Nel valore medio sono pure compresi i valori dei 2 moduli che sono degradati; inoltre è riportato l'errore medio di misura.

5.1.4 Comportamento termico e degrado meccanico

Grazie all'analisi visiva si è potuto constatare numerose tracce di degrado meccanico ed un persistente aumento delle infiltrazioni nei moduli. Nel 1996 il 26% dei moduli non recava tracce d'infiltrazione, nel 1998 tale percentuale scendeva al 5% e nel 1999 ha raggiunto il 4%. Ciò nonostante, i moduli continuano a produrre normalmente. Nel corso di questi anni solo 8 moduli su 288 (il 2.8%) si sono rotti.

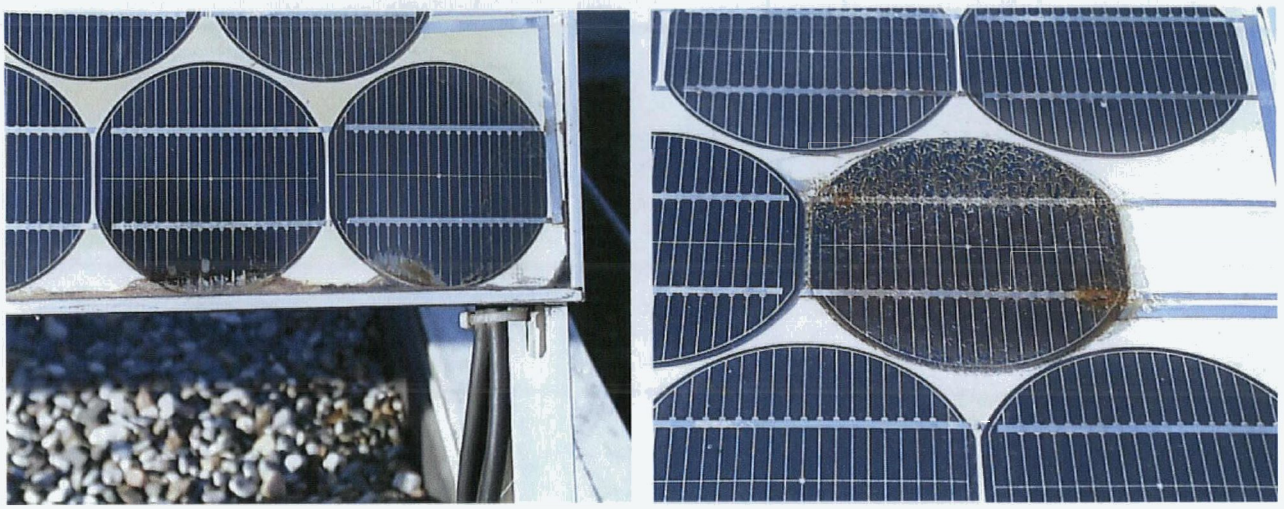


Figura 5.1.5: Alcuni moduli con gravi segni di degrado meccanico, ma ancora funzionanti

Nell'impianto sono presenti 56 celle surriscaldate (19.4% dei moduli, contro il 16.7% nel 1996) di cui solo una non in corrispondenza del terminal box. L'aumento medio di temperatura dovuto alla presenza di un terminal box è normalmente di 4°C, mentre in queste celle l'aumento medio è di ca. 10°C. Buona parte degli hot-spot sono in corrispondenza di celle con griglia ossidata. Nessun modulo ha più di una cella surriscaldata. Globalmente la ripartizione delle temperatura all'interno dei moduli è molto omogenea; lo stesso non è sempre valido per i moduli di costruzione recente.

5.1.5 Affidabilità dei moduli, tests d'invecchiamento rapido

Assieme al Centro Congiunto di Ricerca Europeo (EC Joint Research Centre - ESTI) è stato effettuato un test d'invecchiamento rapido: si è proceduto a prove di confronto tra 10 moduli ASI 16-2300 dell'impianto TISO esposti per 15 anni, e dei moduli ASI 16-2000 del JRC-ESTI mai esposti. L'obiettivo del lavoro era di determinare i fattori di accelerazione del degrado provocati dai test di qualificazione IEC 1215 (ESTI spec. 503) e investigare se i meccanismi di degrado provocati dai test IEC corrispondono a quelli trovati sul campo. Inoltre sottoponendo alcuni moduli dell'impianto TISO a due ulteriori test IEC 1215 si aveva una visione sulla durata reale dei moduli fotovoltaici e sui meccanismi terminali di degrado. L'ulteriore degrado dovrebbe corrispondere a circa 20 anni d'esposizione. I test, iniziati nell'ottobre 1997, sono terminati durante il mese di marzo 1998.
Dopo il test questi moduli presentano gravi segni di degrado prevalentemente meccanico; ciò nonostante, essi continuano a funzionare (l'elaborazione dei risultati sarà effettuata per fine anno). Per questo impianto è previsto uno studio in collaborazione con il JRC di Ispra volto a determinare il "Mean Time Before Failure" (MTBF).

5.2 *Impianto con moduli a-Si da 4kW*

5.2.1 Evoluzione del rendimento d'esercizio @STC.

L'impianto PV con moduli al silicio amorfo (a-Si) ARCO G4000 collegato alla rete elettrica è giunto al suo dodicesimo anno di vita. Durante gli ultimi anni trascorsi l'impianto è stato l'oggetto di un'analisi per determinare la natura del calo continuo di rendimento riscontrato.

L'andamento del rendimento d'esercizio dell'impianto presenta sempre la stessa caratteristica del periodo precedente. Le fasi di degrado (effetto Staebler & Wronski) e di rigenerazione si susseguono in concomitanza rispettivamente della stagione invernale ed estiva. I dati presi in considerazione sono quelli ottenuti in belle giornate con irraggiamento superiore a 800 W/m^2 (vedi Grafico 5.2.1).

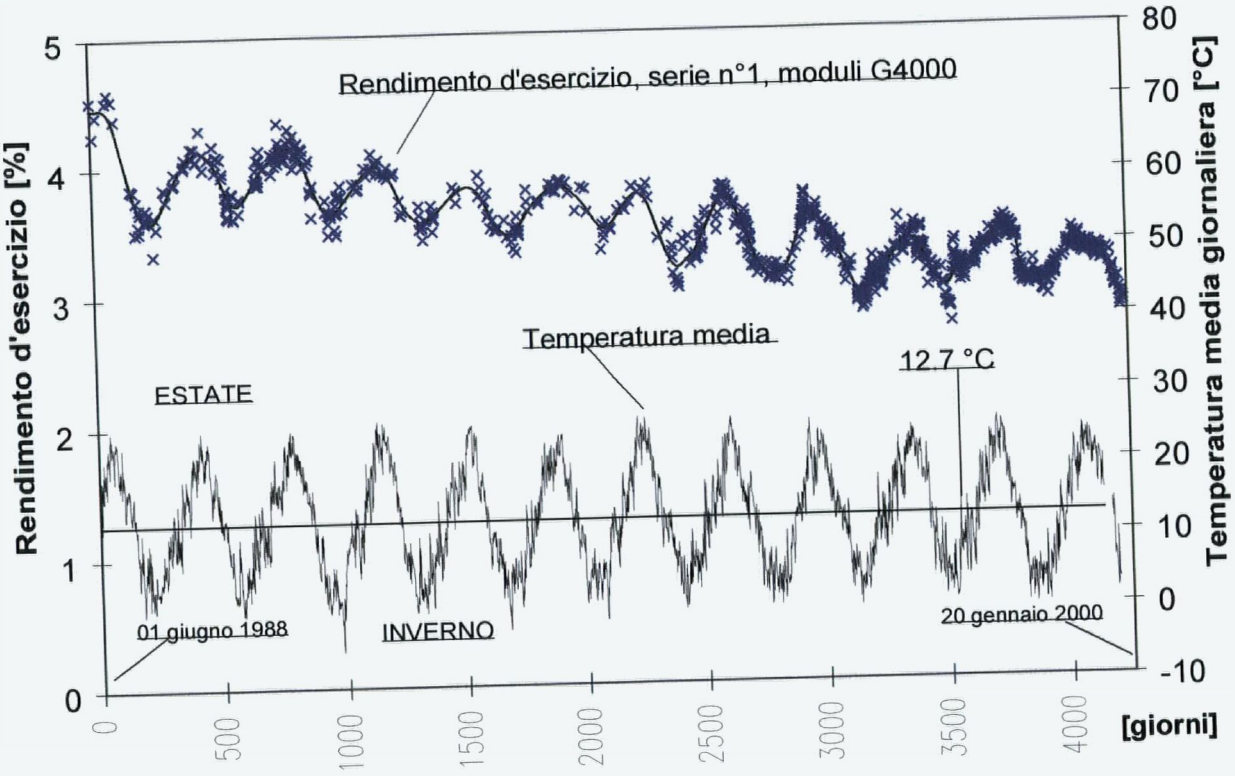


Grafico 5.2.1: Evoluzione del rendimento d'esercizio della serie no. 1 dei moduli al silicio amorfo G4000.

Il rendimento d'esercizio della serie 1 (Grafico 5.2.1) mostra pure un lento ma progressivo degrado che è comune a tutte le serie dell'impianto.

Le misure @STC mostrano che la riduzione del rendimento è principalmente legata al degrado del Fill Factor.

Dal 1988 a oggi il rendimento d'esercizio nella serie no.1 è calato di ca. 30% rispetto al rendimento iniziale e del ca. 20% rispetto al valore stabilizzato iniziale. Le altre serie presentano un andamento simile.

L'influenza della stagione e quindi della temperatura si riscontra anche nelle analisi della caratteristica elettrica @STC dei singoli moduli della serie no.1. Confrontando le misure @STC effettuate nel periodo invernale (19.2.1997) e d'inizio autunno (23.9.1997) si nota un generale aumento del rendimento (vedi tabella 5.2.2 e anche grafico 5.2.3). In generale e contrariamente a ciò che i primi dati lasciavano presupporre, il degrado si riscontra, in più o meno grande misura, in tutti i moduli (dal 2 al 4% durante il periodo ottobre 1996 – febbraio 1999).

Moduli	Prif.	P_A	ΔP_{R-A}	P_B	ΔP_{R-B}	P_C	ΔP_{R-C}	P_D	ΔP_{R-D}	P_E	ΔP_{R-E}
No.	30/10/96	19/02/97	[%]	23/09/97	[%]	11/02/98	[%]	11/02/99	[%]	11/02/00	[%]
1	21.1	20.5	-2.8	21.6	2.4	20.3	-3.8	19.2	-9.0	19.7	-6.6
2	21.7	20.9	-3.7	22	1.4	20.7	-4.6	19.5	-10.1	20.3	-6.5
3	20.5	20.5	0.0	20.8	1.5	19.8	-3.4	18.7	-8.8	19.1	-6.8
4	21.5	20.9	-2.8	22.0	2.3	20.6	-4.2	19.6	-8.8	20.2	-6.0
5	17.3	16.7	-3.5	18.1	4.6	16.8	-2.9	15.6	-9.8	16.4	-5.2
6	19.0	18.0	-5.3	17.1	-10.0	15.7	-17.4	14.9	-21.6	15.0	-21.1
7	19.8	18.7	-5.6	19.2	-3.0	17.6	-11.1	17.0	-14.1	17.1	-13.6
8	22.0.	21.4	-2.7	22.5	2.3	21.2	-3.6	20.0	-9.1	20.4	-7.3
9	21.4	20.6	-3.7	21.8	1.9	20.5	-4.2	19.4	-9.3	20.2	-5.6
10	17.9	15.7	-12.3	15.8	-11.7	14.7	-17.9	14.0.	-21.8	15.1	-15.6
11	21.2	19.4	-8.5	20.0.	-5.7	18.5	-12.7	18.3	-13.7	17.4	-17.9
12	16.9	16.1	-4.7	20.2	19.5	18.6	10.1	13.7	-18.9	14.2	-16.0

Tabella 5.2.2: Evoluzione della potenza misurata @STC dei moduli della serie no. 1 a partire dal 1996.

