

Rapport final PV P+D, DIS 41239 / 81207, March 2004

Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz

élaboré par
Nerio Cereghetti
LEEE-TISO
CP 110, 6952 Canobbio



élaboré par
Nerio Cereghetti
LEEE-TISO
SUPSI-DACD
CP 110, CH-6952 Canobbio
Tel. +41 (0) 91 935 13 55, Fax. +41 (0) 91 935 13 49, leee@supsi.ch

RIASSUNTO

Con questo progetto si è analizzato il comportamento dei moduli CIS (diseleniuro di indio e rame) allacciati alla rete e in condizioni atmosferiche estreme (alta montagna).

La ditta Rätia Energie ha installato sul tetto del palazzetto del ghiaccio Ludains a St. Moritz un impianto fotovoltaico, tra i più grandi in Europa con moduli CIS, da 16.8 kWp (420 moduli ST40 della ditta Shell Solar). L'impianto, collegato alla rete il 22 dicembre 2000, è composto da 7 sottocampi collegati ad altrettanti ondulatori Sunrise Maxi della ditta Fronius; ogni sottocampo è composto da 6 stringhe di 10 moduli in serie.

La strumentazione installata presso l'impianto, per il monitoraggio di dettaglio (messa in servizio il 27 luglio 2001), ha permesso di rilevare: i dati climatici del luogo (irraggiamento in 2 diversi punti dell'impianto e temperatura ambiente), le correnti di tutte le stringhe, le tensioni DC e le potenze AC (all'uscita degli ondulatori) di ogni sottocampo e la temperatura sul retro (T_{bom}) di 3 moduli dell'impianto.

Oltre ad analisi termografica dell'impianto, sono state effettuate 2 (inizio e fine) misure outdoor della caratteristica I-V di tutte le 42 stringhe. L'estrapolazione a STC ha permesso di rilevare che mediamente la potenza nominale dei moduli dell'impianto si aggira ai 40 Wp come dichiarato dal fabbricante. L'analisi dei valori del PR dell'impianto mostra oltre ad un'ottima stabilità dell'alto rendimento (PR=0.81) un'analogia nel comportamento dei moduli CIS con quelli cristallini. L'analisi ha pure evidenziato che alcune stringhe producono meno a causa delle ombre parziali (edifici limitrofi).

ABSTRACT

Within this project the behaviour under extreme environmental conditions (at altitude) of a grid-connected CIS (Copper Indium Diselenide) PV plant has been analysed.

The Rätia Energie company installed on the roof of the Ludains ice rink in St Moritz a 16.8 kWp PV plant, currently the largest in Europe using CIS (420 Shell Solar ST40 modules).

The plant, connected to the grid on the 22nd December 2000, consists of 7 sub-arrays connected to the public grid by 7 Sunrise Maxi inverters manufactured by the Fronius company. Each sub-array comprises 6 strings of 10 modules in series.

The measuring equipment for detailed monitoring, installed at the plant on the 27th July 2001, enables collection of local climate data (irradiation at two different points on the plant and ambient temperature), measurement of currents of all the strings, of voltages DC and powers AC (at inverter exit) of each sub-array and of temperature at the back (T_{bom}) of 3 plant modules.

In addition to the thermographic analysis of the plant, outdoor measurements of the I-V characteristics of the 42 strings were carried out twice. Extrapolation at STC reveals that the average nominal power (after initial degradation) of the plant modules is around 40 Wp, the same as that declared by the manufacturer. An analysis of plant PR values shows a very stable high efficiency (PR = 0.81), and a similar behaviour of CIS modules to the crystalline ones. The lower production of some strings is due to partial shadows (near buildings).

SOMMARIO

Riassunto	3
Abstract in english	3
Sommario	4
1. Introduzione	5
1.1 Obiettivi	5
1.2 Programma	5
2. Descrizione impianto	6
2.1 Schema elettrico e cablaggio	6
2.2 Sistemi di misura.....	7
2.2.1 FRONIUS monitoring	7
2.2.2 TISO monitoring.....	8
2.2.3 Confronto dei 2 sistemi di misura.....	9
3. Risultati	10
3.1 Produzione d'energia	10
3.1.1 Influenza delle ombre vicine	11
3.1.2 Influenza sottodimensionamento ondulatore	12
3.2 Performance Ratio	14
3.3 Misura caratteristica I-V	15
3.3.1 Indoor.....	15
3.3.2 Outdoor.....	15
3.4 Analisi termografiche	16
4. Conclusioni.....	17
5. Pubblicazioni	18
6. Riferimenti	18
7. Ringraziamenti	18

1. INTRODUZIONE

1.1 Obiettivi

Con questo progetto si voleva effettuare un monitoraggio dettagliato di un impianto con moduli CIS per osservare il loro comportamento in un campo fotovoltaico e in condizioni atmosferiche particolari.

Questo impianto, il primo del genere in Svizzera, è di grande interesse in quanto mette alla prova una nuova tecnologia molto promettente per il futuro del fotovoltaico.

L'ubicazione in Engadina (alta montagna) è molto interessante in quanto le condizioni meteorologiche sono estreme e molto mutevoli.



1.2 Programma

Per poter trarre delle considerazioni sulla stabilità, sull'affidabilità e su eventuali meccanismi di degrado nel tempo di un impianto PV con tecnologia CIS ubicato in montagna si è deciso di effettuare un monitoraggio della durata di almeno 2 anni.

Nel corso del progetto si prevedeva lo svolgimento dei seguenti punti :

- **Misura dati meteo:** irraggiamento H sul piano dei moduli in due punti dell'impianto, la temperatura ambiente T_{am} e la temperatura dei moduli T_{bom} in quattro punti rappresentativi dell'impianto.
- **Misura resa energetica e perdite:** misurare la resa energetica dell'impianto a MPP (Maximal Power Point) in termini di Indice di Produzione (Y_f), di Performance Ratio (PR_{dc} e PR_{ac}) per ogni singolo sottocampo. La corrente I_m , la tensione V_m e la potenza P_m delle 42 serie di moduli misurate separatamente in modo da poter confrontare le serie fra di loro e localizzare eventuali moduli poco performanti o altri possibili problemi (ombre parziali).
- **Caratteristica corrente-tensione (I-V) indoor dei moduli:** misurare una volta all'anno con il simulatore solare la potenza @ STC di 5 moduli di riferimento dell'impianto per verificare la stabilità della potenza di picco P_n ed un eventuale degrado nel tempo.
- **Caratteristica corrente-tensione (I-V) outdoor delle stringhe:** misurare una volta all'anno con l'I-V Tracer la caratteristica I-V con estrapolazione @ STC di ogni singola stringa per monitorare eventuali diversità di comportamento delle stesse.
- **Analisi termografica:** effettuare una volta all'anno un'analisi termografica per verificare qualitativamente il buon funzionamento dell'impianto ed eventualmente localizzare surriscaldamenti locali.

