



Università degli Studi di Firenze

Scuola di Dottorato in Ingegneria Industriale

**DOTTORATO IN ENERGETICA E TECNOLOGIE INDUSTRIALI
INNOVATIVE**

CICLO XXIV (2009-2012)

**MESSA A PUNTO E CARATTERIZZAZIONE DI UN SISTEMA
TERMO-FOTOVOLTAICO LINEARE A CONCENTRAZIONE**

**IL CANDIDATO
GABRIELE CHIANI**

**Il Tutor
Prof. Maurizio De Lucia**

**Co-Tutor
Ing. Franco Francini**

**Il Coordinatore
(Prof. Ing. Maurizio De Lucia)**

Firenze, Dicembre 2012

Sommario

INTRODUZIONE.....	7
2.1. L'energia Solare	9
2.2. Stato dell'arte	12
2.3. Obiettivi del lavoro	20
1. PROGETTAZIONE	23
1.1. Optica del CESARE	25
1.2. Le celle fotovoltaiche.....	31
1.3. Il Modulo Base	46
1.4. La potenza	50
2. Sensoristica e misure.....	55
2.1. Il sensore di puntamento.....	55
2.2. Stazione Meteo (DeltaOhm).....	60
2.3. Solys2 (Kipp&Zonen).....	62
2.4. Le misure sulle celle – schema e procedure	64
2.5. Il sistema di acquisizione e controllo	70
3. La caratterizzazione sperimentale del collettore	75
3.1. Definizione del metodo di test	75
3.2. Realizzazione delle prove	79
4. Risultati.....	87
4.1. Misure di laboratorio sulle celle	88
4.2. Misure di laboratorio sui moduli	95
4.3. Misure sul campo dei moduli	95
4.4. Analisi dei risultati	113
5. Conclusioni	121
APPENDICI	125
Appendice A. Codice di acquisizione e controllo per le misure sulle celle (formato m-file per Matlab).....	125
Appendice B. Diagramma a blocchi del programma di acquisizione e controllo del CESARE.....	133
Appendice C. Esempio di file di output generato dal programma di misura dei parametri delle celle	135
Bibliografia.....	137

“Se non cambiamo presto direzione,
finiremo esattamente dove siamo diretti”

IEA - World Energy Outlook 2011

INTRODUZIONE

Senza l'energia di origine fossile il mondo non sarebbe quello che conosciamo, nel bene e nel male. Tuttavia queste fonti, per quanto al momento largamente disponibili, non sono inesauribili. Inoltre, si tratta di fonti che ormai da anni sono al contempo fonte di preoccupazione per la loro fortissima rilevanza all'interno di scenari politici ed economici mondiali ed anche, sicuramente, per l'impatto che il loro impiego ha avuto e sta avendo sugli equilibri ambientali del nostro pianeta. Soprattutto nella fase di combustione, carbone, petrolio e gas naturale (presentati in funzione del loro potenziale di impatto ambientale) emettono molte sostanze inquinanti e contribuiscono al surriscaldamento globale del pianeta.

Questi motivi hanno costretto i vari governi nazionali e le varie organizzazioni internazionali a prendere atto della situazione ed a intervenire attraverso una serie di accordi e provvedimenti di impatto globale intesi a limitare i danni causati dalle attività umane. La IEA, nel *World Energy Outlook del 2011* [28] sottolinea "il ruolo critico dei governi nel delineare il nostro futuro energetico, tramite la definizione di obiettivi e l'implementazione delle politiche necessarie al loro conseguimento". L'importanza infatti dei governi nazionali deriva dall'osservazione del fatto che i consumi energetici mondiali, a dispetto della crisi economica e di un lieve rallentamento nel biennio 2008-2009, siano tornati a crescere a ritmi tali da prevedere, tra il 2010 ed il 2035 un aumento di tali quote fino ad un terzo degli attuali valori. In questo scenario, la geopolitica delle risorse energetiche tradizionali è sempre più spostata al di fuori dei paesi OCSE (Cina, India, Indonesia, Brasile e Medio Oriente). Questi soggetti hanno fatto registrare un livello di investimenti in infrastrutture energetiche pari a 20k miliardi di dollari nel periodo 2011-2035 a fronte di un totale mondiale di 38k miliardi di dollari.