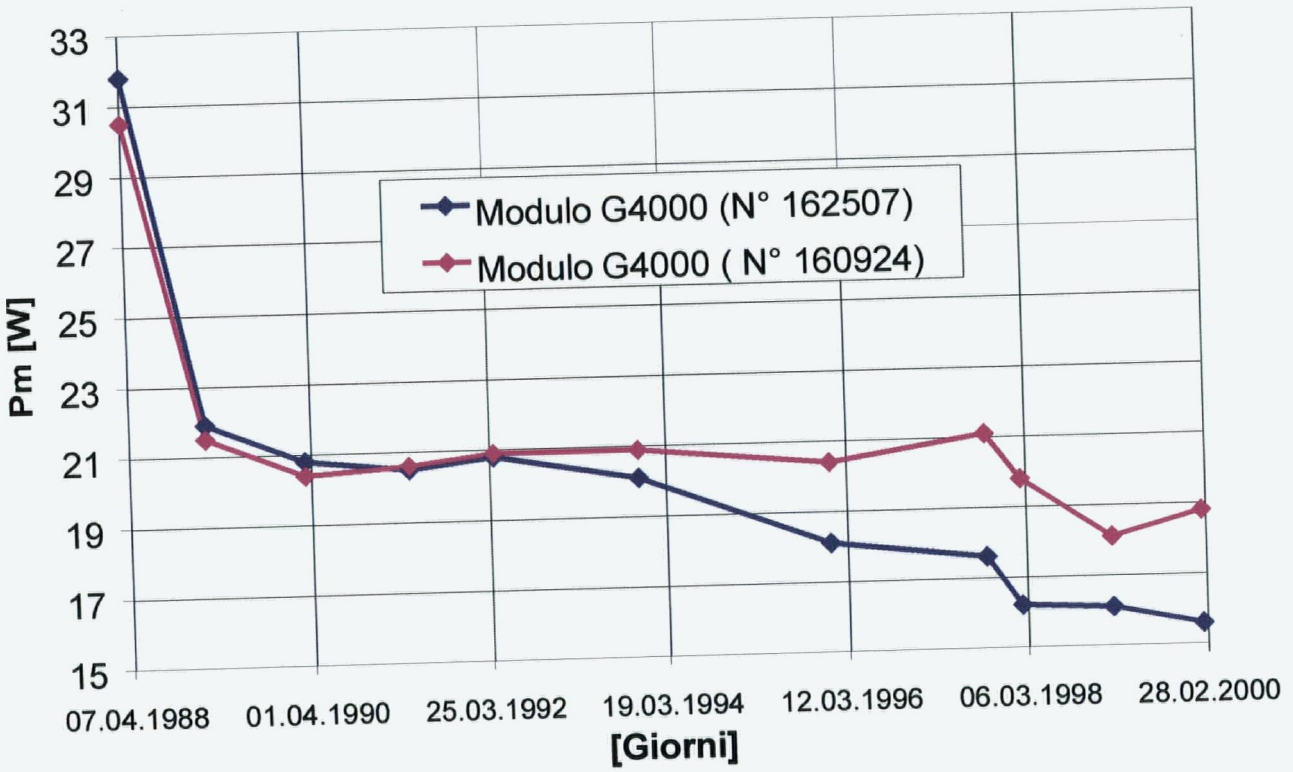


Grafico 5.2.3: Evoluzione della potenza misurata @STC di due moduli di riferimento a partire dalla messa in funzione dell'impianto.

Nei due moduli di riferimento misurati dall'inizio della messa in funzione e in periodi stagionali analoghi si può notare, dopo il primo degrado del 30%, un andamento stabile nei primi anni di funzionamento e un inizio di degrado costante in uno dei moduli di riferimento.

5.2.2 Variable Illumination Measurement (VIM).

Dopo dieci anni d'esposizione in condizioni reali i moduli a-Si sono degradati, ma in modo diverso l'uno dall'altro. Attraverso le misure @STC è stato appurato che la riduzione del rendimento è principalmente legata al degrado del Fill Factor (FF) mentre la corrente di cortocircuito (Isc) e la tensione di circuito aperto (Voc) non hanno subito variazioni significative e inoltre non tutti i moduli degradano nella stessa maniera.

L'osservazione del degrado del fill-factor @STC nel corso degli anni e ad un solo livello d'irraggiamento (1000 W/m2) non permette tuttavia di separare in modo chiaro i meccanismi di degrado relativi all'effetto Staebler-Wronski da quelli relativi alle caratteristiche tecnologiche di costruzione della cella. Questo problema può essere risolto con delle misure della curva I-V a livelli d'illuminazione variabili (VIM- Variable Illumination Measurements) secondo una scala logaritmica. A questo scopo, nel corso del 1998 sono state effettuate le misure di otto moduli dell'impianto a-Si, in collaborazione con l'Università di Barcellona [9], la quale ha provveduto pure a sostenere i costi.

Nel modello esponenziale della caratteristica I-V sono introdotti due nuovi termini, ossia un termine associato ad un secondo diodo e un termine rappresentante la ricombinazione nello strato i (i-layer) delle celle p-i-n al silicio amorfo (vedi pubblicazioni [9]).

	I_{ph}	I_{01}	n_1	I_{02}	n_2	$\mu\tau_{eff}$	Rs
	[A/W]	[mA/cm^2]		[mA/cm^2]		[cm^2/V]	[Ω/cm^2]
1	0.11	4.5e-6	2.5	1.4	5.5	5.5	15
2	0.12	2.5e-6	2.2	4.0	6.5	5.7	9.0
3	0.13	5.0e-6	2.3	1.0	7.0	5.5	9.8
4	0.12	5.9e-6	2.4	7.0	9.0	5.0	40
5	0.13	1.0e-6	2.0	2.0	9.0	5.5	8.0
6	0.12	2.5e-5	2.7	2.5	7.2	5.5	15
7	0.13	6.0e-6	2.3	3.0	5.5	6.6	6.0
8	0.14	3.1e-7	1.8	1.4	4.2	5.2	17

Tabella 5.2.4: Parametri del modello estratti dalle misure VIM.

I_{ph} è la corrente fotogenerata, I_{01} è la corrente di saturazione del diodo no. 1, n_1 è il suo fattore di qualità, I_{02} è la corrente di saturazione del nuovo diodo no. 2 introdotto, n_2 il suo fattore di qualità, $\mu\tau_{eff}$ indica la ricombinazione all'interno del i-layer, Rs è la resistenza serie.

L'influenza dei fattori tecnologici di invecchiamento delle caratteristiche a lungo termine (come il deterioramento dei contatti degli strati - layer - delle celle a-Si) può essere quindi chiaramente separato dal degrado dovuto all'effetto Staebler-Wronski.
Le misure hanno permesso di convalidare il modello generale e di determinare –per ognuno degli otto moduli- le rispettive costanti. Dai risultati emerge che, in questo tipo di moduli e ad irraggiamenti elevati, il FF e le caratteristiche generali del modulo dipendono fortemente da Rs (resistenza serie). Nel modulo peggiore la qualità della giunzione, rappresentata dal 1° diodo, è molto degradata. In condizioni reali di funzionamento (irraggiamento >100W/m2) il diodo 2 non influenza il comportamento dei moduli; a bassi irraggiamenti invece diventa la causa principale delle perdite del FF. Nei moduli di nuova costruzione le caratteristiche sono limitate soprattutto dal 2° diodo.

5.2.3 Isolazione per il cambiamento del ciclo termico.

Il comportamento del rendimento dei moduli durante i cicli di degrado e rigenerazione stagionale viene influito prevalentemente dalla temperatura (figura 5.2.1). Per determinare in maniera più dettagliata l'influenza della temperatura sui moduli a-Si si è voluto isolare termicamente il retro della serie no. 7 dell'impianto (maggio 1999).

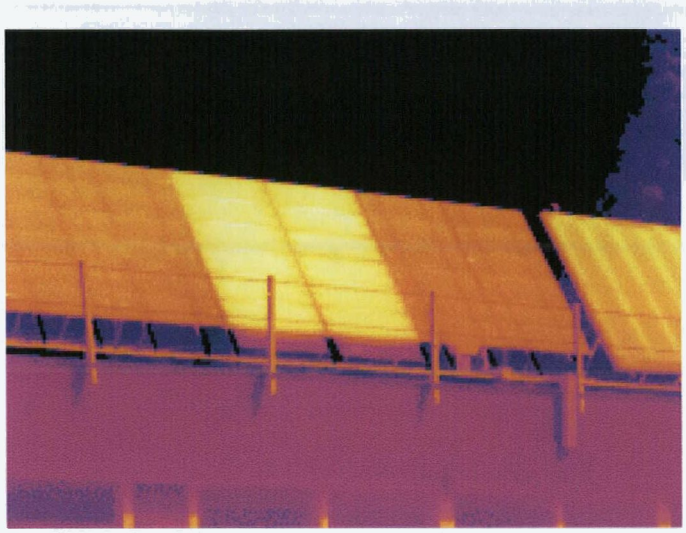


Figura 5.2.5: foto termografica delle serie 6, 7 e 8 dell'impianto con moduli a-Si G4000.

La temperatura misurata sul retro dei moduli è risultata essere mediamente superiore di 20°C. L'aumento di temperatura ha creato un incremento del rendimento della serie 7: dopo 7 mesi di esposizione la serie con isolamento termico (S7) mostra **un rendimento d'esercizio superiore del 6 al 9% rispetto a quelle non isolate** (S1, S5, S6 in Grafico 5.2.6).

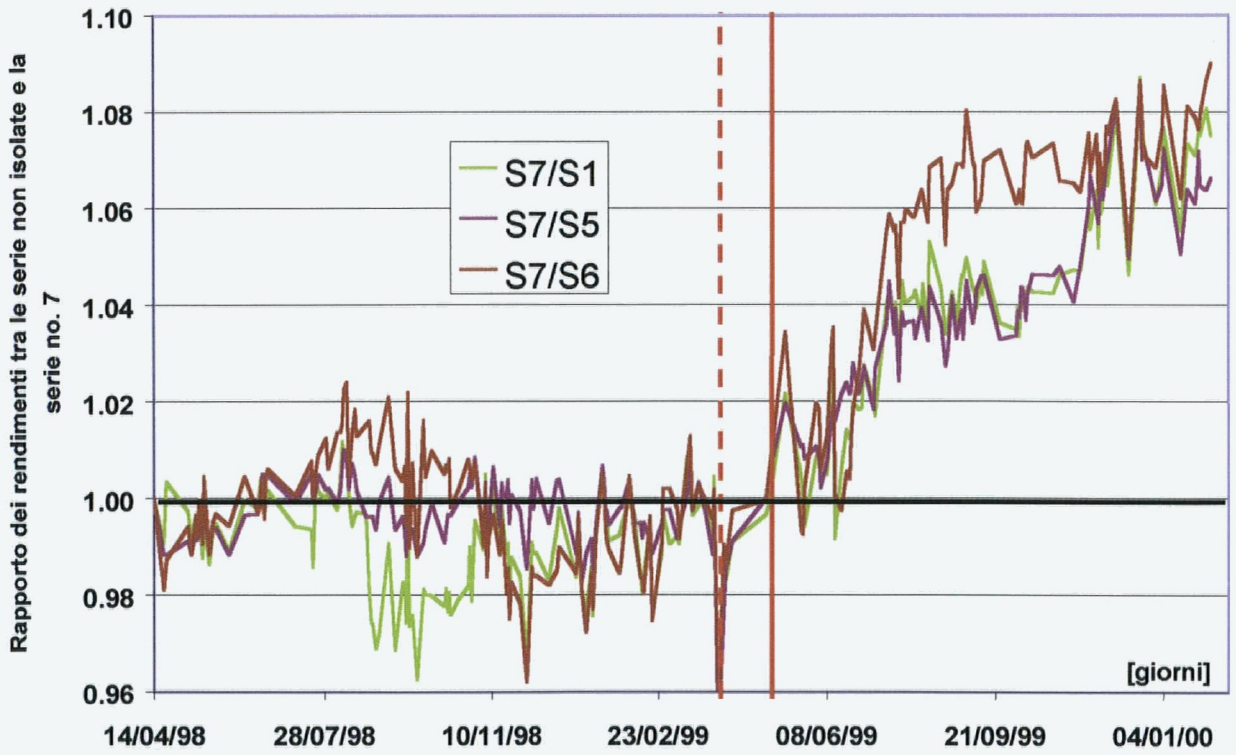


Grafico 5.2.6: Rapporto dei rendimenti d'esercizio tra alcune delle serie non isolate termicamente (S1, S5 e S6) e la serie isolata no.7. Tra la linea tratteggiata e la linea rossa continua si sono svolti i lavori di isolamento della serie.

Durante il primo periodo con isolazione termica il rendimento della serie 7 è migliorato di poco. Al sopraggiungere del calore estivo (giugno-luglio) il rendimento è migliorato

Durante i mesi estivi si osserva un andamento del rendimento d'esercizio differente tra le serie dell'impianto, mentre durante i mesi invernali le serie hanno un rapporto abbastanza costante tra di loro.

Le differenze tra le serie dell'impianto sono probabilmente dovute a differenti dinamiche di rigenerazione nelle serie stesse.