2. DESCRIZIONE IMPIANTO

L'impianto, di proprietà della Rätia Energie AG, ha quali componenti principali i moduli ST40 della ditta Siemens Solar e ondulatori SUNRISE maxi della ditta Fronius. La sua messa in servizio è avvenuta il 22 dicembre 2000.



Figura 1: Impianto CIS (fronte e retro)

Nella seguente tabella sono elencate le principali caratteristiche dell'impianto:

Potenza nominale @STC:	16.8 kWp
Tipo di moduli:	ST40 (Shell Solar)
Potenza moduli @STC:	40 Wp
N° di moduli:	420
N° di sottocampi e ondulatori	7
N° serie per sottocampo	6
N° di moduli per serie	10
Inclinazione:	60°
Orientamento	37° OVEST
Ondulatore:	Sunrise maxi (Fronius)

Tabella 1: Descrizione impianto

2.1 Schema impianto

Nella figura 2 è rappresentato lo schema dell'impianto e la posizione degli 11 piloni che costituiscono la struttura portante; in particolare sono illustrati quali moduli sono collegati ad ogni singolo ondulatore e la loro posizione. L'impianto ha una configurazione non simmetrica, infatti all'ondulatore numero 7 sono collegati moduli (vedi serie 6) posizionati all'estremità opposte dell'impianto.

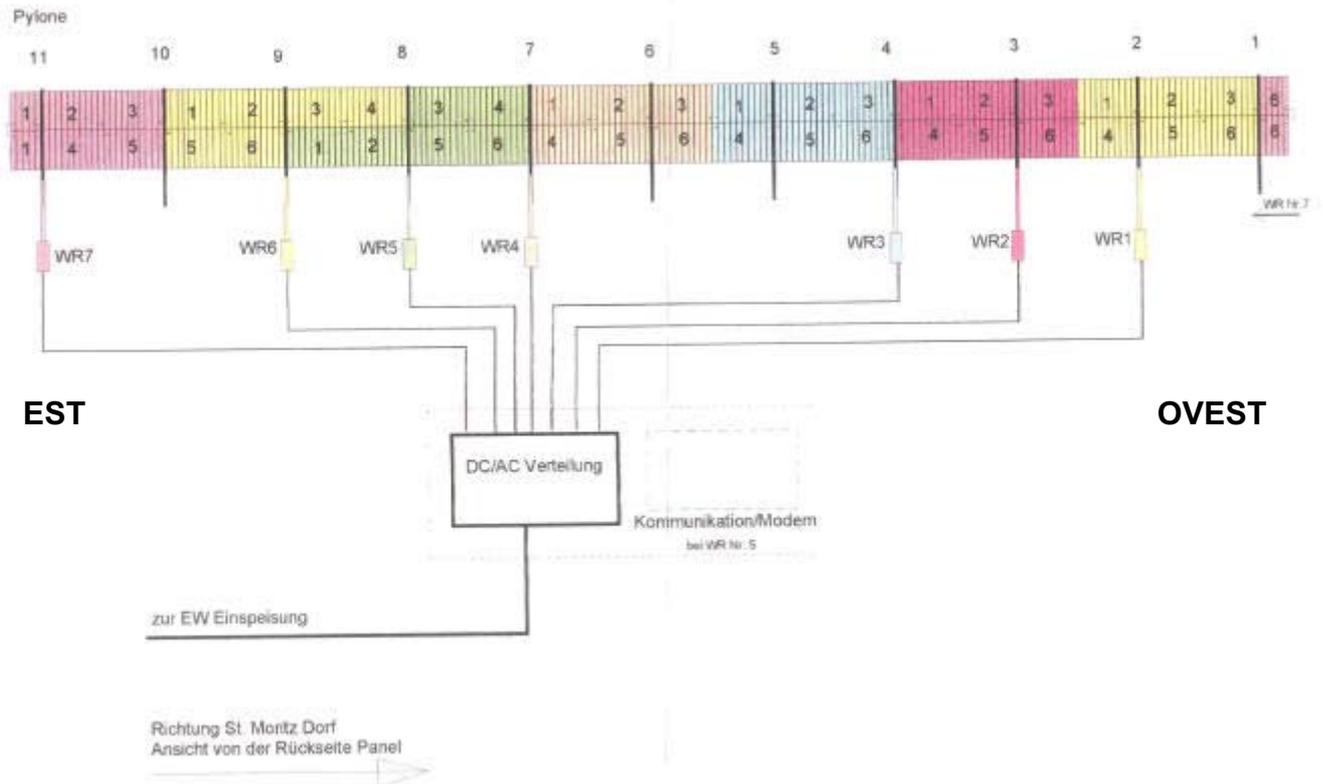


Figura 2: Schema impianto

2.2 Sistemi di misura

2.2.1 FRONIUS monitoring

Gli ondulatori della ditta Fronius sono dotati di un sistema di misura con uscita RS232, il quale consente di raccogliere in un datalogger e tramite modem è possibile una comunicazione a distanza. Lo schema del sistema di monitoraggio della Fronius è illustrato nella figura 3.

Nonostante il sistema di misura della Fronius non sia concepito per un monitoraggio di dettaglio, grazie al periodo di misura in parallelo con il nostro sistema (vedi 2.2.3), negli anni a venire sarà possibile seguire l'andamento globale dell'impianto.