Si può osservare tuttavia come una accresciuta sensibilità nei confronti delle tematiche ambientali abbia fatto breccia nei programmi di investimento in infrastrutture a livello mondiale facendo recedere, in prospettiva, la quota dei combustibili fossili nel consumo di energia primaria, dall'81% del 2010 ad un 75% del 2035. Certo, si tratta pur sempre di un piccolo passo, ma sintomatico, speriamo, di un cambio di tendenza tutt'altro che passeggero.

In tal senso si è creato da anni un filone di ricerca dedicato alla riduzione della dipendenza da combustibili fossili, all'abbattimento delle emissioni di CO₂ e di gas serra in atmosfera ed all'aumento dell'efficienza energetica. Questi tre aspetti sono peraltro i tre cardini dell' Obiettivo 20-20-20 deciso nel 2007 dall'Unione Europea (decisione riconfermata recentemente a settembre del 2011). Ed è proprio in tal senso che il VII Framework Program per la ricerca dell'Unione Europea dedica un particolare filone di finanziamenti a tematiche energetiche nella direzione della sostenibilità ambientale.

E proprio partendo da questo quadro che è stato sviluppato il lavoro di questa tesi. La progettazione, la realizzazione e lo studio di un sistema solare a concentrazione con produzione combinata sia fotovoltaica che termica (CPV-T).

L'idea che sta alla base di un sistema di questo tipo è quella di conseguire il massimo sfruttamento possibile della radiazione solare incidente sull'impianto in un dato istante. Questo in termini di bilancio energetico permette in qualche modo di sommare i livelli di efficienza tipici di sistemi a concentrazione lineare di tipo termico (Parabolic Trough Collectors - PTC) con sistemi di tipo fotovoltaico a concentrazione (CPV) portando a valori complessivi di assoluto interesse. Naturalmente, la combinazione di due tipi diversi di sfruttamento della risorsa solare porta con sé tutta una serie di problemi e complicazioni sia progettuali che impiantistiche decisamente eterogenee fra loro. In un sistema come quello presentato qui infatti coesistono, per esempio, aspetti legati alla generazione fotovoltaica, come lo sfruttamento dell'energia elettrica prodotta dalle celle fotovoltaiche, la protezione sia elettrica che termica delle stesse, l'interfacciamento con sistemi di gestione della potenza, ad aspetti prettamente termodinamici come il recupero termico, ad aspetti come quello dell'inseguimento del disco solare e di monitoraggio dello stato dell'impianto. In tutto questo, si è cercato di fare affidamento sull'impiego di tecnologie e materiali affidabili, di relativamente facile reperibilità. Un altro punto fondamentale è stato, seppure nell'ottica di realizzare un prototipo da studiare, quello di contenere i costi di realizzazione, accettando magari di cedere qualcosa dal punto di vista tecnologico.

2.1. L'energia Solare

La luce solare è un'importante fonte energetica disponibile sul nostro pianeta. Le metodologie di sfruttamento diretto di questa sorgente sono principalmente due: la raccolta e l'accumulo tramite calore e la conversione fotovoltaica. Come questo sia possibile dipende dalle caratteristiche della radiazione solare. Il Sole è una sfera di gas la cui temperatura interna può raggiungere i 20 milioni di gradi Kelvin. Questo è dovuto alle reazioni di fusione al centro di questa sfera che portano alla conversione dell'idrogeno in elio. La superficie del Sole, la fotosfera, è ad una temperatura di circa 6000 K e può essere, come comportamento, assimilato ad un corpo nero. L'energia emessa dal Sole che raggiunge la terra è costituita da una radiazione con componenti spettrali all'interno di un range che va all'incirca da 100 nm fino a oltre 3000 nm. La densità di potenza della radiazione solare incidente sull'atmosfera è data dall'integrale dello spettro di irradianza solare su tutto l'intervallo delle lunghezze d'onda ed è 1361 W/m^2 (Total Solar Irradiance).