5.2.4 Produzione

Nel 1997 l'impianto ha prodotto **2264kWh** corrispondente a 786 kWh/kWp.anno calcolato sulla potenza dichiarata dal fabbricante. Calcolato sulla **potenza reale**, minore del 30% rispetto a quella dichiarata dal fabbricante, il fattore di produzione annuale diventa di **1132 kWh/kWp.anno**.

Nel 1998 l'impianto ha prodotto **2358 kWh**. Il fattore di produzione è stato quindi di 1145 kWh/kWp.anno calcolato sulla potenza reale, minore del 30% rispetto alla potenza dichiarata dal fabbricante.

Nel 1999 l'impianto ha prodotto **2094 kWh**. Nel 1999 il fattore di produzione è stato di 1047 kWh/kWp-anno. Questa differenza rispetto agli anni precedenti è dovuta sostanzialmente alle condizioni meteorologiche particolari del 1999.

5.3 *Impianto con moduli a-Si da 0.5kW*

A partire dal 14 luglio 1998 un piccola installazione con 8 moduli Canon con tripla giunzione è stata allacciata alla rete elettrica presso la Centrale.

Questi moduli erano stati oggetto, nel progetto precedente (vedi "TISO – periodo IV: 1994-1996, capitolo 3.4.2"), di uno studio sul fenomeno di degradazione indotto dalle esposizione alla luce solare (effetto Staeble-Wronski).

Lo scopo principale dell'impianto è quello di comparare il comportamento dei primi moduli amorfi in commercio (impianto TISO 4kW) con quelli della nuova generazione.



Figura 5.3.1: Impianto TISO 0.5 kW

Potenza nominale @STC:	0.496 kWp
Tipo di moduli:	Canon a-Si (tripla giunzione)
Potenza moduli @STC:	62 Wp
N° di moduli:	8
Serie di moduli	2
Moduli in serie	4
Inclinazione:	55°
Ondulatore:	Dorfmüller DMI500 (500 W)
Tensione di lavore	50 V

Tabella 5.3.2: Descrizione impianto TISO 0.5 kW

L'impianto ha prodotto, nel 1999, 484 kWh con picchi giornalieri di 2.7 kWh; questa produzione annua corrisponde a 976 kWh/kW. Nella tabella seguente sono riportate le produzioni mensili previste (simulazione con PVSYST) ed effettive dell'impianto:

Mese	PVSYST	1998	1999
gennaio	29.4		31
febbraio	28.2		44
marzo	44.5		47
aprile	42.2		41
maggio	46.5		39
giugno	53.2		51
luglio	57.7	31	50
agosto	60.0	53	51
settembre	50.5	45	39
ottobre	40.0	40	32
novembre	26.7	36	33
dicembre	27.1	28	24
TOTALE	**506**	**232**	**484**

Tabella 5.3.3: Produzione mensile dell'impianto TISO 0.5 a-Si

La differenza tra produzione effettiva a quella simulata è dovuta principalmente dal fatto che la potenza reale (58W) dei moduli Canon è ca. del 6.5% inferiore a quella nominale. Nell'istogramma seguente sono riportati i valori di produzione mensili a partire dalla messa in servizio dell'impianto (14 luglio 1998):

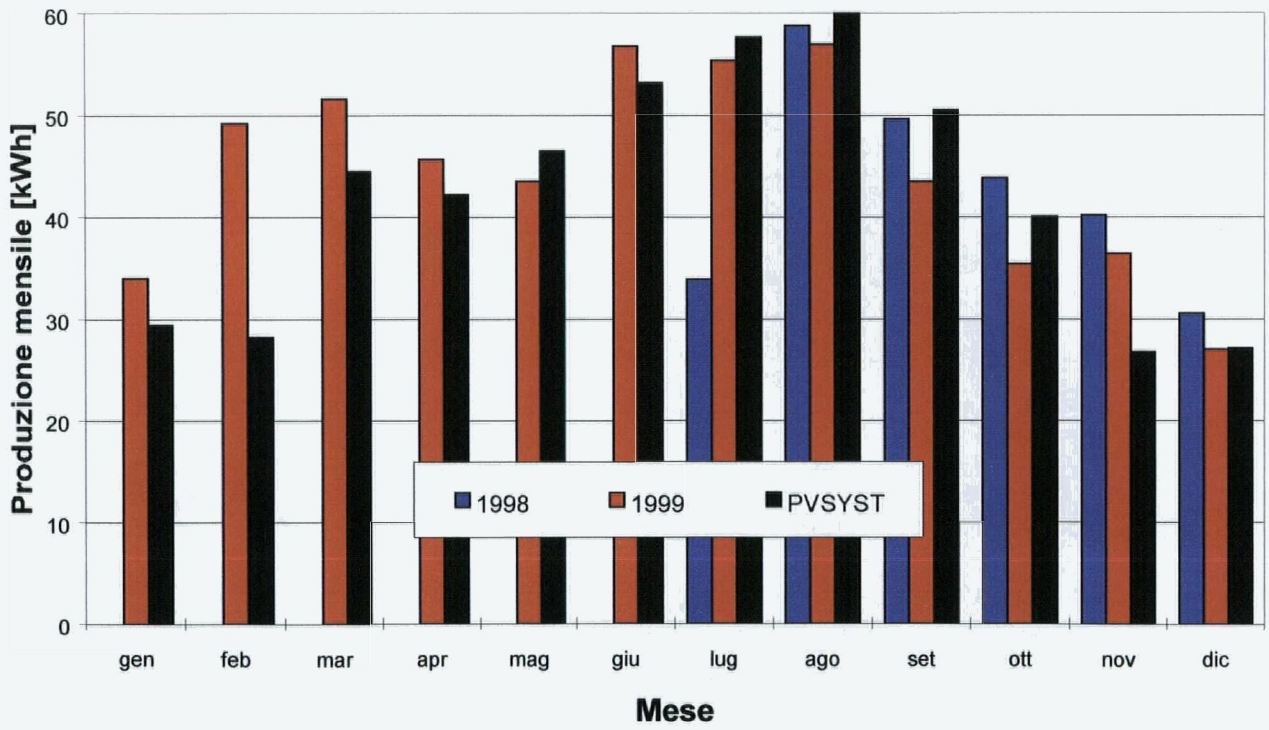


Grafico 5.3.4: Istogramma con la produzione mensile dell'impianto a-Si TISO 0.5

Il rendimento delle due serie dell'impianto oscilla nel corso dell'anno tra 6 e 6.8%; queste variazioni dipendono fortemente dalla temperatura ambiente. Le misure effettuate finora non mostrano nessun degrado del rendimento contrariamente all'impianto a-Si con moduli della vecchia generazione dove si è riscontrato un lento ma persistente degrado (vedi grafico 5.3.7). Nel grafico 5.3.5 sono riportati il rendimento e la temperature ambiente delle belle giornate ($G > 800W/m^2$):

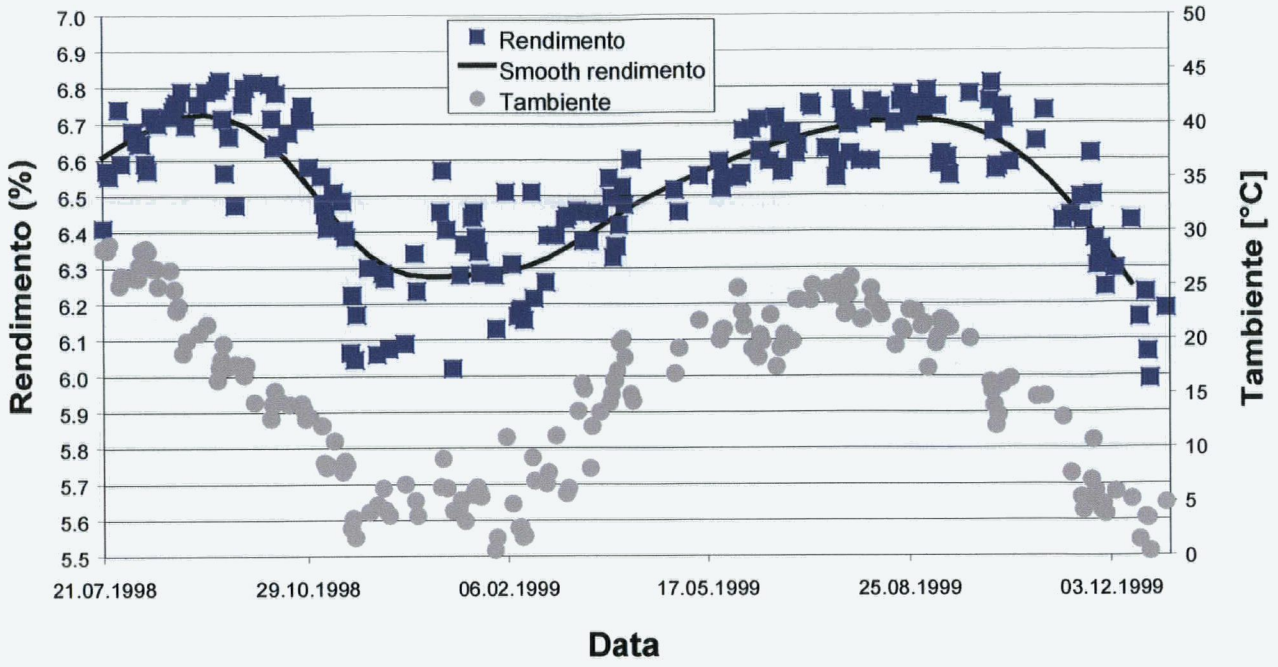


Grafico 5.3.5: Istogramma con la produzione mensile dell'impianto a-Si TISO 0.5

Analizzando l'andamento del rendimento in funzione della temperatura ambiente giornaliera (vedi grafico 5.3.6) si osservano tre tendenze ben distinte:

- Da 0 a 10°C aumento lineare del rendimento (coefficiente +0.6%/°C)
- Da 10 a 22°C leggero aumento del rendimento
- Oltre i 22°C leggera diminuzione del rendimento