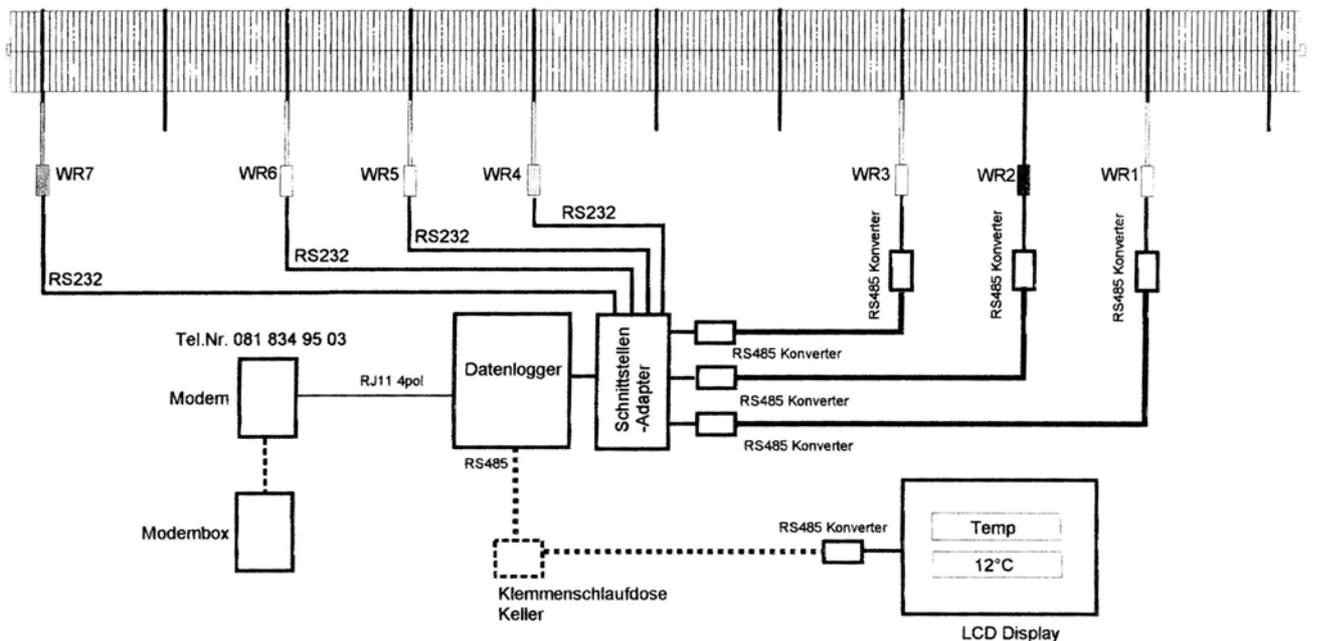


Figura 3: Schema FRONIUS monitoring

2.2.2 TISO monitoring

Per poter permettere un monitoraggio dettagliato, dopo un primo sopralluogo, è stato deciso di misurare le correnti di tutte le serie (42) dell'impianto in modo da poterle confrontare tra di loro e localizzare eventuali moduli poco performanti o altri possibili problemi (ombre parziali).

Il sistema di misura installato è riassunto nella seguente tabella:

N°	Tipo di misura	Strumento di misura	Unità di misura
2	Irraggiamento solare	Solarimetro (CM11)	kWh/m ²
1	Temperatura ambiente	Resistenza (PT100)	°C
3	T _{bom}	Resistenza (PT100)	°C
7	Potenza AC	Convertitore di misura multiplo (SINEAX DME 442)	W
7	Tensione AC	Partitori di tensione	V
7	Tensione AC risp. terra	Partitori di tensione	V
42	Correnti AC	Shunt di precisione	A

Tabella 2: Descrizione nuovo sistema di misura installato

I segnali degli strumenti di misura sono stati acquisiti con la frequenza di 1 minuto dalle 05:00 alle 22:00 da un datalogger (HP 34970A), il quale era collegato a un PC che regolarmente scaricava i dati.

Sul computer è stato installato un programma (PC Anywhere) per la comunicazione a distanza (accesso remoto) tramite modem che ha permesso di controllare il buon funzionamento del sistema e di importare i dati regolarmente a Canobbio su un altro PC.

La figura 4 mostra il carrello nel quale sono installati il PC con schermo, datalogger e l'armadio con i diversi strumenti di misura.

La messa in servizio del sistema di monitoraggio è avvenuta nel mese di luglio 2001 e a partire dal giorno 26.07.2001 è cominciata l'acquisizione dati.



Figura 4: TISO monitoring

2.2.3 Confronto dei 2 sistemi di misura

Uno degli obiettivi del progetto era anche quello di confrontare i due sistemi di misura. La figura 5 riporta il rapporto tra i valori della produzione d'energia calcolata con i due sistemi in funzione dell'energia prodotta cosii come misurata (Fronius).

Sono evidenziabili 3 comportamenti:

- 0-1000 kWh forte aumento del rapporto e valori con Fronius monitoring più bassi
- 1000-3000 kWh lieve aumento del rapporto e passaggio a valori con Fronius monitoring più alti
- oltre 3000 kWh rapporto costante (ca. 1.04)

L'energia immessa in rete durante 2 anni, estrapolata con i dati del sistema Fronius, risulta pari a 36'117 kWh. Questo valore è del 3% più elevato rispetto a quanto si valuta con il sistema TISO. Da qui si può concludere che, per un valutazione globale dell'energia prodotta dall'impianto, il Fronius monitoring è sicuramente utilizzabile.

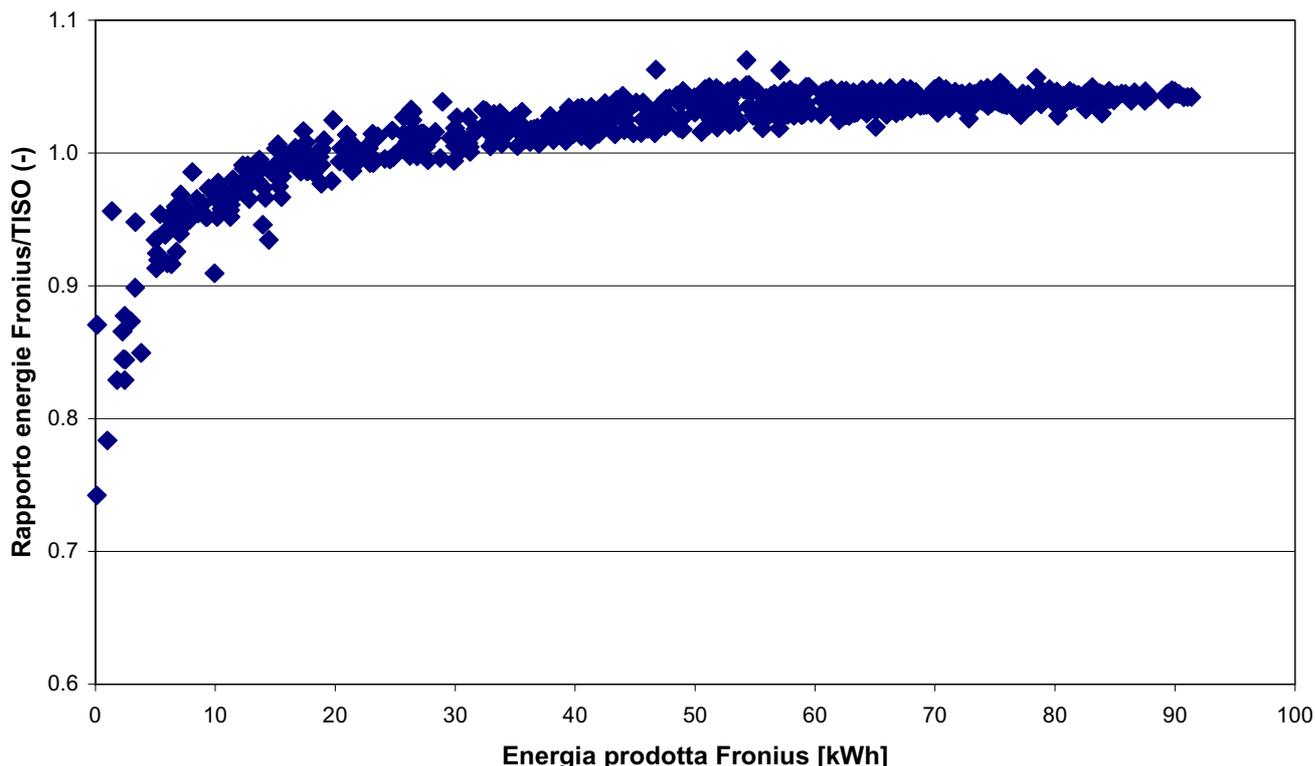


Figura 5: Rapporto energia misurata tra i 2 sistemi di misura in funzione dell'energia prodotta (FRONIUS)