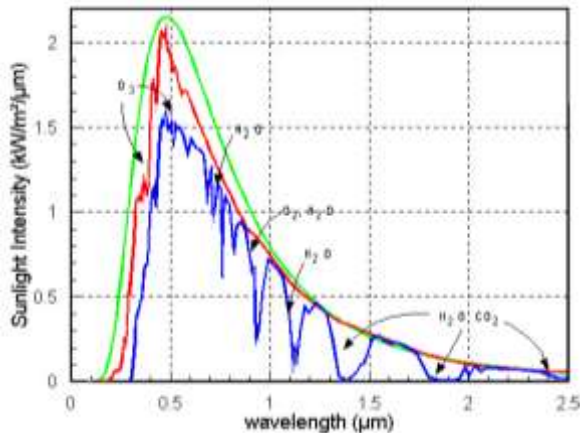


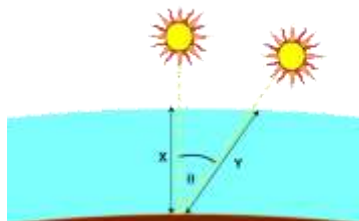
Figura 1: Spettro della radiazione solare

In Figura 1 si vede come siano presenti 3 curve: quella in verde, calcolata analiticamente, dell'andamento dello spettro di corpo nero a 6000 K, la curva in rosso, che descrive lo spettro solare incidente sull'atmosfera terrestre ed infine la curva blu, che mostra

l'andamento dello spettro solare a livello del mare. In quest'ultima curva si notano delle discontinuità, dovute alla presenza in atmosfera di composti come l'ozono (O₃), l'ossigeno (O₂), l'anidride carbonica (CO₂) e l'acqua (H₂O) sotto forma di vapore acqueo. Più in generale si può dire che mentre la radiazione solare incidente sull'atmosfera è relativamente costante, la radiazione sulla superficie terrestre varia molto a seconda di alcuni fattori quali: condizioni atmosferiche (compresi assorbimento e scattering), variazioni localizzate dell'atmosfera (vapore acqueo, nuvole, inquinamento), latitudine di riferimento e periodo dell'anno considerato. Tutti questi aspetti hanno una ricaduta diretta sulla radiazione che raggiunge la superficie terrestre. Si possono infatti verificare diminuzioni della potenza totale che arriva a terra, modificazioni dello spettro della luce incidente ed ovviamente modificazioni della direzione di provenienza della radiazione. Nonostante tutte queste modificazioni, la quantità di energia che raggiunge la superficie terrestre in un'ora è superiore alla quantità di energia consumata dalla in tutto il mondo nell'arco di un anno. Per indicare questi fenomeni in maniera analitica si utilizza un parametro di riferimento che è chiamato AirMass (AM) e rappresenta, concettualmente, la quantità di strati d'aria in atmosfera che la luce solare deve attraversare prima di giungere al riferimento a terra. Per questo motivo la curva in rosso di Figura 1 è anche detto spettro a AM0, ovvero è lo spettro della radiazione solare al di fuori dell'atmosfera, cioè quando non vengono attraversati strati di aria. La curva in blu invece rappresenta la curva ad AM1, che è quella di riferimento, cioè riferita percorso più breve che può compiere la radiazione solare prima di arrivare sulla superficie terrestre. Più in generale l'espressione di AM è questa:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta}$$

Figura 2: schema per il calcolo di AM



Il valore di AM di riferimento è AM1.5. Partendo dal valore di AM si possono individuare delle tabelle (tabelle di AirMass appunto) che riportano l'andamento dello spettro solare per un dato valore di

AM. La necessità di questi dati deriva dal fatto che le celle rispondono in maniera diversa alle varie lunghezze d'onda dello spettro e quindi risulta necessario, per poter effettuare una stima precisa della risposta delle celle PV, non solo fissare il valore complessivo della densità di potenza della radiazione (ovvero l'integrale delle curve di Figura 1, ma anche individuare l'andamento della distribuzione delle lunghezze d'onda all'interno dello spettro.