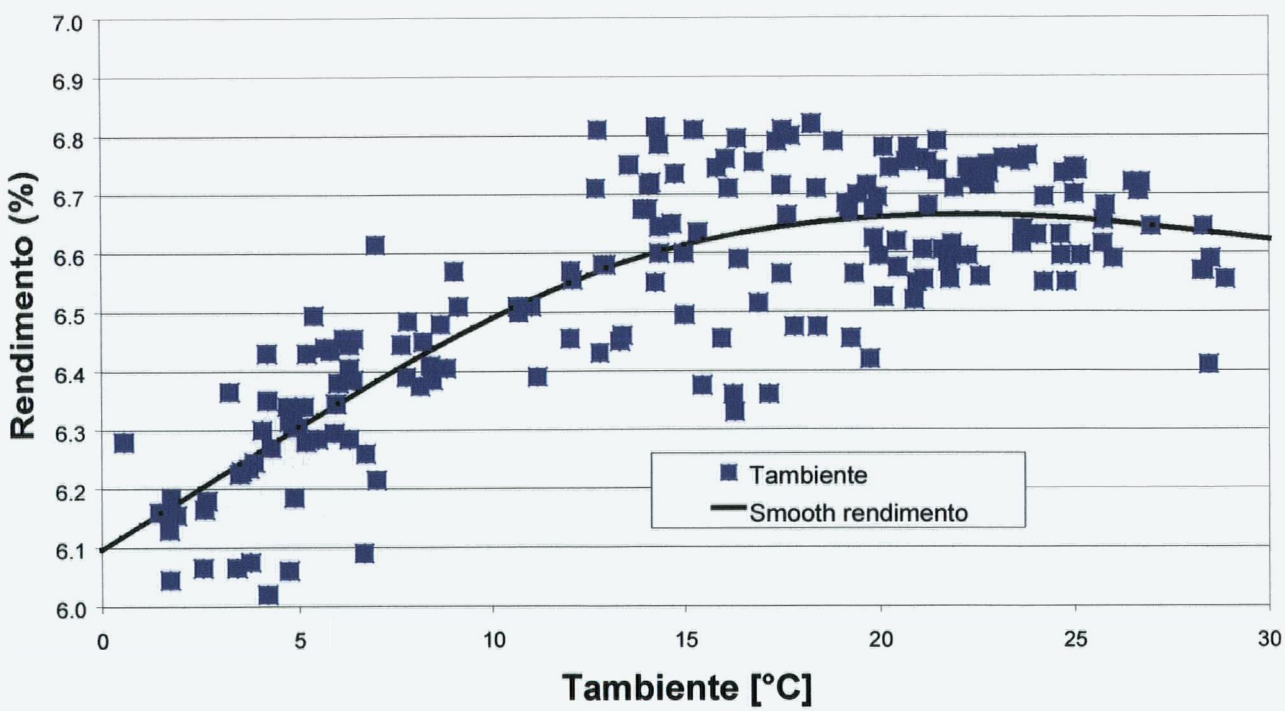


Grafico 5.3.6: Rendimento in funzione della temperatura

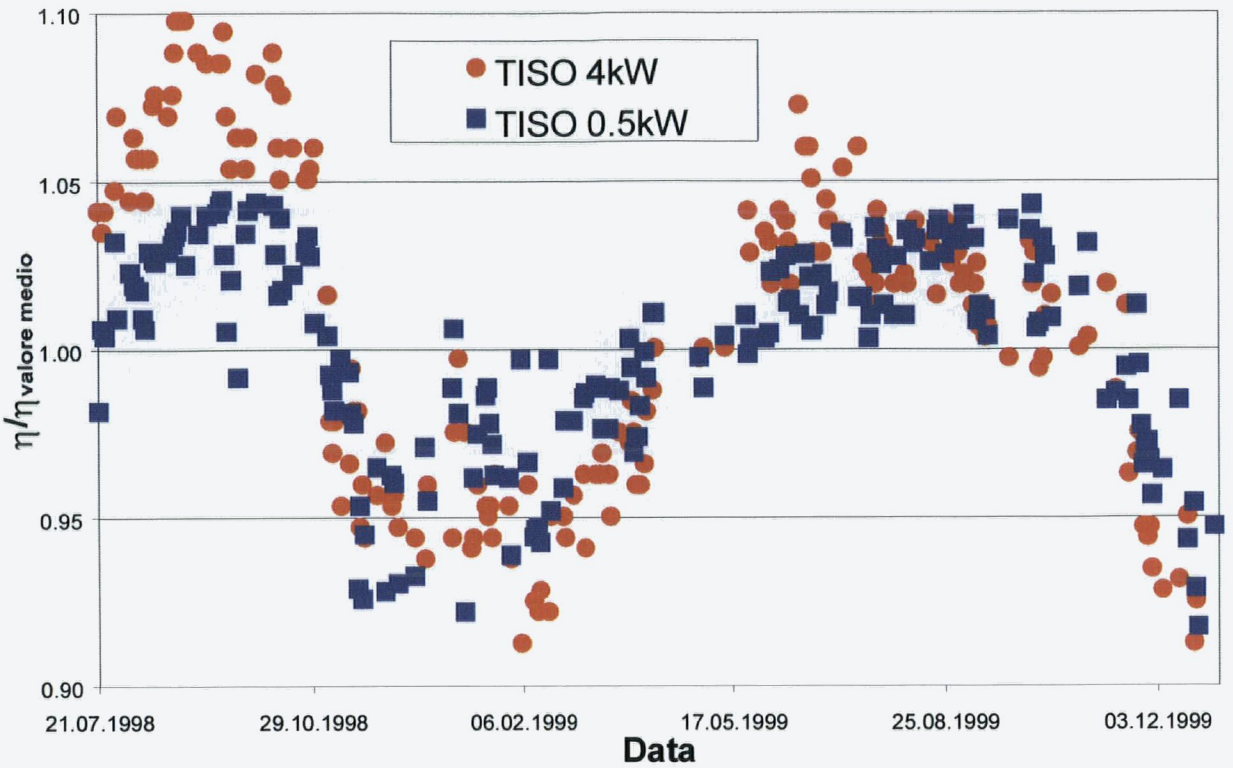


Grafico 5.3.7: Rendimento normalizzato al valore medio del periodo degli impianti TISO 4kW e 0.5kW.

6 BANCA DATI E SITO INTERNET

6.1 *Contenuto ed aggiornamenti*

La Banca Dati (**DB TISO**©), allestita nell'ambito del progetto precedente, ha lo scopo di raccogliere informazioni e di metterle a disposizione di coloro che operano nel campo del fotovoltaico.
Nel corso del progetto sono stati effettuati continui ampliamenti ed aggiornamenti del contenuto, basati prevalentemente sulle ultime novità presentate alle conferenze internazionali (Staffelstein "13. Symposium PV Solarenergie" e Vienna "2nd World Conference on PV Solar Energy"), nonché sui contatti diretti con i fabbricanti e rivenditori e sulla consultazione dei loro siti internet: in particolare sono stati introdotti altri 220 moduli. Attualmente nella Banca Dati sono catalogati 872 moduli (per ognuno sono disponibili più di 30 campi: dati elettrici, meccanici, certificati, garanzie ed osservazioni), 126 fabbricanti, 221 distributori in Svizzera e all'estero, con i rispettivi indirizzi (E-Mail e indirizzo URL) ed altre informazioni di carattere generale.
Oltre ai principali moduli presenti sul mercato internazionale, sono pure registrati quelli non più in commercio. Infatti a volte è necessario conoscere le loro caratteristiche, spesso introvabili, per esempio nel caso di modifiche in vecchi impianti.

6.2 *Gestione e diffusione dei dati, sito internet*

La banca dati è ora disponibile anche su supporto informatico (MS Access 97 Database). Le figure qui di seguito mostrano alcune funzionalità messe a disposizione dal software.

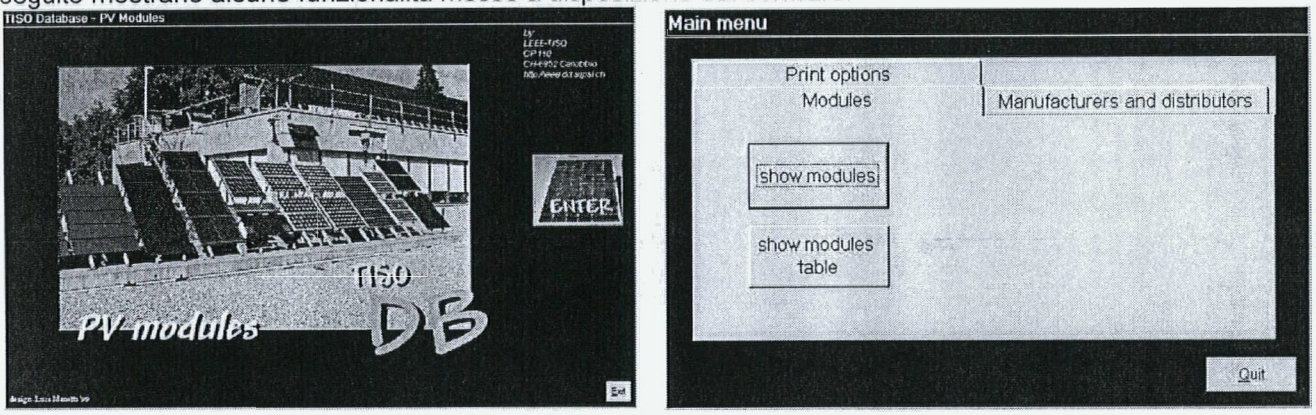


Figura 6.1: Maschera di start e menu principale

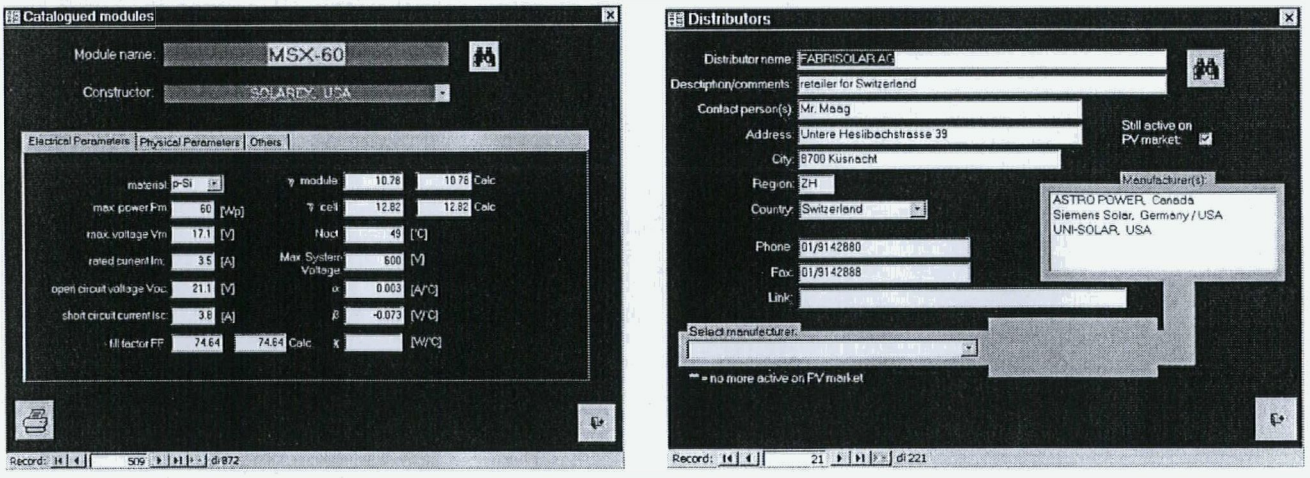


Figura 6.2: Caratteristiche dei moduli e indirizzi dei distributori

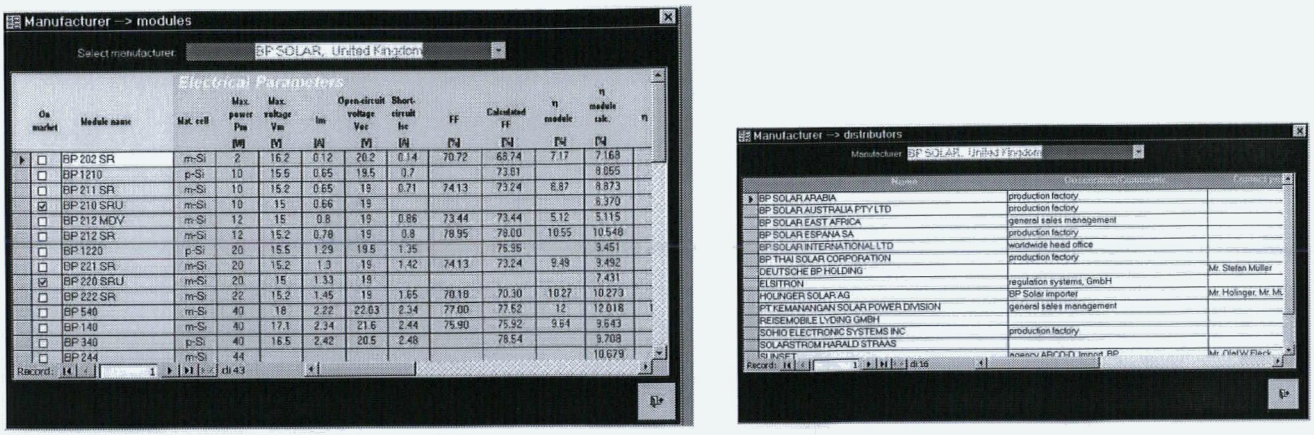


Figura 6.3: Moduli e distributori relativi ad un determinato fabbricante

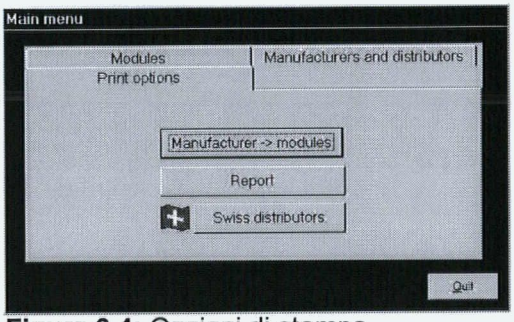


Figura 6.4: Opzioni di stampa

La diffusione dei dati avviene principalmente tramite invio di un "file Access" o, per i non utenti del computer, tramite la nuova versione del fascicoletto "DB TISO, PV modules" N° 3 in inglese.
Nel corso dell'anno è stata messa a punto e aggiornata costantemente una nuova versione del sito Internet.