Durante il monitoraggio si sono avute delle temporanee interruzioni nell'acquisizione dati, ma globalmente l'affidabilità dei 2 sistemi di monitoraggio durante i 2 anni (730 giorni) è stata molto elevata come si osserva direttamente leggendo la seguente tabella:

	FRONIUS monitoring	TISO monitoring
Giorni senza dati	46	10
Affidabilità	93.7%	98.6%

Le cause delle interruzioni del TISO monitoring sono state le interruzioni di corrente e degli internal fault del PC. Per ovviare a questi problemi è stato installato un Relè (on-off), comandato a distanza tramite cellulare, per resettare il PC.

3. RISULTATI

Il monitoraggio dell'impianto è durato più di 2 anni. I risultati sono illustrati in dettaglio nei capitoli seguenti e riguardano il periodo da settembre 2001 ad agosto 2003 (24 mesi).

3.1 Produzione d'energia

L'impianto ha funzionato senza interruzioni per tutto il periodo del monitoraggio. I risultati ottenuti sono riportati separatamente per i 2 anni nelle tabelle 2 e 3, dove la produzione di energia è illustrata per i singoli sottocampi. A livello generale si rileva che nel 2° anno si è avuta una maggior produzione d'energia (+2.1%) rispetto al 1°, riconducibile principalmente alla bellissima estate 2003.

I sottocampi centrali (3,4,5 e 6) hanno prodotto maggiormente rispetto a quelli laterali perché meno influenzati dalle ombre vicine (vedi 3.1.1).

	Inverter 1 [kWh]	Inverter 2 [kWh]	Inverter 3 [kWh]	Inverter 4 [kWh]	Inverter 5 [kWh]	Inverter 6 [kWh]	Inverter 7 [kWh]	TOTALE [kWh]
09/01	162	171	183	185	185	187	182	1254
10/01	194	220	242	243	243	244	232	1617
11/01	130	170	181	179	179	181	170	1190
12/01	103	151	155	154	154	156	141	1014
01/02	138	203	211	210	209	211	193	1375
02/02	139	166	180	179	178	180	172	1196
03/02	234	251	267	269	269	271	266	1828
04/02	230	240	247	247	246	247	243	1699
05/02	225	233	236	237	235	236	233	1636
06/02	231	238	242	242	238	240	238	1668
07/02	200	206	210	210	207	209	206	1448
08/02	197	202	208	208	206	207	204	1433
TOTALE	2183	2450	2563	2563	2549	2570	2481	17358

Tabella 2: Energia mensile prodotta da ogni singolo sottocampo nel 1° anno di monitoraggio (Energia incidente: 1263 kWh/m²; l'energia totale prodotta corrisponde a 1033 kWh/kWp)

	Inverter 1 [kWh]	Inverter 2 [kWh]	Inverter 3 [kWh]	Inverter 4 [kWh]	Inverter 5 [kWh]	Inverter 6 [kWh]	Inverter 7 [kWh]	TOTALE [kWh]
09/02	182	191	204	204	203	205	200	1388
10/02	165	189	205	205	204	206	197	1372
11/02	67	84	89	88	88	89	85	590
12/02	71	97	100	99	98	100	92	657
01/03	123	170	176	175	174	176	163	1155
02/03	199	234	259	259	258	262	250	1721
03/03	271	292	316	319	318	321	314	2152
04/03	264	272	281	281	279	282	278	1937
05/03	234	241	247	246	243	245	241	1696
06/03	236	243	248	247	243	246	243	1706
07/03	236	242	246	246	243	245	243	1701
08/03	228	233	238	240	236	239	237	1650
TOTALE	2276	2489	2608	2607	2587	2614	2543	17726

Tabella 3: Energia mensile prodotta da ogni singolo sottocampo nel 2° anno di monitoraggio (Energia incidente: 1293 kWh/m²; l'energia totale prodotta corrisponde a 1055 kWh/kWp)

La produzione d'energia registrata nei 2 anni è illustrata graficamente nella figura 5. Le differenze tra i 2 anni sono da attribuire alla meteorologia. Infatti analizzando il performance si osserva che esso è molto simile per i 2 anni, confermando l'ottima qualità dell'impianto.