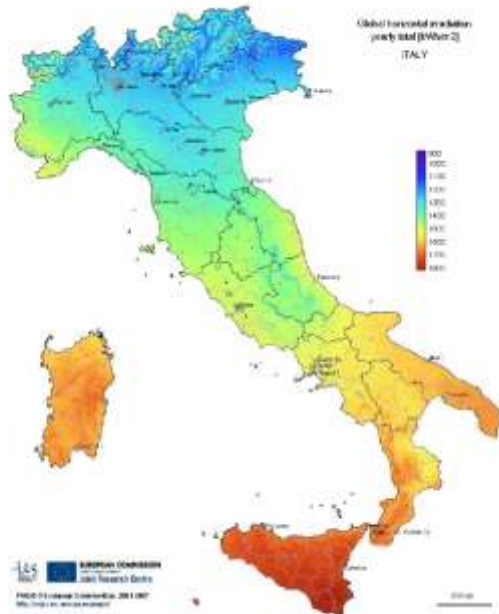


Figura 3: disponibilità della radiazione solare su base annua in Italia

Risulta naturale quindi come regioni che presentano valori di AM inferiori possano beneficiare in misura maggiore dello sfruttamento di sistemi solari per la conversione dell'energia, siano essi termici che fotovoltaici. In particolare parliamo di tutti i paesi che più si avvicinano alla fascia equatoriale. Limitandoci invece all'Europa, i paesi che più possono avvantaggiarsi della tecnologia solare, sia termica che fotovoltaica, sono quelli affacciati sul mediterraneo. Da queste considerazioni si capisce quali sono le ragioni che hanno spinto Spagna, Italia, Francia, Grecia e Cipro a fissare i loro obiettivi di installazione di impianti solari a concentrazione entro il 2020 su

quote decisamente ambiziose attraverso i cosiddetti *National Renewable Energy Action Plan* (NREAP):

Spagna	5079 MW
Italia	600 MW
Francia	540 MW
Portogallo	500 MW
Grecia	250 MW
Cipro	75 MW

2.2. Stato dell'arte

Nel valutare la situazione attuale dei sistemi solari a concentrazione con recupero termico è necessario passare attraverso i vari aspetti che compongono questo tipo di impianti. È utile ricordare che gli studi sugli impianti fotovoltaici nel senso moderno del termine, hanno avuto inizio alla fine degli anni '60 e che è dal 1970 che una porzione dell'energia elettrica prodotta nel mondo proviene dalla sorgente solare. Da quel momento in poi sono stati tantissimi gli studi per migliorare la competitività e quindi la diffusione degli impianti solari fotovoltaici.

Da una parte ci sono stati gli studi sulle celle che hanno portato e stanno portando a risultati sempre migliori sui rendimenti delle celle (Figura 4), dall'altro lato ci sono studi su configurazioni diverse in grado di ottimizzare la produzione di elettrica da fonte solare.

Di sicuro un filone che vede l'interesse di molti centri di studio è quello dei sistemi a concentrazione. Com'è noto il concetto alla base dei sistemi fotovoltaici a concentrazione è semplice: concentrare la luce attraverso lenti o specchi in modo tale da ridurre la superficie fotovoltaica attiva e di conseguenza ridurre i costi relativi a questa tecnologia.

Costi che sono decisamente importanti e che per celle ad alto rendimento non permetterebbero mai la realizzazione di impianti competitivi dal punto di vista dei costi.