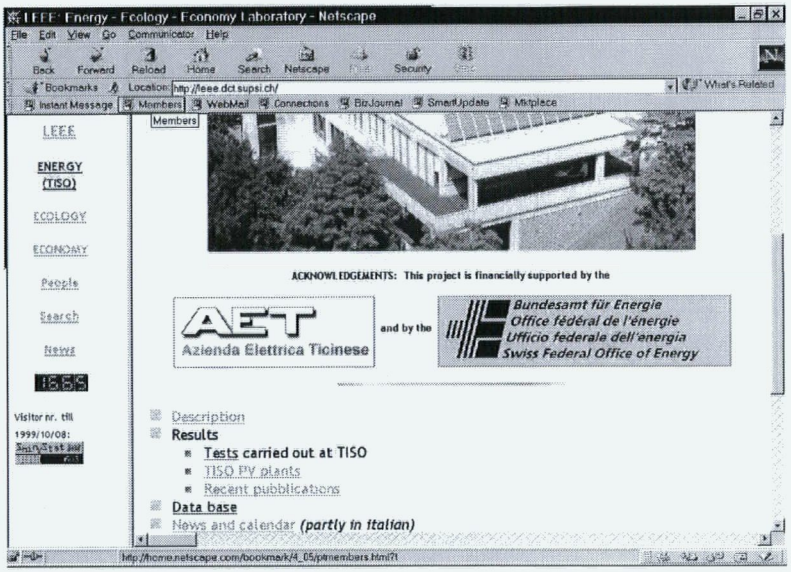
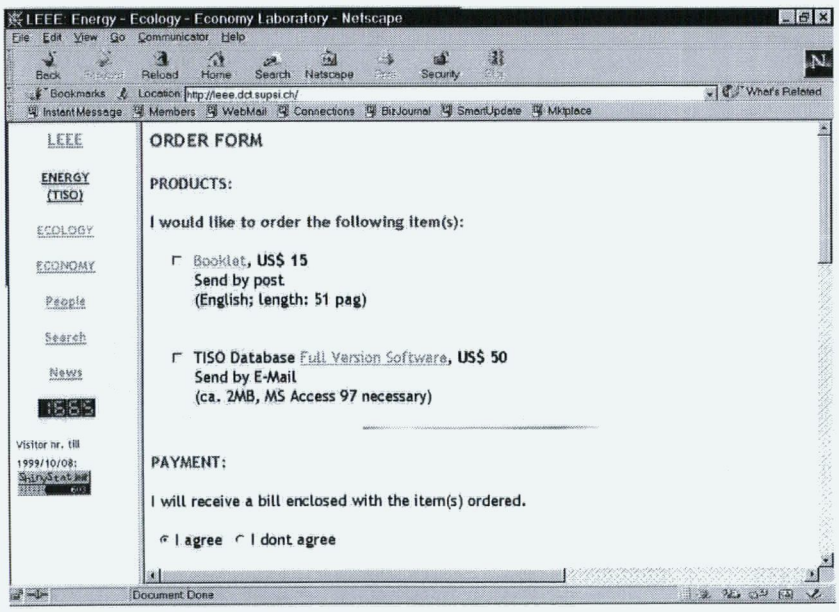


Figura 6.5: Home Page del Sito LEEE-TISO



Oltre alla descrizione dell'attività e ai risultati ottenuti al LEEE-TISO, figurano links utili come, ad esempio, quelli dei fabbricanti di moduli.
Dal sito (leee.dct.supsi.ch) è possibile scaricare una versione di dimostrazione ("free demo") del software della banca dati, ordinare la versione completa al costo di 50$, oppure ordinare il fascicoletto al costo di 15$.

Figura 6.6: Comanda banca dati su Internet

L'albero seguente riporta il contenuto completo e la struttura del sito fino al livello di profondità massimo 3:

Home page LEEE-TISO

Descrizione delle attività svolte
- cronologia del progetto
- descrizione della centrale di collaudo
- descrizione impianti TISO
- prestazioni impianti di terzi
- misure speciali
- banca dati
- consulenze e corsi
- collaborazioni

Risultati
- tests svolti al TISO
  - terminati
  - in corso
- impianti TISO
- pubblicazioni recenti

Banca dati
- descrizione
- fascicoletto
- software
- modulo per ordinazione fascicoletto / software

Novità e agenda
- novità TISO e agenda
- eventi internazionali

Links
- fabbricanti di moduli
- fabbricanti di ondulatori
- fabbricanti di batterie
- fabbricanti di strutture di supporto
- software PV
- altri links
- links CH:
  - organizzazioni e centri
  - scuole ingegneria
  - università e politecnici
  - organizzazioni meteo
  - ditte
- centri di certificazione e test
- organizzazioni governamentali
- riviste
- altri links

Educazione
- links
- corsi TISO-LEEE

Bibliografia
Indirizzi TISO-LEEE
Modulo per l'invio dei commenti

7 CONSULENZE

Nel corso del progetto sono state fornite numerose consulenze:

In ticino

- Consulenza per la realizzazione di un impianto fotovoltaico autonomo per una baita a Gola di Lago (maggio 1999)
- Consulenza per la realizzazione di un impianto fotovoltaico autonomo per un rustico a Marolta (maggio 1999)
- Calcolo dell'energia incidente in alta quota (zona Cristallina) su una superficie con inclinazione superiore ai 90° (studio della componente dell'albedo nei mesi invernali) (dicembre 1999).
- Consulenza per la realizzazione di un impianto fotovoltaico autonomo a Sonvico (giugno 1998)
- Per la ditta CSA di Pavia, il LEEE-TISO ha simulato la produzione di un impianto fotovoltaico allacciato alla rete da 47 kW su uno stabile amministrativo a Locarno. (aprile 1998).
- Dimensionamento di un impianto allacciato alla rete previsto all'interno del progetto delle nuove scuole di Lopagno (aprile 1998).
- La città di Mendrisio è stata scelta per realizzare il progetto pilota con veicoli elettrici leggeri (VEL). Per la produzione dell'energia consumata dalle vetture, i collaboratori del LEEE-TISO hanno progettato preliminarmente un impianto fotovoltaico dimostrativo da costruire sul tetto dell'edificio dell'ufficio tecnico di Mendrisio.
- Per conto della Societa Monte Generoso SA (Migros) è stata preparata una richiesta preliminare di finanziamento da inoltrare al BFE per un impianto P&D sul Monte Generoso "*Installation PV en montagne avec des modules amorphe Triple Junction*". Il progetto prevede la realizzazione di un impianto con moduli amorfi per un a potenza complessiva di 9 kW nel quale una parte dei moduli verrà isolata sul retro per studiare l'effetto sul rendimento.'

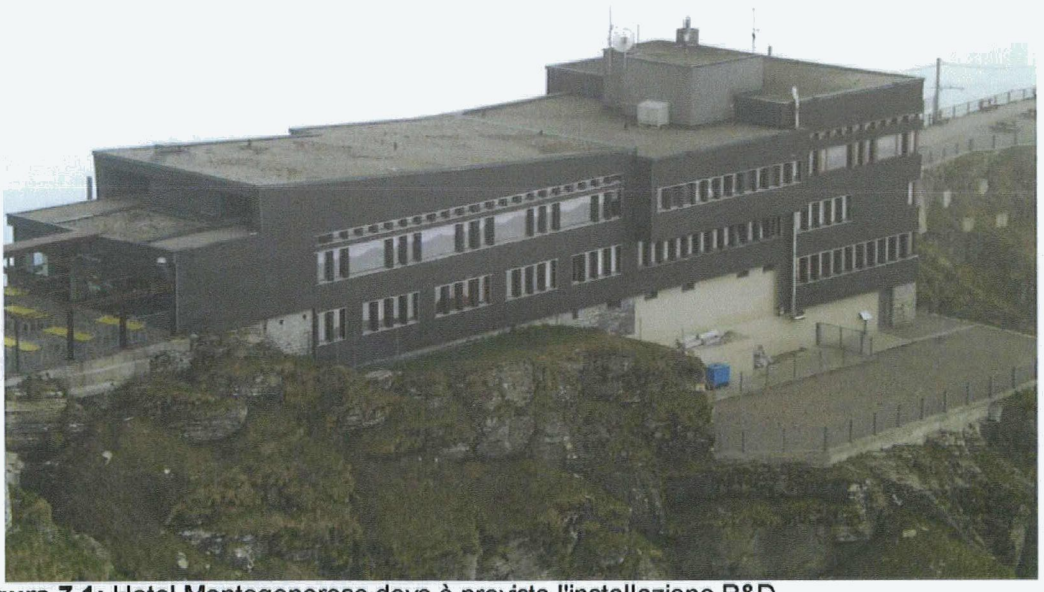


Figura 7.1: Hotel Montegeneroso dove è prevista l'installazione P&D.

In Svizzera

- La società elettrica del comune di Buchs (EWB) ha realizzato un impianto fotovoltaico da 30 kW situato sul lago di Vorderberg. Si è partecipato alla scelta del tipo di modulo e all'inclinazione dei moduli.



Figura 7.2: Impianto da 30 kW della EWB sul lago di Vorderberg.

- Progettazione impianto fotovoltaico presso stazione di benzina della Citycarburoil a Küssnacht am Rigi (LU). Oltre al sopralluogo per il rilevamento dell'orizzonte è stato fatto: il calcolo della dimensione, dell'orientamento e della struttura ottimale dell'impianto, simulazione del funzionamento dell'impianto con PVSYST, la scelta delle componenti meccaniche di fissaggio e del tipo di ondulatore, la pianificazione del cablaggio e lista sicurezze dell'impianto.
- Studenti provenienti da diverse scuole superiori: ETH Zurigo, ETS Sion, ETS Yverdon, liceo Cantonale di Lugano hanno chiesto assistenza per lo svolgimento di ricerche scolastiche.

All'estero

- Calcolo delle ombre e il loro effetto sulla produzione dell'impianto Punta Rocca (GSM Radiobase Station Power Supply) della Omnitel. Inoltre sono state studiate possibili soluzioni per l'ampliamento dell'impianto per aumentare l'insufficiente produzione.
- Con la ditta CSA è stato preparato un progetto "Solar Bus Stop pavilion with Maximal Power Point Tracker (MPPT)" che si voleva proporre per il 5° programma quadro.
  Il progetto prevedeva la realizzazione di una Pensilina solare (fotovoltaica) per le fermate di bus ad alta affidabilità, di facile e veloce messa in opera e in esercizio, modulare, leggera ma robusta, resistente, a bassissimo consumo energetico, a basso costo, con offerta di messaggi pubblicitari o interattivi e conseguente ritorno economico.

Inoltre:

- Numerose consulenze sono state fornite al pubblico e agli studenti della SUSPI per la realizzazione di impianti autonomi o collegati alla rete pubblica. Sono state anche rilasciate numerose informazioni riguardanti i moduli e i loro rivenditori.

8 CORSI E LAVORI DI DIPLOMA

8.1 Corsi

I corsi di formazione o postformazione non sono compresi nel presente progetto. Se ne fa quindi una descrizione succinta. Sono stati svolti due tipi di corso: il primo rivolto agli studenti del secondo anno di elettrotecnica della SUPSI, sezione informatica ed elettrotecnica, il secondo tipo di corso è stato un corso di postformazione della SUPSI rivolto agli operatori del settore.

- Seminario Tecnico per gli studenti della SUPSI dipartimento informatica e elettrotecnica (DIE), Classe E2 (secondo anno di elettrotecnica).

Il corso per gli studenti del secondo anno di elettrotecnica è stato inserito nel programma dei Seminari Tecnici. Il corso era suddiviso in tre parti: una parte teorica (4h), una parte di progettazione con l'uso del programma di simulazione PVSYST (4h), e una parte di pratica presso il LEEE-TISO (4h). Nel frattempo il ciclo di studi è stato modificato e i seminari tecnici sono stati spostati al terzo anno di studio.

- Corso di postformazione „Tecnica fotovoltaica"

Il corso di postformazione è stato organizzato nel 1999 dopo una pausa relativamente lunga. Il corso è stato rielaborato sulla base e sulle esperienze dei corsi PACER precedenti. I due moduli del corso comprendevano una prima parte teorica e di approfondimento (8h) e una seconda parte di progettazione e uso del programma di simulazione PVSYST (8h).

Otre ai corsi sopracitati, sono state organizzate tre serate d'informazione pubblica dal titolo: "L'elettricità con i pannelli solari", che hanno ottenuto un notevole successo coinvolgendo in totale ca. 300 persone. Le serate sono state organizzate in collaborazione dell'Associazione delle Consumatrici della Svizzera Italiana (ACSI) in concomitanza dell'articolo sul loro bollettino.

8.2 Lavori di semestre e diploma

Nel corso degli ultimi anni è stato possibile far svolgere alcuni lavori di semestre e di diploma agli studenti di elettrotecnica del DIE.

- "Emulatore di caratteristica per celle fotovoltaiche" (lavoro di semestre, 1997).

L'emulatore è costituito da un convertitore DC/DC comandato in PWM da un microcontrollore (μC) e alimentato da un normale alimentatore di potenza. Il μC controlla costantemente la corrente e la tensione di lavoro correggendola in funzione dei parametri del modulo da simulare definiti precedentemente.

- "Studio e realizzazione di un convertitore DC/DC-MPT (Maximum Power Point Tracker) (lavoro di semestre, 1997).