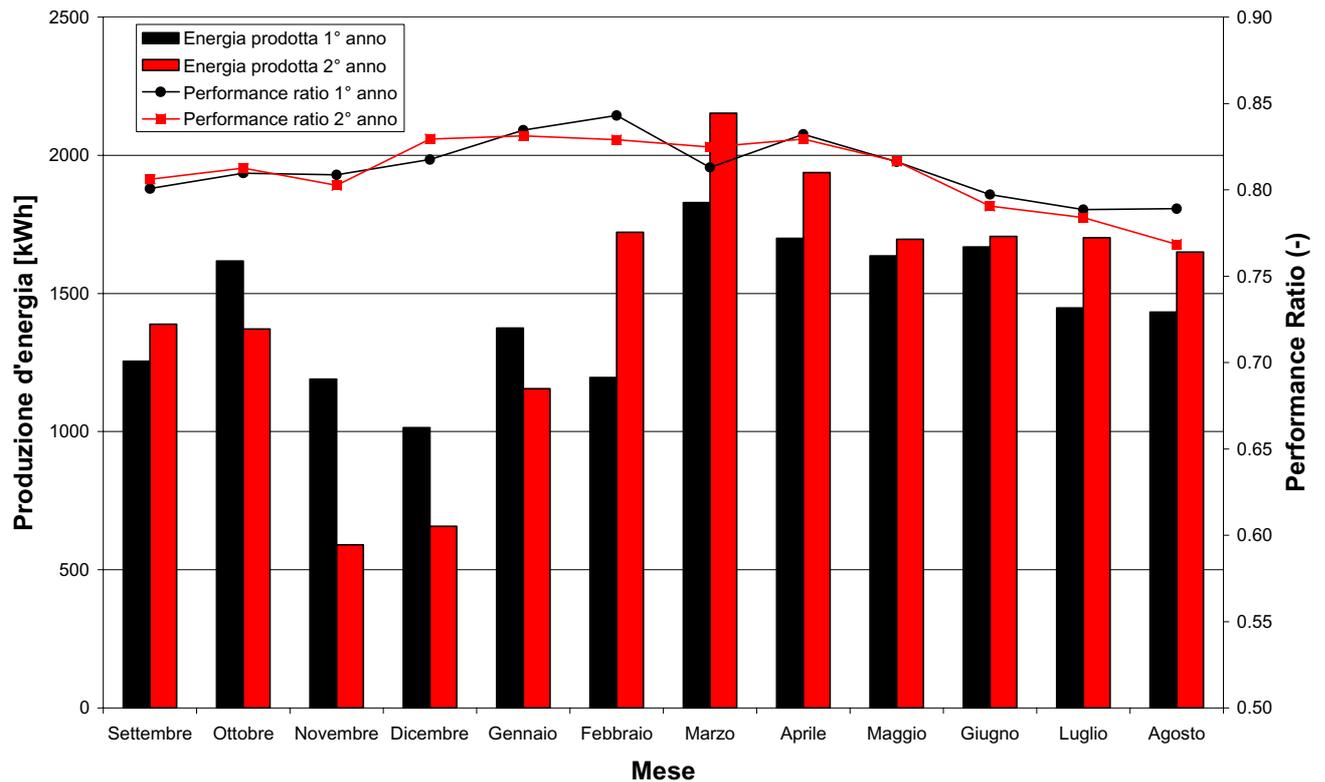


Figura 5: Produzione d'energia e PR mensili nei 2 anni di monitoraggio

3.1.1 Influenza delle ombre vicine

Visto e considerato che sia l'analisi del comportamento di tutte le serie che la misura outdoor della loro caratteristica I-V hanno mostrato una buona omogeneità della potenza (vedi capitolo 3.3.2), è stata calcolata la perdita nell'energia prodotta dell'impianto, causata dalle ombre vicine, utilizzando come valori di riferimento quelli degli ondulatori centrali (3,4,5 e 6).

Il valore medio dell'energia immessa nella rete da questi 4 ondulatori è di 2'580 kWh che equivale ad una produzione annua teorica per tutto l'impianto (7 ondulatori) di 18'060 kWh.

Quindi possiamo concludere che la minor produzione causata dalle ombre vicine (media dei 2 anni: 17'542 kWh) è di circa il 3%.

Nella figura 6 assieme alla potenza AC dei vari sottocampi è illustrata l'irraggiamento incidente misurato sul lato est e quello ovest dell'impianto. L'effetto delle ombre sul lato ovest si manifesta chiaramente nelle ore serali.

I sottocampi posizionati più a ovest (1,2 e 3) sono influenzati in maniera molto evidente dalla presenza di edifici vicini che causano delle ombre, infatti la potenza dei loro ondulatori a partire da primo pomeriggio cala rapidamente. Per l'ondulatore numero 7 questo comportamento si manifesta in maniera minore perché solo 1 delle serie collegate (vedi capitolo 2.1) è posizionata a ovest.

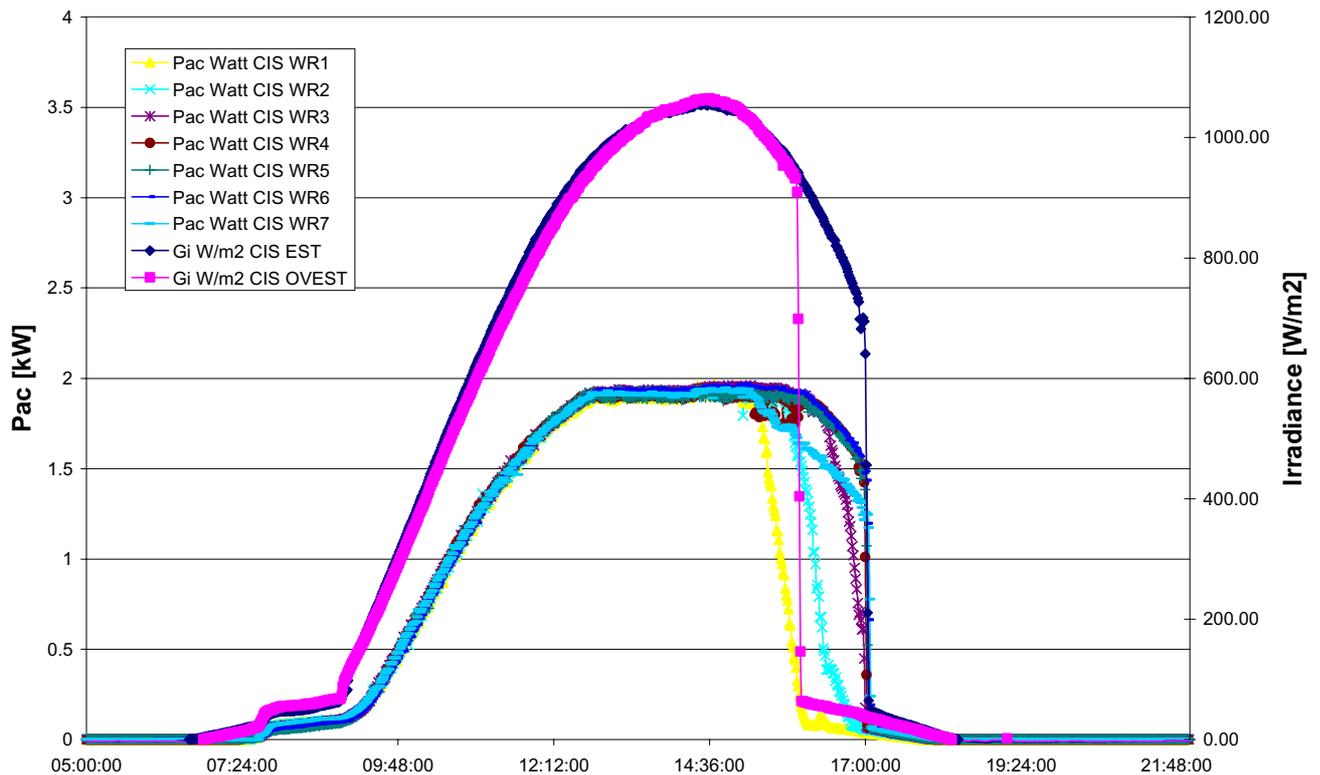


Figura 6: Potenze AC dei sottocampi e irraggiamento per il giorno 13.03.2003

3.1.2 Influenza sottodimensionamento ondatore

Nel figura 6 si può osservare come gli ondulatori, ad elevato irraggiamento, vadano in limitazione. Per quantificare le perdite DC causate dall'ondatore sono state calcolate fatte delle stime di produzione d'energia con il metodo delle matrici sviluppato dal LEEE-TISO [5].