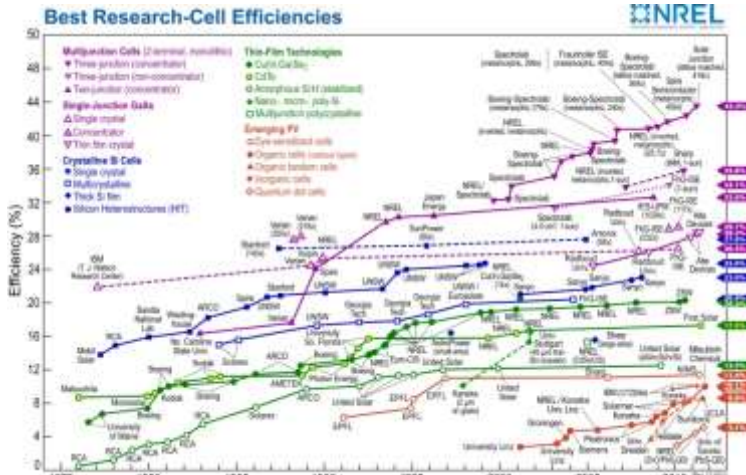


Figura 4: prospetto dell'efficienza delle celle suddivise per tecnologia

L'idea è quindi quella, a parità di superficie captante, ridurre l'area delle celle fotovoltaiche, e sostituirla con una superficie con costi specifici inferiori come una lente od uno specchio.

Inoltre, l'efficienza delle celle aumenta all'aumentare del fattore di concentrazione, rendendo il fotovoltaico a concentrazione la più efficiente fra le tecnologie PV. Come si può vedere in Figura 4 le celle più efficienti sono quelle a giunzione multipla costituite da semiconduttori composti da elementi del III-V gruppo ed il cui sviluppo si deve in origine alla corsa tecnologica allo spazio. Per fare un raffronto, una cella di 100mm di diametro che converta con un'efficienza del 35% una luce concentrata 500 volte (500X), permette di ottenere la stessa energia prodotta da 7m² di pannelli piani in silicio con efficienza di conversione del 18%. Alle condizioni descritte significa che il rapporto fra superfici fotovoltaiche è intorno a 900 ovvero: una cella multigiunzione di 1cm² produce la stessa energia di una cella al silicio quadrata di 30 cm².

Teoricamente la corrente generata dalle celle fotovoltaiche aumenta linearmente con l'intensità di radiazione luminosa, ma l'aumento di temperatura delle stesse limita l'effettivo guadagno e introduce criticità tecnologiche non facilmente risolvibili se non con l'impiego di materiali più costosi in ogni componente del collettore (tedlar, substrato celle fotovoltaiche, metalli). Ulteriori costi giungono dai cosiddetti sistemi ausiliari per l'inseguimento del sole

e la movimentazione del collettore. Nei sistemi a concentrazione il raffreddamento delle celle assume un'importanza fondamentale poiché oltre ad assicurare il contenimento delle temperature è necessario garantirne l'uniformità su tutto il collettore. La connessione in serie di più celle ha effetti sia positivi che negativi. Da un lato infatti aumenta la tensione del sistema e permette di lavorare a correnti più basse riducendo così le perdite ohmiche. Dall'altro però obbliga l'intera serie a "lavorare" alla corrente più bassa tra quelle di ogni singola cella. Conseguentemente un locale surriscaldamento o un parziale ombreggiamento avrà effetti negativi su tutta la serie. La progettazione del circuito di raffreddamento, solitamente costituito da un sistema a circolazione forzata, dovrà quindi garantire le condizioni di ideali di funzionamento e uniformità attraverso un sistema semplice, affidabile e dai consumi energetici contenuti.

I sistemi fotovoltaici a concentrazione possono essere classificati sia in base al rapporto di concentrazione, che per il tipo di concentratore che essi impiegano (lenti o specchi riflettenti). Per quanto concerne il rapporto di concentrazione, ovvero la potenza irradiata per unità di superficie, una possibile classificazione basata principalmente sulle caratteristiche tecnologiche del collettore, può essere così riassunta:

- **sistemi a bassa concentrazione:**
caratterizzati in genere da rapporti di concentrazione inferiori ai 3 soli (ovvero 3000 W/m^2) e costituiti da specchi piani che riflettono la radiazione solare su pannelli fotovoltaici tradizionali. Per ricercare la massima potenza captabile normalmente vengono installati sui cosiddetti "solar trackers" (inseguitori solari). Le temperature dei moduli fotovoltaici non raggiungono valori critici e pertanto è sufficiente il raffreddamento passivo (circolazione naturale di aria a temperatura ambiente).
- **sistemi a media concentrazione:**
caratterizzati da rapporti di concentrazione compresi tra i 3 e i 150 soli. La concentrazione può avvenire mediante lenti di Fresnel o sempre tramite concentratori parabolici a specchio. Data l'elevata intensità di radiazione è obbligatorio l'impiego di sistemi di raffreddamento ad acqua (o altri fluidi).

- **sistemi ad alta concentrazione:**

realizzati specialmente mediante lenti di Fresnel che concentrano la radiazione solare su micro celle fotovoltaiche con diametri compresi tra 1 e 2 cm. Anche per questo tipo di concentratori il raffreddamento delle celle fotovoltaiche riveste un ruolo cruciale sia per le elevate temperature raggiunte che per le ristrette dimensioni dell'area su cui viene convogliata tutta la radiazione solare.

Per di più le celle multigiunzione tollerano temperature sensibilmente più alte rispetto alle tradizionali celle in silicio cristallino (C-Si) con valori superiori ai 120°C. Con queste premesse, sembrano dunque possibili range di temperatura più ampi che consentono un impiego più efficiente del calore rimosso dalle celle. Superati i 90°C infatti è possibile abbinare i collettori fotovoltaici a concentrazione a motori Stirling o sistemi di refrigerazione (ad es. assorbitori H₂O- LiBr o adsorbitori).

L'impiego dell'energia termica recuperata attraverso il raffreddamento dei sistemi fotovoltaici a concentrazione è un nodo cruciale per la determinazione dell'efficienza energetica ed exergetica dell'intero sistema. Nei sistemi C-PV a bassa concentrazione le temperature raggiunte dal collettore permettono un recupero termico a temperature comprese mediamente tra i 40 e i 90°. Quando le quantità di calore da smaltire sono molto basse, è frequente l'impiego di sistemi di raffreddamento passivi a circolazione naturale di aria che, attraverso scambiatori di calore aria-aria, viene utilizzata per il riscaldamento di locali. Il valore energetico dell'energia recuperata è piuttosto modesto e per questo motivo il contributo termico dato da questi sistemi di raffreddamento è sovente ignorato.

All'aumentare del rapporto di concentrazione, le temperature e il calore da smaltire aumentano e si deve passare a fluidi scambiatori più efficienti dell'aria. Per incrementare la potenza termica rimossa dalle celle diventa dunque necessario l'impiego di fluidi ad elevata capacità termica (acqua, fluidi in cambio di fase, etc.). Per rapporti di concentrazione inferiori ai 150 soli, nonostante le elevate densità di energia, le temperature in gioco sono comunque dettate dalle tolleranze tecnologiche delle celle fotovoltaiche e l'impiego del

calore rimosso si limita al riscaldamento di accumuli di acqua calda per impiego termo-sanitario.

Come già descritto nel paragrafo precedente, nei sistemi C-PV ad alta concentrazione, realizzati con celle multi-giunzione che tollerano temperature superiori ai 100°C, gli impieghi del calore recuperato dalle celle FV sono senza dubbio più interessanti e vantano maggiori possibilità di sviluppo anche livello commerciale. Applicazioni tipiche per temperature sopra i 90° sono il Solar Cooling (SC), attraverso cicli ad assorbimento, e per temperature ancora più alte è possibile anche abbinare l'impiego di motori Stirling.

Riguardo alle problematiche di scambio termico è necessario specificare che un'attenzione particolare dev'essere data alla struttura ed alla geometria degli scambiatori. Infatti, man mano che sale il rapporto di concentrazione, aumenta la densità di potenza sul ricevitore e quindi aumenta anche la quantità di energia da sottrarre ricevitore stesso.