Anche nel presente lavoro si fa uso di un convertitore DC/DC comandato da un μC. In questo caso il convertitore DC/DC non aveva la funzione di generatore ma di adattatore di impedenza in modo da posizionare il punto di lavoro sul punto di massima potenza transitorio del modulo PV. L'accento era posto sul rendimento del convertitore e sugli algoritmi di ricerca del punto di massima potenza.

- Stazione Meteo da ESTI sensor con DC-DC converter da 0.6V a 5V per alimentazione (lavoro di diploma, 1997; lavoro di semestre 1997-1998; lavoro di diploma, 1998).

Il presente lavoro è stato l'oggetto di tre ricerche. Esso consisteva nella realizzazione di una stazione meteorologica autoalimenta dal sensore di irraggiamento (un ESTI-sensor). Oltre alle funzioni di datalogger in grado di memorizzare i dati di alcuni anni di misura, il sistema doveva alimentarsi attraverso la mezza cella fotovoltaica a circuito aperto (Voc) disponibile nel sensore ESTI-sensor. La problematica principale consisteva nello sviluppare un'alimentazione in grado di funzionare a partire con una tensione minima d'entrata di 0.4V, posizionando nel contempo il punto di lavoro della cella a MPT e immagazzinando l'energia in una batteria al Nickel-Cadmio.

9 COLLABORAZIONI

9.1 NAZIONALI

9.1.1 Enti

- *Ecole d'ingénieurs Saint-Imier (EISI)*, St-Imier, scambio esperienze;
- *Institut de Microtechnique (IMT)*, Neuchatel, consulenze;
- *Ingenieurschule Burgdorf (ISB)*, Burgdorf, misure moduli e consulenze;
- *Laboratoire d'Energie Solaire (LESO)/ EPFL*, Losanna (VD), misure impianto Pil-Sim;
- *Laboratorio Tecnico Sperimentale (LTS)*, Canobbio, misure meccaniche e costruzioni meccaniche;
- *ENET*, Berna, pubblicazioni;
- *Gruppo tecnico SOFAS*, consulenze;
- *ACSI,* organizzazione di 3 serate informative "L'elettricità con i pannelli solari";
- *EWB,* Buchs, consulenza per progettazione impianto PV e misure

9.1.2 Ditte

- *Rivenditori di moduli in Svizzera*, aggiornamento Banca Dati;
- *Energie Büro*, Zurigo, scambio dati;
- *City Carburoil SA;* Rivera, progettazione impianto;
- *Montegeneroso SA;* Capolago, *progettazione impianto P&D*
- *Solterra SA*, Chiasso, consulenza;
- *TNC*, Männedorf, misure impianto da 100kW di Riazzino;

9.2 INTERNAZIONALI

- ESTI (European Solar Test Installation), Centro Comune di Ricerca di Ispra (I), misure di moduli in condizioni normalizzate (STC), misure di installazioni in Svizzera, contratto di collaborazione scientifica;
- Gechelin Group, Italia, consulenza e scambio dati;
- Università di Barcellona (Dipartimento di Fisica applicata e ottica), Spagna, misure moduli a-Si;
- Siemens Solar Deutschland, Germania, prova alta tensione;
- CSA, Italia, preparazione progetti europei

Inoltre un collaboratore del LEEE-TISO ha fatto parte del gruppo d'accompagnamento del progetto PHALK2 ("Valutazione di sistemi PV ad alto rendimento", 01.03.1995 - 31.12.1999).
Questo gruppo d'accompagnamento, che era composto da: Dr. S: Nowak, Dr. H. Häberlin, Dr. R. Minder e N. Cereghetti, si è riunito una volta a Berna (01.04.1998).
L'obiettivo del gruppo d'accompagnamento era, oltre alla sorveglianza dei lavori, d'assicurare delle attività complementari tra il progetto PHALK2 e il LEEE-TISO.

10 CONCLUSIONI

ANALISI DI MODULI FOTOVOLTAICI

- Nei precedenti progetti la centrale aveva analizzato i moduli dei cicli 1-4 mentre nel corso del progetto 1997-1999 sono stati collaudati i moduli dei cicli 5 e 6 per un totale di 18 moduli, 11 appartenenti al ciclo 5 e 7 al ciclo 6.
- Il collaudo consiste nel misurare le caratteristiche elettriche @ STC prima dell'esposizione outdoor, dopo 6 mesi di esposizione e a fine ciclo (dopo 12 mesi di esposizione) per verificare l'affidabilità dei dati dichiarati dai fabbricanti, il rispetto dei limiti di garanzia nel tempo e studiare il degrado della potenza. La resa energetica dei tipi di moduli a MPP è, stata, inoltre misurata e trasformata in Performace Ratio secondo i valori delle Potenze nominali e di quelle effettive misurate dalla Centrale LEEE-TISO. Sono stati così ottenuti: il confronto tecnologico e quello dal punto di vista dei consumatori per i 18 tipi di moduli. La NOCT è pure stata misurata.
- La centrale ha acquistato un simulatore solare di Classe A (PASAN III) e ha trasformato un locale in camera oscura. Questo simulatore servirà per i test della centrale, per prestazioni a terzi a prezzi ragionevoli e per le necessità di futuri progetti come ad, esempio, l'energy rating. La collaborazione e la vicinanza dell'ESTI JRC ISPRA permetterà la verifica periodica delle misure con il simulatore acquistato dalla Centrale.

Potenza

- La potenza @STC **prima dell'esposizione** è inferiore a quella dichiarata per 15 tipi di modulo su 18:
  - 9 tipi m-Si (9/10); le differenze, tra i valori misurati e quelli dati, variano da –3.2 a -18.4%.
  - 6 tipi p-Si (6/6); le differenze sono comprese tra -4.7% a –13.6%.

  Per 6 tipi questa differenza è inferiore ai limiti di garanzia del ±10%.

  La potenza prima delle prove è superiore a quella dichiarata per 3 tipi di modulo su 18:
  - 1 tipi di modulo m-Si (1/10); +1.4%
  - 2 tipi di modulo a-Si (2/2); le differenze sono comprese tra +4.4% e +15.0%
- **Durante le prove** su tutti i moduli è stato riscontrato un calo di potenza, compreso tra:
  - -0.8% e -9.8% per i moduli m-Si
  - -4.5% e -8.8% per i moduli p-Si
  - -11.1% e -38.7% per i moduli a-Si
- Per 2/3 dei moduli la potenza **alla fine dei test** è al disotto dei limiti di garanzia del 10%.
- Sono stati nuovamente esposti 7 tipi di moduli misurati negli anni precedenti ed è stato riscontrato, nel corso del secondo anno di esposizione, un degrado medio del 1.4%.
- Il degrado della potenza è da imputare principalmente alla diminuzione di Isc che, presumiamo, potrebbe essere dovuta alla diminuzione di trasmittanza del composto "vetro-EVA". Voc non influisce significativamente sul degrado in quanto le diminuzioni di Voc sono nell'ordine di grandezza dell'errore. Tuttavia, quasi tutti i ΔVoc sono negativi.

Resa energetica

- Due moduli di tipo differente ma di uguale potenza possono avere produzioni di energia diverse fra loro anche se esposti alle medesime condizioni meteorologiche; la sola conoscenza della Pm @STC di un modulo non basta per stimare la sua effettiva produzione d'energia.

  È proprio per questo motivo che si sono osservate grandi differenze nella resa energetica (PR) sia nel ciclo 5 che nel 6; tralasciando i moduli che hanno avuto rotture o perdite importanti di potenza durante in collaudo ci sono delle differenze del PR, rispetto alla potenza misurata, che possono raggiungere anche il 11%.

NOCT

- Dalle misurazioni della NOCT risulta che di norma i valori dichiarati dai fabbricanti sono affidabili. Fra i moduli testati i valori della NOCT variano da 42.0°C a 51.5°C. Per i moduli Sunslates e Solarwatt II valore della NOCT con T_{bom} al posto di T_c non è rappresentativo. Per i moduli Newtec, Sunslates e Solarwatt le condizioni NOCT (open-rack) non rispecchiano il comportamento termico dell'applicazione effettive (moduli integrati nel tetto). Per i moduli Sunslates l'elevato valore della NOCT non è sufficiente per giustificare la scarsa resa energetica misurata.
- I moduli ASI16-2300 hanno una NOCT molto bassa (42.7°C); ciò, che gioca a favore della produzione d'energia di questi moduli, è sicuramente dovuto al basso rapporto $A_{attiva}/A_{apertura}$ del modulo in questione.

Coefficiente β

- È stato determinato il coefficiente di temperatura β dei moduli ASI16-2300 (-2.13 mV/°C per cella) e G4000 (-3.12 mV/°C per la cella). Per i primi β (valore assoluto), tra 800 W/m2 e 1000 W/m2, è direttamente proporzionale a ln(G). Per i G4000 invece il valore assoluto di β diminuisce con l'aumentare di G.

Determinazione di T_c

- Diversi metodi empirici per la determinazione della temperatura della cella T_c sono stati analizzati. La migliore approssimazione di Tc si ottiene con un metodo che permette di esprimere la T in funzione di Voc e G. La differenza tra Tc calcolata e misurata è dell'ordine di 0.5°C, e può essere inesistente se si aggiustano in modo appropriato i coefficienti β o Voc.
- È stato, inoltre, sviluppato un modello teorico che permette di determinare Tc con la precisione di 1 °C. Questo modello è interessante perché mette in relazione i dati meteorologici con le caratteristiche dei materiali che compongono il modulo, quindi permette di riprodurre Tc per qualsiasi tipo di modulo se si conoscono le caratteristiche.

Alta tensione

- I test di verifica dell'effetto dell'applicazione di alta tensione tra la cornice e la parte attiva di un modulo hanno mostrato che non esiste, a corto termine, nessuna correlazione visibile tra il degrado e la tensione di sistema applicata.

Curva I-V outdoor

- È stato sviluppato un dispositivo per la misura della caratteristica I-V di moduli PV con un software basato sul metodo "Blaesser" di estrapolazione @STC. I risultati di misurazioni outdoor ottenuti e confrontati con i risultati di misure @STC mostrano una differenza di -2.8% con la misura di Tbom ma meno del 1% considerando Tc.

ANALISI SISTEMI FOTOVOLTAICI

Impianti PV in Ticino

- Sono stati raccolti i dati riguardanti gli impianti PV collegati alla rete in Ticino. Esistono notevoli differenze nella produzione normalizzata di energia tra i diversi impianti. L'indice di produzione Yf (kWh/kWp) varia infatti fino a 3 volte da impianto a impianto, cioè da 388 (Scuole Semine Bellinzona) a 1159 (UBS Ascona); in media Yf è di 909.3 kWh/kWp. Il funzionamento è insoddisfacente per 10 impianti (PR<65%; in particolare l'impianto di Magliaso ha grossi problemi di funzionamento), buono per altri 10 (65%<PR<75%; TISO10 si situa in questa fascia), e ottimo per 5 impianti (PR > 75% e Yf > 1100 kWh/kWp). Il migliore impianto è quello situato sulle Scuole di Locarno.
- Sono inoltre stati effettuati degli interventi sugli impianti di FFS Giubiasco (rimessa in funzione e verifica PR), scuole Canobbio (verifica produzione), privato Locarno (consulenza per rimessa in funzione), Magliaso (simulazione per verificare la bassa produzione), Mark II (ispezione e studio varianti per sostituzione ondulatore).

Analisi impianti di terzi

- Sono state effettuate le misure della potenza di due impianti collegati alla rete elettrica:
  - Pil-Sim a Payerne, 115kWp. Pm misurato = 104.5kW ±4.6kW
  - Blattner a Soyhères, 3.1kWp. Pm misurato = 2.639kW ±0.116W
- I risultati hanno mostrato che in ambedue i casi la potenza totale è inferiore alla potenza dichiarata dal fabbricante.

IMPIANTI TISO

Impianto da 10 kW a moduli monocristallini

- Giunto al suo 18-esimo anno di vita, l'impianto funziona ancora a pieno regime, malgrado le numerose tracce di degrado meccanico ed il persistente aumento delle infiltrazioni (solo il 4% dei moduli senza infiltrazioni). Negli ultimi 3 anni, in media, la produzione è stata di 9185 kWh, il PR del 65.1% e l'indice di produzione di 985 kWh/kW. Malgrado 2 guasti, l'età dell'impianto, la sua inclinazione non ottimale e l'ondulatore sovradimensionato, l'indice di produzione ha superato la media svizzera (869 kWh/kW).
- La stabilità di questi moduli è confermata anche dalle misure @STC sui 18 moduli di riferimento: la loro potenza media è rimasta stabile a 35.08 W (-5.2% rispetto a Pn) e solo unicamente 2 moduli è degradata del 8.1% risp. del 8.5%.
- In 18 anni si sono rotti solo 8 moduli su 288 (il 2.8%).
- È in corso uno studio in collaborazione col JRC di Ispra volto a determinare il "Mean Time Before Failure" dell'impianto.