La potenza nominale DC (2.2 kW) degli ondulatori è inferiore a quella dei sottocampi PV (2.4 kW). Per questo motivo durante le giornate fredde e molto soleggiate gli ondulatori vanno in saturazione (vedi figura 6). Con la simulazione si è voluto determinare di quanto ammonta la perdita di energia causata dalla limitazione dell'ondatore. Tutti i calcoli sono stati fatti per una singola stringa (ondulatore 4 – serie 1) e utilizzando i dati meteo del 2002.

La figura 7 mostra la produzione d'energia della serie negli intervalli 20 ± 10 W, 40 ± 10 W, 60 ± 10 W, ecc. A tal riguardo è importante rilevare che per confrontare la curva della produzione d'energia senza perdite bisogna tener conto anche dell'energia prodotta con potenze d'esercizio dell'impianto superiori (> 350 kW).

La differenza tra l'energia prodotta, misurata con il sistema d'acquisizione, e quella simulata è di solo 0.7% avvalorando il metodo delle matrici. La produzione d'energia simulata senza le limitazioni dell'ondatore supera di 2.6% quella calcolata per la situazione con limitazione dell'ondatore.

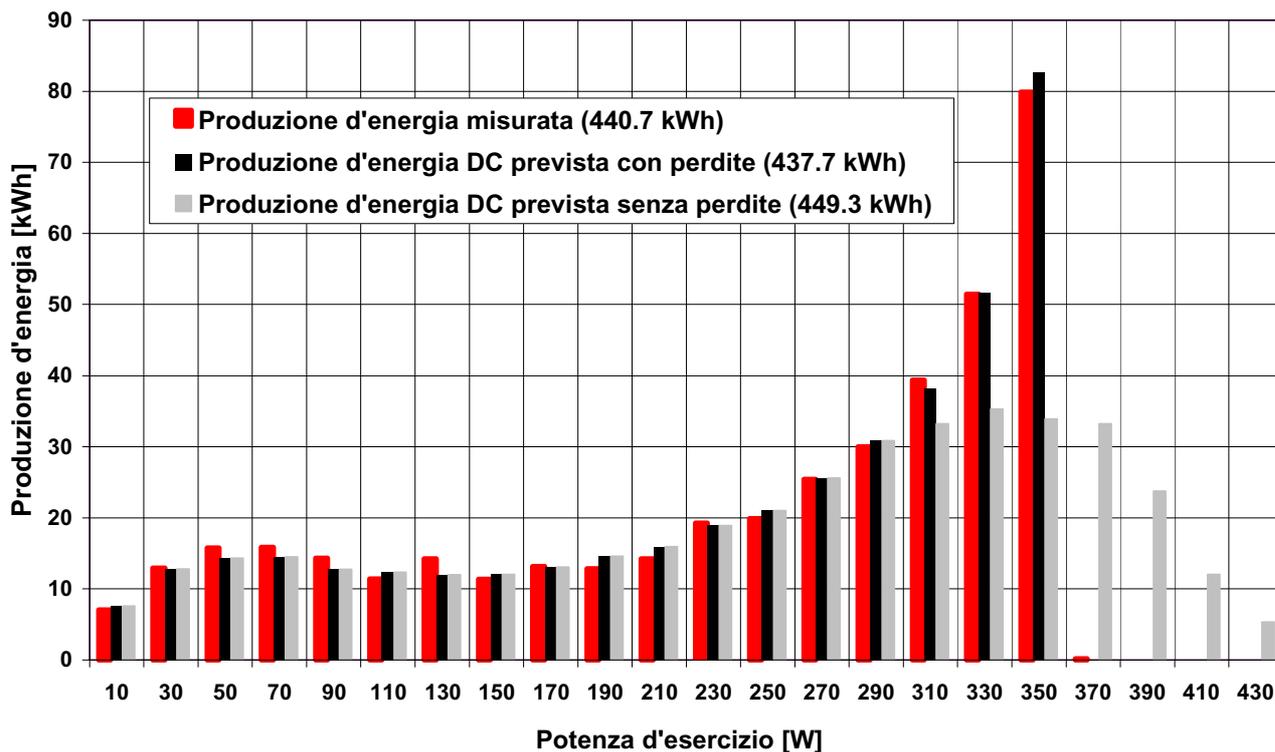


Figura 7: Produzione d'energia annua (calcolata e misurata) in funzione della potenza d'esercizio

I risultati alla base del calcolo con il metodo delle matrici sono illustrati nei diagramma 3D delle figure 8 e 9. La figura 8 mostra la matrice di potenza (potenza DC in funzione dell'irraggiamento incidente e della temperatura ambiente) della serie esaminata.

La matrice meteo (figura 9) rappresenta quante volte una determinata condizione climatica (G_i , T_a) si è manifestata durante 2002 a S. Moritz.

La limitazione dell'ondulatore ad alto irraggiamento è chiaramente visibile nella forma della superficie di potenza. Guardando entrambi le matrici si può concludere che le perdite avvengono nella zona con pochi eventi meteorologici.

Una valutazione più completa della scelta della potenza dell'ondulatore dovrebbe tener conto anche di altri fattori come i costi, che aumentano con la potenza, e le caratteristiche del rendimento dell'ondulatore, che potrebbe sfavorire gli utilizzi a bassa potenza. Se si considerano questi aspetti il giudizio sulla potenza scelta per l'ondulatore è positivo.