Da questo punto di vista, a seconda che si parli di sistemi di raffreddamento passivi per le celle oppure attivi le geometrie cambiano in maniera sostanziale. Un esempio di dissipatore passivo è mostrato in Figura 5 per una singola cella. Si tratta di uno scambiatore piuttosto efficiente e che presenta un costo realizzativo contenuto. Tuttavia, sfruttando la convezione naturale non permette un recupero termico efficace.

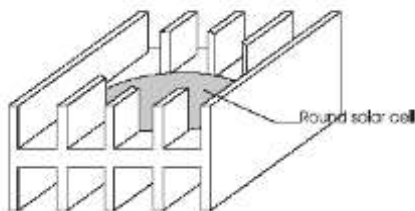


Figura 5: Dissipatore alettato sistemi C-PV a geometria singola

Un prototipo a CPV lineare a bassa concentrazione (30X) che utilizza la convezione naturale è *Euclides*, installato sull'isola di Tenerife e che monta un dissipatore che presenta un'alettatura simile a quella in Figura 5.

Salendo invece con i fattori di concentrazione si deve passare a sistemi di dissipazione attivi, assai più efficaci nel raffreddare le celle operando nel contempo un recupero termico. In Figura 6, è presentato un esempio in cui il fluido scambiatore si muove all'interno di un tubo rettangolare in alluminio.

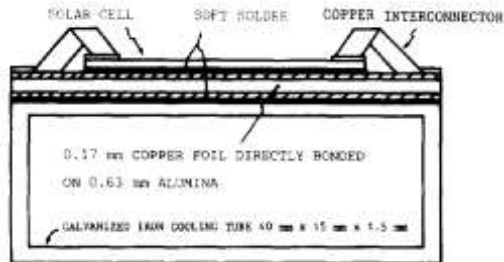


Figura 6: Sezione del collettore C-PV studiato da Chenlo e Cid

Ancora più evoluta è la geometria dell'assorbitore del *Combined Heat and Power Solar* (CHAPS) studiato dal Centre for Sustainable Energy Systems dell'Australian National University (ANU). L'impianto è costituito da una schiera di riflettori parabolici lineari ad un solo asse di tracking. Il tubo assorbitore del progetto è costituito da un profilo tubolare alettato realizzato mediante estrusione (Figura 7).



Figura 7: Sezione del ricevitore del collettore CHAPS

Il lavoro fatto dall'ANU con il CHAPS è di sicuro interesse nella prospettiva dei sistemi CPV-T. L'impianto presenta un fattore di concentrazione di 37X con celle in silicio monocristallino quadrate di circa 40mm di lato, il raffreddamento è fatto con acqua impiegata poi per il recupero termico. In virtù di questa produzione combinata il rendimento dell'impianto è intorno al 70% (somma del rendimento elettrico e di quello termico).



Figura 8: Collettore CHAPS installato presso un edificio dell'ANU

Un altro esempio di sistema CPV-T è dato dal *Miniature Concentrating PhotoVoltaic* (MCPV) sviluppato presso l'università di Tel Aviv. Caratterizzato da compattezza e semplicità costruttiva può essere installato su qualunque superficie con un minimo di spazio disponibile.

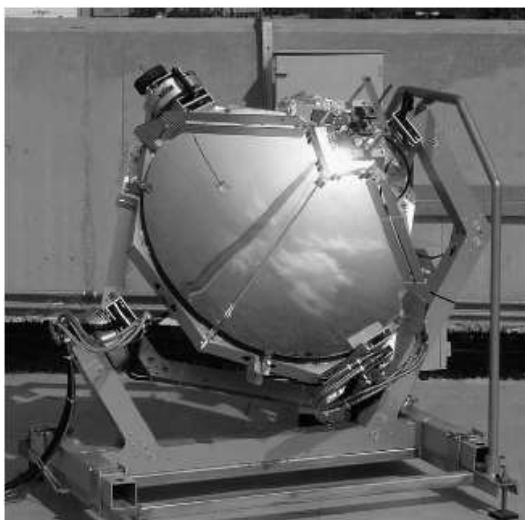


Figura 9: Il collettore MCPV durante le fasi di testing

Ha un rapporto di concentrazione pari a 500 soli, e grazie alla ridotta superficie captante può vantare costi inferiori rispetto a molte altre tipologie di concentratori point focus finora commercializzati.