Impianto da 4 kW a moduli amorfi

- L'impianto a-Si G4000 è giunto al suo dodicesimo anno di vita. Il rendimento d'esercizio mostra una graduale diminuzione per tutte le serie dell'impianto. La misura @STC di alcuni moduli di riferimento conferma il degrado. Isolando termicamente i moduli di una serie è stato riscontrato un miglioramento del rendimento d'esercizio nell'ordine del 6%.
- Mediante delle misure VIM (Variable Illumination Measurements) è stato possibile separare in modo chiaro i meccanismi di degrado relativi all'effetto Staebler-Wronsky da quelli relativi alle caratteristiche tecnologiche di costruzione della cella. I risultati mostrano un degrado prevalentemente della resistenza serie Rs contrariamente ai nuovi tipi di moduli presenti oggigiorno sul mercato.
- Nel corso degli ultimi 3 anni l'impianto ha prodotto in media annualmente 777kWh/kWp per kW dichiarato dal fabbricante, rispettivamente, 1119 kWh/kW per kW effettivo.

Impianto da 0.5 kW a moduli amorfi "Triple Junction"

- A partire dal 14 luglio 1998 un piccola installazione di 0.5kW con 8 moduli Canon con tripla giunzione è stata allacciata alla rete elettrica presso la Centrale.
- Lo scopo principale dell'impianto è quello di confrontare il comportamento dei primi moduli amorfi messi in commercio (impianto TISO 4kW) con quelli della nuova generazione.
- Nel 1999 l'impianto ha prodotto 484 kWh con picchi giornalieri di 2.7 kWh; questa produzione annua corrisponde a 976 kWh/kW.
- Il rendimento delle due serie dell'impianto oscilla nel corso dell'anno tra 6 e 6.8%; queste variazioni dipendono fortemente dalla temperatura ambiente.
- Le misure effettuate finora non mostrano nessun degrado del rendimento contrariamente all'impianto a-Si con moduli della vecchia generazione dove si è riscontrato un lento ma persistente degrado.

BANCA DATI SUI MODULI E SITO WEB

- Attualmente nella banca dati sono catalogati 872 moduli, 126 fabbricanti, 221 distributori in Svizzera e all'estero, con i rispettivi indirizzi ed altre informazioni di carattere generale. La banca dati è ora disponibile anche su supporto informatico (MS Access 97). È stata, inoltre, messa a punto una nuova versione del sito Internet, nel quale figurano la descrizione delle attività svolte, i risultati ottenuti e numerosi link. Dal sito (leee.dct.supsi.ch) è possibile scaricare una versione di dimostrazione del software della banca dati, ordinare la versione completa al costo di 50$, oppure ordinare il fascicolo al costo di 15$.

CONSULENZE E CORSI

- Nell'ambito del programma dei corsi di postformazione della SUPSI è stato tenuto un corso di due giornate: la prima giornata prettamente teorica mentre la seconda giornata incentrata sulla progettazione di impianti autonomi e collegati alla rete. Inoltre, ogni anno sono stati date una quindicina di ore di seminari tecnici per gli studenti del secondo anno di elettrotecnica.

CONCLUSIONS

PV MODULE ANALYSIS

- In previous projects, the centre analysed modules from cycles 1-4 whilst a total of 18 modules from cycles 5 and 6 were tested during the 1997-1999 project (11 belonging to cycle 5 and 7 from cycle 6).
- Testing consisted in measuring electrical parameters @ STC prior to outdoor exposure, after 6 months of exposure and at the end of the cycle (after 12 months of exposure) in order to ascertain the reliability of the data published by the manufacturers, whether the guarantee limits were respected over time and in order to study degradation of power. Energy efficiency of module types at MPP were measured and transformed into Performance Ratio according to the values of nominal powers and actual ones measured by the LEEE-TISO Centre. As a result the following was obtained: technical and consumer related comparative surveys for the 18 types of modules. The NOCT was also measured.
- The Centre has purchased a Class A solar simulator (PASAN III) and converted an area into a dark room. This simulator will be used for tests at the centre, as a service for third parties at reasonable rates and for future projects like, for instance, energy rating. Collaboration with and proximity to ESTI JRC ISPRA will allow periodic verification of measurements with the simulator acquired by the centre.

Power

- Power @STC **before exposure** is below declared values in 15 out of 18 modules:
  - 9 m-Si /9/10); the differences between measured and declared values vary from –3.2 to –18.4%.
  - 6 p-Si types (6/6); the differences range from –4.7% to –13.6%.

  For 6 types the differences were below the limits of the guarantee ±10%.
  Power before testing is above the declared value for three out of 18 modules:
  - 1 m-Si module (1/10); +1.4%
  - 2 a-Si modules (2/2); the differences range from +4.4% to 15.0%
- **During testing** all modules displayed a loss in power, ranging from:
  - -0.8% to –9.8% for m-Si modules
  - -4.5% to –8.8% for p-Si modules
  - -11.1% to –38.7% for a-Si modules
- For 2/3 of the modules power at the end of the tests is below the guarantee limit of 10%.
- 7 types of modules from preceding years were again exposed and during their second year of exposure an average degradation of 1.4% was found
- Power degradation can be attributed mainly to a decrease in Isc, which could presumably be due to a drop in transmittance of the "glass-EVA" compound. Voc does not significantly affect degradation since the decreases are of the same order as margins for error. However, nearly all the ΔVoc are negative.

Energy ratings

- Two modules of different types but of equal power can have different levels of energy production even though exposed to the same meteorological conditions; knowledge of Pm @STC of a module is not sufficient to assess actual energy production.
  For this reason, big differences in energy production were observed both in cycles 5 and 6; leaving aside modules which had break downs or serious losses of power during testing, there are differences in PR, with respect to measured power, of up to 11%.

NOCT

- NOCT measurements indicate that the declared values of the manufacturers are reliable as a rule. The modules tested have NOCT values which vary from 42.0°C to 51.5°C. NOCT value with **Tbom** in place of **Tc** is not representative for Solarwatt and Sunslates modules. For the Newtec, Sunslates and Solarwatt modules, the NOCT conditions (open-rack) do not reflect the thermal behaviour of the actual application (integrated modules on roof). For the Sunslates modules, the high NOCT value is not sufficient to justify the low energy rating measured.
- The ASI 16-2300 modules have a very low NOCT (42.7°C); what certainly favours energy production in these modules is their low $A_{active}/A_{aperture}$ ratio.

β Coefficient

- The β temperature coefficient of the ASI 16-2300 modules was determined (-2.13mV/°C per cell) as well as those of the G4000 (-3.12 mV/°C per cell). For the former, β (absolute value), between 800 W/m2 and 1000 W/m2, is directly proportional to ln(G). However, for the G4000 the absolute value of β falls with the rise of G.

*Determination of **Tc***

- Different empirical methods for determining cell temperature **Tc** were analysed. The best approximation of **Tc** is obtained with a method which allows T to be expressed as a function of Voc and G. The difference between calculated and measured **Tc** is of the order of 0.5°C and can be non-existent if the β or Voc coefficients are adjusted appropriately.
- Furthermore, a theoretical model was developed which allows **Tc** to be determined to within 1°C of accuracy. This model is interesting in that it relates meteorological data with the characteristics of the materials, which make up the module so that **Tc** can be produced for any type of module where its characteristics are known.

High Voltage

- Tests to verify the effects of high voltage between the frame and the active part of the module show that, in the short term, there is no visible correlation between degradation and the voltage applied.

Outdoor I-V Curve

- A device was developed for the measurement of the I-V of PV modules with software based on the "Blaesser" method of extrapolation @STC. The results of outdoor measurements obtained and compared with results of measurements @STC show a difference of –2.8% using **Tbom** measurement but less than 1% when considering **Tc**.

ANALYSIS OF PV SYSTEMS

PV plants in Ticino

- Data regarding PV plants connected to the grid in Ticino was collected. Significant differences in normalised production exist between the different plants. The Yf (kWh/kWp) production index shows one plant producing three times as much as another, that is 1159 (UBS Ascona) compared to 388 (Scuole Semine Bellinzona); the Yf average is 909.3 kWh/kWp. Performance is unsatisfactory for ten plants (PR<65%; in particular, the Magliaso plant has big operating problems), is good for another 10 (65%<PR<75%; TISO10 is found in this group), and is excellent for 5 plants (PR>75% and Yf>1100 kWh/kWp). The best plant is situated on the roof of the Middle School in Locarno.
- Work was carried out on the FFS Giubiasco plant (put back into operation and PR verified), Canobbio schools (production verified), private party in Locarno (consultancy for putting plant back into operation), Magliaso (simulation to verify low rate of production), Mark 11 (inspection and feasibility study for substitution of inverter)

Plant analysis for third parties

- Measurements of power for two plants linked to the grid were carried out
  - Pil-Sim at Payerne, 115kWp. Pm measured = 104.5kW±4.6kW
  - Blattner at Soyhères, 3.1kWp. Pm measured = 2.639kW ±0.116W
- The results show that in both cases total power is lower than the power declared by the manufacturer.

TISO PLANT

10 kWp m-Si PV plant

- Now in its 18th year of operation, the plant is still working at full capacity, despite numerous traces of mechanical degradation and the persistent increase of infiltrations (only 4% of modules without infiltrations). In the last 3 years, production, on average, has been 9185 kWh; PR 65.1% and the production index 985 kWh/kW. Despite 2 failures, the age of the plant, non-optimum array tilt and oversized inverter, the production index is above the Swiss average (869 kWh/kW).
- The stability of these modules is confirmed also by the measurements @STC on 18 reference modules: the average power has remained stable at 35.08 W (-5.2% with respect to Pn) and in only 2 modules has there been degradation of 8.1% and 8.5% respectively.
- In 18 years, only 8 modules out of 288 (2.8%) have broken down.
- A collaborative study with JRC at Ispra aimed at determining the "Mean Time Before Failure" of the plant is being carried out.

4 kWp a-Si PV plant

- The a-Si G4000 plant has reached its twelfth year of operation. The operating efficiency shows a gradual loss of performance for all strings of the plant. The measurements @STC of some reference modules confirm degradation. By thermally isolating the modules of a string, operating efficiency was improved to the order of 6%.
- By using VIM measurements (Variable Illumination Measurements) it was possible to clearly separate degradation processes relative to the Staebler-Wronsky effect from those relative to the technical features of cell construction. The results show degradation mainly of the series resistance Rs in contrast to the new types of modules on the market nowadays.

- In the course of the last three years, the plant has produced annually on average 777kWh/kWp per kW as declared by the manufacturer and 1119 kWh/kW with respect to the actual power.

0.5kW Triple junction a-Si PV plant"

- Since 14th July 1998, a small 0.5kW installation with 8 triple junction Canon modules has been linked to the grid at the Centre.
- The main aim of the plant is to compare the behaviour of the first amorphous modules launched on the market (TISO 4kW plant) with those of the new generation.
- In 1999 the plant produced 484 kWh with daily peaks of 2.7 kWh; annual production corresponds to 976 kWh/kW.
- Operating efficiency of the two strings of the plant oscillates between 6% and 6.8%; these variations depend strongly on the outdoor temperature.
- The measurements carried out until now do not show any degradation in performance unlike the a-Si plant with old generation modules where a slow but persistent degradation has been observed.

MODULE DATABASE AND WEB SITE

- At the moment, 872 modules, 126 manufacturers, 221 dealers in Switzerland and abroad along with respective addresses and other information of a general nature have been catalogued in the database. The database is now available on computer (MS Access97). A new web site has been created where descriptions of activities and results as well as numerous links are available. From the site (leee.dct.supsi.ch), it is possible to download a demo version of the data base software, order the complete version for $50 or order a booklet version for $15.

CONSULTANCY AND COURSES

- Within the framework of post vocational training courses organised by SUPSI, a two-day course was held: the first day had a theoretical bias whilst the second day concentrated on stand-alone and grid-connected plant planning. Moreover, 15 hours of technical seminars are given for second year electrotechnical students every year.