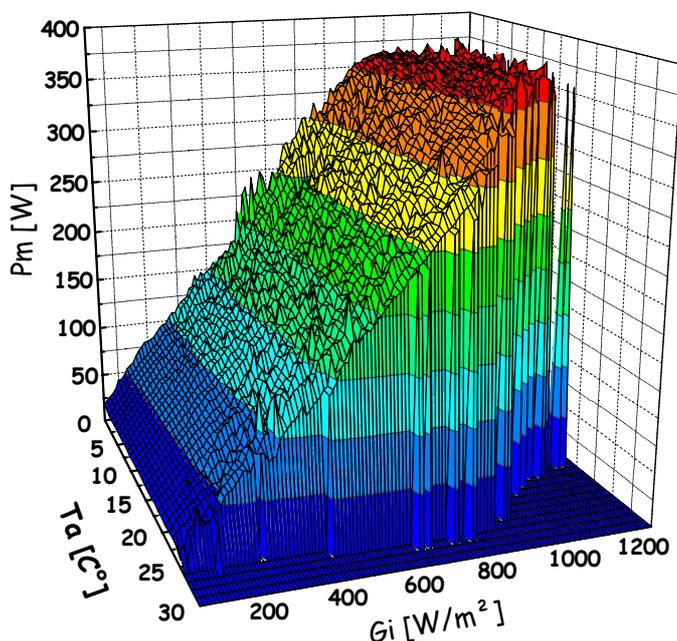


Figura 8: Matrice di potenza della serie 1 collegata all'ondulatore 4

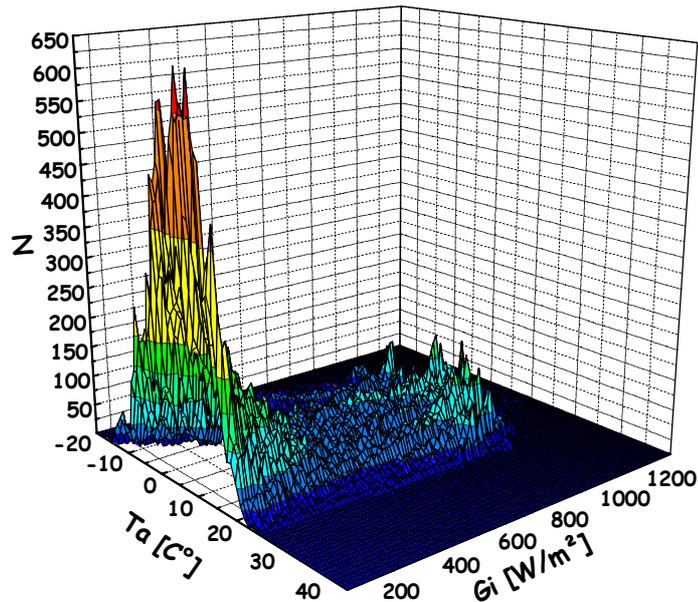


Figura 9: Matrice meteo di St. Moritz nel 2002

3.2 Performance Ratio

Nella figura 10 il performance ratio è illustrato per l'intero periodo di monitoraggio assieme alla temperatura ambiente.

Il performance ratio (PR) è il rapporto tra l'energia realmente prodotta e quella teorica:

$$PR [-] = \frac{E}{\frac{P_n}{H} \cdot G_{stc}} = \frac{E}{P_n \cdot H}$$

Dove:

E	Energia prodotta PV	[kWh/a]
G_{stc}	Irraggiamento standard STC	[kW/m ²]
P_n	Potenza nominale PV	[kW]
H	Insolazione (energia solare)	[kWh/m ² .a]

Il PR stabile sul medio lungo-termine e i valori più alti nei periodi freddi, si tratta di caratteristiche che si osservano anche per i moduli al silicio cristallino. Il valore medio del PR durante i 2 anni di monitoraggio è stato del 0.81.

Il rendimento dell'impianto, durante l'estate 2003, ha avuto un lieve flessione causata dalle elevate temperature che ci sono riscontrate in questo periodo.

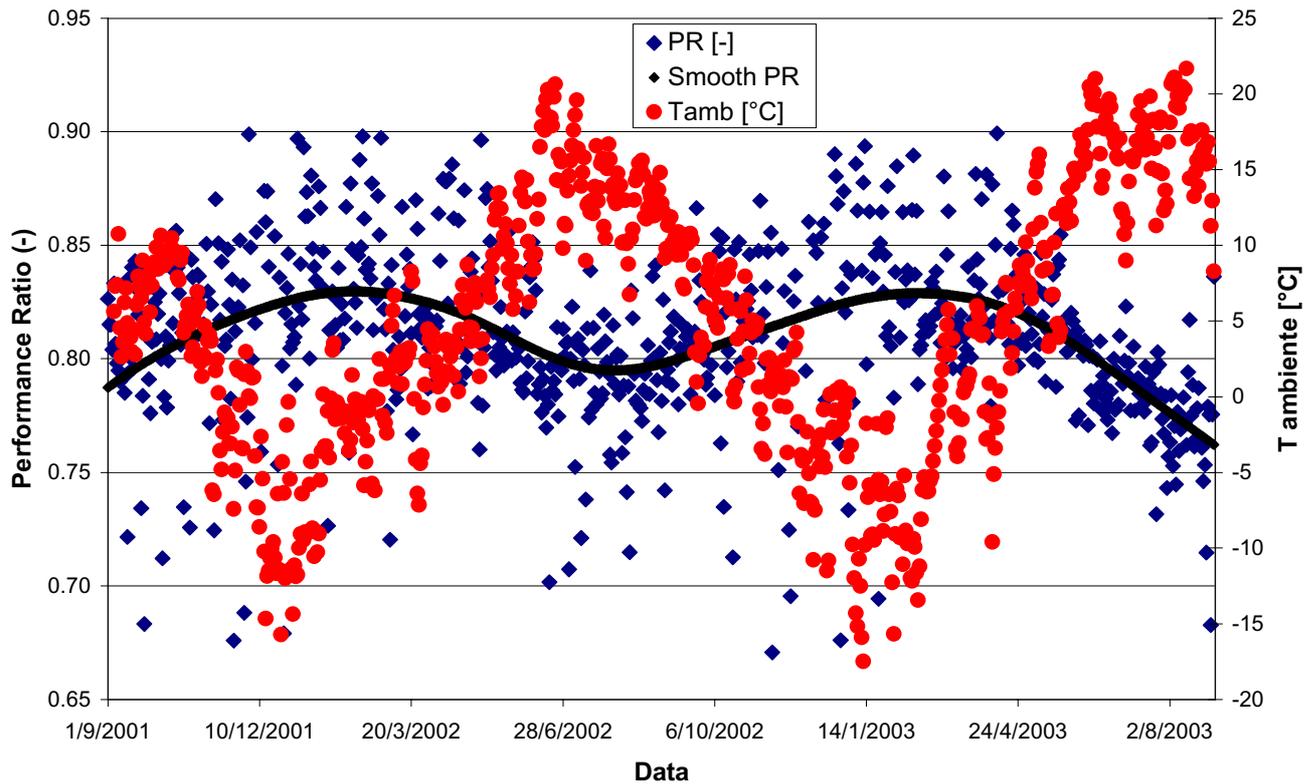


Figura 10: Performance Ratio e T ambiente giornalieri durante i 2 anni del monitoraggio

3.3 Misura caratteristica I-V

3.3.1 Indoor

Una prima misura della caratteristica I-V a STC presso il LEEE è stata fatta su 4 moduli tolti dall'impianto. Purtroppo, come si era già osservato in precedenza ([3] e [4]), la misura dei film sottili con il simulatore solare ad impulso è molto problematica a causa della breve durata del flash. I risultati ottenuti non possono essere utilizzati, in quanto di difficile interpretazione. Questo tipo di misura, prevista inizialmente ogni anno, non è più avvenuta.

3.3.2 Outdoor

Nel corso del progetto sono state effettuate 2 misure della caratteristica I-V delle 42 serie dell'impianto con "I-V tracer" in dotazione al LEEE-TISO.

In considerazione del fatto che i moduli CIS presentano un comportamento analogo ai moduli cristallini [1] è stato utilizzato il metodo Blaesser [2] per l'estrapolazione della caratteristica I-V a STC.

Le tabelle seguenti riportano i valori della potenza misurati di tutte le serie:

	Inverter 1	Inverter 2	Inverter 3	Inverter 4	Inverter 5	Inverter 6	Inverter 7
Serie 1	401	395	407	396	395	391	393
Serie 2	405	406	414	399	394	390	404
Serie 3	390	400	393	385	412	398	404
Serie 4	408	411	404	397	401	411	398
Serie 5	386	390	403	403	411	404	410
Serie 6	391	403	422	410	412	409	382
Media	397	401	407	398	404	401	398

Tabella 4: Potenza [W] a STC delle serie dell'impianto (misure del 27-09-2001)

	Inverter 1	Inverter 2	Inverter 3	Inverter 4	Inverter 5	Inverter 6	Inverter 7
Serie 1	407	396	398	413	400	402	399
Serie 2	411	409	407	420	401	394	404
Serie 3	395	402	404	400	417	403	397
Serie 4	413	404	394	412	411	415	394
Serie 5	397	401	408	410	427	410	415
Serie 6	402	387	410	411	422	408	391
Media	404	400	403	411	413	405	400

Tabella 5: Potenza [W] a STC delle serie dell'impianto (misure del 26-08-2003)

L'estrapolazione a STC ha permesso di rilevare, in entrambe le misure, che mediamente la potenza nominale dei moduli dell'impianto si aggira attorno ai 40 Wp come dichiarato dal fabbricante e che non c'è stato nessun degrado durante il periodo del monitoraggio.

3.4 Analisi termografiche

Oltre alle caratteristiche I-V outdoor sono state effettuate anche delle analisi termografiche dell'impianto.

In tutte le analisi, hanno permesso di rilevare una buona uniformità della temperatura su tutto l'impianto. Questo risultato è confermato anche dai rilevamenti in continuo della temperatura fatti con i 3 sensori posizionati sul retro dei moduli.

La figura 11 riporta una delle immagini IR. In questa termografia si riscontra una differenza di temperatura di circa 3°C tra il campo a sinistra (33°C) e quello di destra (30°C); questa differenza è dovuta dal fatto che il campo a sinistra era stato scollegato in precedenza dal suo ondulatore per procedere alle misure della caratteristica I-V outdoor.

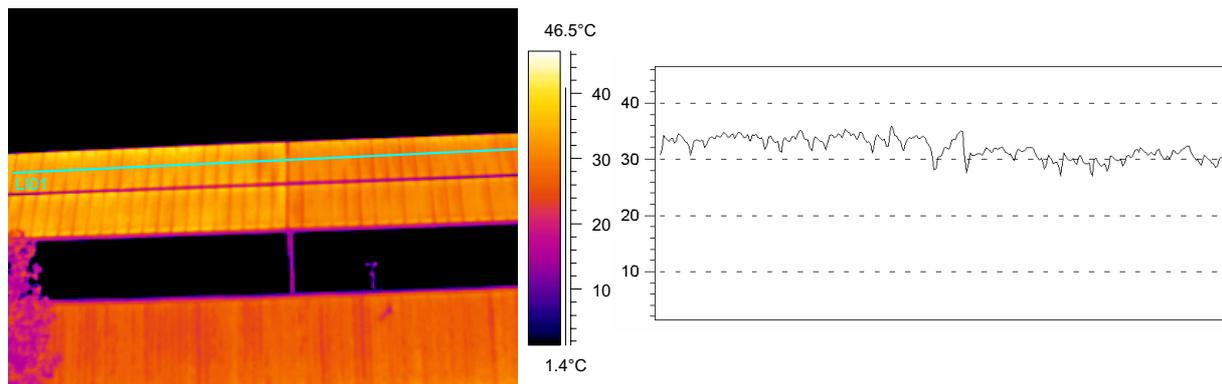


Figura 11: Analisi termografica e profilo della temperatura della linea LI01

4. CONCLUSIONI

Il progetto, dopo 2 anni di monitoraggio, è giunto al termine e ha permesso di trarre le seguenti conclusioni:

- I moduli CIS di questo impianto, oltre che avere una potenza nominale corretta e stabile, hanno un alto rendimento anche in condizioni atmosferiche estreme
- La limitazione della produzione d'energia causata dalle ombre degli edifici vicini è inferiore al 3%
- Il sistema di misura a distanza (TISO monitoring) è affidabile
- Il sottodimensionamento (80% rispetto al campo PV) dell'ondatare sulla base delle prognosi energetiche fatte per diversi scenari può essere ritenuta una buona scelta

Il sistema di misura, appositamente installato per questo progetto di monitoraggio dettagliato, è stato smantellato il 17 settembre 2003. Le apparecchiature verranno utilizzate per il monitoraggio di un altro impianto PV (CPT SOLAR – 15 kWp con moduli OEM a-Si triple-junction laminati in Sarnafil T del manto di impermeabilizzazione). L'impianto rimane comunque monitorato dal sistema di misura presente sugli ondatare (energia AC giornaliera prodotta da ogni sottocampo) che per il controllo di funzionamento e delle valutazioni globali è sicuramente utilizzabile.

5. PUBBLICAZIONI

- [1] N. Cereghetti, "Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz" Annual Report 2001
- [2] N. Cereghetti, "Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz" PV in Europe, Roma (2002)
- [3] N. Cereghetti, "Monitoring of the 16.8 kWp PV-plant with CIS modules in St. Moritz" Annual Report 2002

6. RIFERIMENTI

- [1] F. H. Karg, "Performance of Grid Coupled PV-Arrays Based on CIS Solar Modules" 17th EPVSEC, München (2001)
- [2] G. Blaesser, "On-site power measurements on large PV array" 10th EPVSEC, Lisbon (1991)
- [3] N. Cereghetti et al, "Power and Energy Production of PV Modules" 17th EPVSEC, München (2001)
- [4] K. Bücher, "PV module and cell calibration procedures, accuracy and problems induced by recent technological cell and module improvement" 16th EPVSEC, Glasgow (2000)
- [5] G. Friesen et al., "Matrix method for energy rating calculations of PV modules" PV in Europe, Rome, (2002)

7. RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia l'Ufficio federale dell'energia per il finanziamento del progetto e i signori Franz Stöckli e Martin Fliri della ditta Rätia Energie AG per la collaborazione.