11 CONFERENZE

Nel corso dei 3 anni i collaboratori del progetto hanno partecipato alle seguenti conferenze:

- 14. EC Photovoltaic Solar Energy Conference, S-Barcellona, luglio 1997
  (poster)
- CISBAT97, CH-Losanna, ottobre 1997
  (presentazione orale & poster)
- UBS-Forum und Mini-Fachmesse, "Fachveranstaltung Photovoltaikanlagen, CH-Manno, Ottombre 1997
  (presentazione orale)
- Porte aperte "Centrali di riscaldamento a legna; scalda acqua solari", CH-Tesserete, Novembre 1997
  (stand)
- Technè 97, Convegno "L'energia Fotovoltaica nel futuro dell'azienda di oggi", I-Como, Novembre 1997
  (presentazione orale)
- 13. Symposium PV Solarenergie, D-Staffelstein, marzo 1998
  (poster)
- 2nd World Conference on PV Solar Energy, A-Vienna, luglio 1998
  15. EC Photovoltaic Solar Energy Conference
  (presentazione orale)
- Eurosun'98, SLO-Portoroz, settembre 1998
  (presentazione orale & poster)
- 14. Symposium PV Solarenergie, D-Staffelstein, marzo 1999
  (presentazione orale)
- Solarexpo (1ª Fiera Nazionale delle Energie Alternative), I-Pedavena, maggio 1999
  (stand di 16 m^2 & presentazione orale)
- ALTENER II - RESQUE (Seminario "Energie rinnovabili in ambiente urbano"), I-Milano, luglio 1999
  (presentazione orale)
- CISBAT99, CH-Losanna, settembre 1999
  (poster)
- Simposio nazionale fotovoltaico 1999, CH-Zurigo, novembre 1999
  (presentazione orale & poster)

12 PUBBLICAZIONI

[1] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
TISO: Centrale di collaudo per componenti fotovoltaici
IMPULSO N.17, 1997

[2] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
TISO, Centrale di collaudo: Moduli Fotovoltaici; Risultati dei collaudi
3. versione (Italiano e tedesco), aprile 1997

[3] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
15 years of experience: Long term behaviour of plants with m-Si & a-Si modules
Tests of reliability on crystalline and amorphous silicon modules
14. European Photovoltaic Solar Energy Conference, S-Barcellona, luglio 1997

[4] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
15 years of experience: Long term behaviour of plants with m-Si & a-Si modules
Tests of reliability on crystalline and amorphous silicon modules
CISBAT97, CH-Losanna, ottobre 1997

[5] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Vergleich und Beurteilung der PV Module
Wie lange wird meine PV Anlage dauern?
13. Symposium PV Solarenergie, D-Staffelstein, marzo 1998

[6] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Welche Lebensdauer erreicht eine Photovoltaikanlage?
Bulletin UCS-VSE 10/98, maggio 1998

[7] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Vergleich und Beurteilung von Photovoltaik-Modulen
Sonnenenergie 3/98, giugno 1998

[8] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Comparision and Behaviour of PV modules
How long will my PV plant last?
2nd World Conference on PV Solar Energy, A-Vienna, luglio 1998

[9] J. Mertem, C. Voz, A. Muñoz, J.M. Asensi, J. Andreu
M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Ten years Operating Amorphous Silicon Solar Modules; Assessment by Variable Illumination Measurements (VIM)
2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, A-Vienna, luglio 1998

[10] S. Nowak, S. Rezzonico e H. Barnes
Buy-back rates for grid-connected photovoltaic power systems
Situation and analysis in iea member countries
2nd World Conference on PV Solar Energy, A-Vienna, luglio 1998

[11] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
How long will my PV plant last?
Comparison and behaviour of PV modules
EUROSUN'98, SLO-Portoroz, settembre 1998

[12] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese e S. Rezzonico
Energieproduktion verschiedener PV Module
14. Symposium PV Solarenergie, D-Staffelstein, marzo 1999

[13] D. Chianese
O Sole mio! Elettricità
Borsa della spesa 2-1999, Associazione Consumatrici della Svizzera Italiana (ACSI), marzo 1999

[14] D. Chianese
Energie solaire Ô Soleil mi-haut
J'achète mieux N° 273, Fédération romande des consommateurs, giugno 1999

[15] D. Chianese
Energia solare fotovoltaica (Come convertire in modo attivo una fonte di energia rinnovabile e pulita sfruttando il tetto)
Lattoneria, luglio 1999

[16] D. Chianese
Energia solare a costo zero (Ogni anno in Italia sono diponibili circa 450 miliardi di kWh)
Lattoneria, settembre 1999

[17] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico e G. Travaglini
Moduli PV: consigli "à bon entendeur..."
CISBAT99, CH-Losanna, settembre 1999

[18] M. Camani, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico e G. Travaglini
Grid connected PV-plant with "triple junction" a-Si modules
Degradation of crystalline silicon modules
Comparaison de la production d'énergie des modules PV
Leistungsverhalten von PV-Module: Erkenntnisse von der Marktfront Simposio nazionale fotovoltaico 1999, CH-Zurigo, novembre 1999

13 GLOSSARIO

Abbreviazioni e sigle: (in ordine alfabetico)

ACSI	**A**ssociazione **C**onsumatrici della **S**vizzera **I**taliana
AET	**A**zienda **E**lettrica **T**icinese
BFE	**B**undesamt für **E**nergie**w**irtschaft (vedi UFE)
CCR (JRC)	**C**entro **C**omune **R**icerca della Comunità Europea, Ispra (**J**oint **R**esearch **C**entre)
DCT	**D**ipartimento delle **c**ostruzioni e del **t**erritorio
EISI	**E**cole d'**I**ngénieurs **S**t. **I**mier
ENET	**E**nergy **Net**work, banca dati pubblica, Berna
EPFL	Politecnico Federale di Losanna
ESTI	**E**uropean **S**olar **T**est **I**nstallation, Ispra
EWB	Elektrizitätswerk der **G**emeinde **B**uchs
EWI	**E**lektro**W**att **I**ngenieurunternehmung
FEAT	**F**ederazione **E**sercenti **A**lbergatori **T**icinesi
LEEE	**L**aboratorio di **e**nergia, **e**cologia, **e**conomia
LTS	**L**aboratorio **T**ecnico **S**perimentale, Canobbio
IEA	**I**nternational **E**nergy **A**gency
IMT	**I**nstitut de **M**icro**T**echnique, Université de Neuchâtel
ISB	**I**ngenieur**s**chule **B**urgdorf
LESO	**L**aboratoire d'**E**nergie **So**laire
OFEN	**O**ffice **F**édéral de l'**E**nergie (vedi UFE)
OFIMA	**O**fficine **I**droelettriche della **Ma**ggia SA
PACER	Programma d'impulso per le energie rinnovabili
P&D	**P**ilota e **D**imostrazione
SES	**S**ocietà **E**lettrica **S**opracenerina
SOFAS	**SO**nnenenergie **FA**chverband **S**chweiz
SUPSI	**S**cuola **U**niversitaria **P**rofessionale della **S**vizzera **I**taliana
SES	**S**ocietà **E**lettrica **S**opracenerina
TISO	**Ti**cino **so**lare
TNC	**T**homas **N**ordman **C**onsulting AG
UBS	**U**nione di **B**anche **S**vizzere
UFE	**U**fficio **F**ederale dell'**E**nergia, Berna
VEL	**V**eicoli **E**lettrici **L**eggeri
VSE	**V**erbandes **S**chweizerischer **E**lektrizitätswerke
WIP	**W**irtschaft und **I**nfrastruktur **P**lanungs, Germania

Notazioni tecniche e terminologia

Generale:

a-Si	Cella al silicio amorfo
c-Si	Cella al silicio cristallino
m-Si	Cella al silicio monocristallino
p-Si	Cella al silicio policristallino
Ciclo	Collaudo di diversi tipi di moduli per il periodo di 1 anno

Notazioni relative a parametri elettrici, meccanici:

P_n	[W]	Potenza nominale di un tipo di modulo dichiarata dal fabbricante
P_0	[W]	Media delle potenze misurate @STC prima dell'esposizione
P_6	[W]	Media delle potenze misurate @STC dopo 6 mesi di esposizione
P_{12}	[W]	Media delle potenze misurate @STC dopo 1 anno d'esposizione
P_{24}	[W]	Media delle potenze misurate @STC dopo 2 anni d'esposizione
MPP		Punto di massima potenza (Maximum Power Point)
P_m	[W]	Potenza massima @STC (oppure Pn, Potenza nominale)
V_m	[V]	Tensione a Pm @STC
I_m	[A]	Corrente a Pm @STC
Voc	[V]	Tensione di circuito aperto @STC
Isc	[A]	Corrente di corto circuito @STC
FF	(%)	Fattore di riempimento (Fill Factor)
ηMM	(%)	Rendimento del modulo @STC
ηMC	(%)	Rendimento della cella @STC
MSV	[V]	Tensione massima di sistema
α	[A/°C]	Coefficiente di temperatura della corrente
β	[V/°C]	Coefficiente di temperatura della tensione
a STC		Condizioni di test standard (Standard Test Conditions): - temperatura 25°C - irraggiamento 1000W/m2 - spettro standard AM 1.5 (IEC 904-3)
@STC		misure "in condizioni standard" ma senza correzione spettrale (senza IEC 904-7).
AM		Massa d'aria (Air Mass)
I-V		Curva caratteristica di una cella, esprime la corrente in funzione della tensione

Notazioni relative a parametri termici:

NOCT	[°C]	Temperatura nominale di funzionamento di una cella (Nominal Operating Cell Temp.)
Tb.o.m	[°C]	Temperatura sul retro di un modulo (Temperature back of module)
PT100		Sensore di temperatura al platino
Hot-spot		Punto caldo

Altre abbreviazioni e terminologie:

BD	Banca Dati
Labview	Software di programmazione grafica
PVSYST	Programma di simulazione di impianti PV
Terminal-box	Scatola di connessione del modulo

RINGRAZIAMENTI

Il progetto è stato finanziato dall'Ufficio Federale dell'Energia (UFE) ed dall'Azienda Elettrica Ticinese (AET). Un grazie particolare è rivolto al Dr. S. Nowak per la sua disponibilità, per l'interesse e il sostegno del progetto.

Oltre al personale fisso le seguenti persone hanno lavorato, per un periodo limitato, presso la Centrale:

- Ing. Enrico Burà (dal 1997 al 2000 in più periodi)
- Ing. Juri Menicocci (dal 17.04. al 16.10.1997)
- Ing. Luca Manetti (dal 01.10. al 30.11.1998)

Alla riuscita del progetto hanno inoltre collaborato e a loro va il nostro ringraziamento:

- Ing. Wim Zaaiman, Centro congiunto di ricerca, Ispra (I)
- Dr. James Bishop, Centro congiunto di ricerca, Ispra (I)
- Ing. Emil Cosic, LEEE-UREC, per il modello teorico della temperatura delle celle (capitolo 3.2.4)

Ringraziamo inoltre:

- La direzione e il personale della Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI)
- La direzione e il personale del Laboratorio tecnico sperimentale (LTS).
- Il personale del laboratorio ESTI ad Ispra.
- Il personale della Sezione Protezione Aria e Acqua di Bellinzona
- Prof. Paolo Jacomelli per le traduzioni in inglese

Scuola universitaria professionale
della Svizzera italiana

Dipartimento
delle costruzioni
e del territorio

Laboratorio di energia, ecologia ed economia

SUPSI, DCT, CH-6952 Canobbio

c.p. 110
CH-6952 Canobbio

Telefono
Fax
e-mail admin@dct.supsi.ch

Ai destinatari

200 134

EINGEGANGEN 26. Okt. 2000

Da Giorgio Travaglini
Telefono +41 91 935 13 50
Fax +41 91 935 13 59
e-mail travagli@dct.supsi.ch

Data: 17. ottobre 2000

Fotovoltaico: Rapporto Finale LEEE-TISO, periodo 1997-1999

Egregi Signori,

abbiamo il piacere di trasmettervi il Rapporto Finale sulle attività di ricerca applicata svolte dal gruppo LEEE-TISO nel periodo 1997-1999 nel settore del fotovoltaico.
Il Rapporto riassume i risultati del progetto triennale "*Centrale di prova per componenti e sistemi nel campo del fotovoltaico*" che fa parte del "Programm Photovoltaik" dell'Ufficio federale dell'energia, il quale ha recentemente approvato il Rapporto allegato. Questo progetto ha potuto essere svolto grazie anche all'interesse e al sostegno dell'Azienda Elettrica Ticinese.

Vi ringraziamo per l'attenzione e, rimanendo volentieri a vostra disposizione, cogliamo l'occasione per porgervi cordiali saluti.

Laboratorio di energia, ecologia ed economia
Il responsabile:

Giorgio Travaglini

dott. Giorgio Travaglini

Allegati: Rapporto Finale, periodo 1997-1999