Come si può vedere da Figura 9 il collettore è costituito da un piccolo disco parabolico riflettente realizzato in vetro rivestito in argento sui cui è depositato anche un film protettivo. Lo spessore del vetro è tale da rendere il disco rigido e non sono necessari supporti esterni per mantenere la curvatura desiderata. L'efficienza ottica dello specchio è stimata attorno all'85%. Impiega celle a tripla giunzione con un'efficienza nominale del 32% montate su supporto piano dotato di un sistema di raffreddamento che rimuove il calore in eccesso traferendolo al refrigerante (acqua in questo caso). Le alte temperature in gioco consentono l'abbinamento di questo concentratore ai sistemi ad assorbimento ad acqua e bromuro di litio per la produzione di energia frigorifera. Inoltre l'impiego di celle solari multigiunzione con semiconduttori III-V permette di risentire meno della deriva termica delle caratteristiche di conversione elettrica rispetto a quello che succederebbe con celle in Silicio.

L'efficienza elettrica del sistema per una T di uscita dell'acqua di 58°C è stata del 20% mentre l'efficienza complessiva del sistema supera l'80%.

Sebbene gli studi sui CPV-T stiano progredendo non sono molti i sistemi lineari a concentrazione combinati termici-fotovoltaici con tracking biassiale. Per il momento non esistono impianti commerciali installati nel mondo, sebbene siano diverse le linee di studio in questa direzione, soprattutto negli Stati Uniti. La strada in questo senso passa sicuramente dall'impiego di celle ad alto rendimento e dal recupero termico. Di sicuro il grande vantaggio di questi sistemi è quello della modularità e della versatilità anche in condizioni *stand-alone* oltre al non trascurabile favore guadagnato dalla produzione fotovoltaica dovuto grazie alla sempre maggior sensibilizzazione dell'opinione pubblica riguardo alle tematiche ambientali.

Al di là invece della strada ancora da fare in questo settore un limite che pare difficilmente superabile dai sistemi CPV-T è quello dell'integrazione architettonica e dell'impatto visivo, dato che si parla di impianti che richiedono determinate dimensioni per dimostrare la loro reale efficacia.

2.3. Obiettivi del lavoro

Il progetto di ricerca **CESARE** (*Concentrated PV combinEd SolAR Energy system*) si inserisce nella traccia d.2 del DECRETO n. 5306 del 30 ottobre 2007 della regione Toscana, settore Promozione e Sostegno della Ricerca, relativo al terzo accordo di programma quadro "Ricerca e trasferimento tecnologico per il sistema produttivo". In base alla proposta di progetto, l'obiettivo principale è stato quello di sfruttare l'energia solare in combinazione con celle PV per ottenere un sistema ad *emissioni-zero*. Le attività di ricerca hanno riguardato lo sviluppo di tecnologie termo-fotovoltaiche a concentrazione, per la conversione della radiazione solare in energia elettrica e termica. I *partner* del progetto sono: C.R.E.A.R. (Centro autonomo di Ricerca Interdipartimentale per le Energie Rinnovabili; facoltà di Ingegneria, Università di Firenze), C.N.R.-I.N.O. (Istituto Nazionale di Ottica), FAIT s.r.l., I.C.C.O.M. (Istituto di Chimica dei Composti Organo Metallici), C.E.V.I.T. (Consorzio Empolese Valdelsa Idro Termici).

I temi sui quali si sono concentrate le attività di ricerca e di sviluppo funzionale e strutturale degli apparati principali costituenti il collettore, CPV-T sono stati:

- concretizzazione tecnica e tecnologica di sistemi fotovoltaici a concentrazione, caratterizzati da rapporti medi di concentrazione fino a 100 X e da efficienze elettriche finali in linea con le migliori tecnologie PV piane;
- messa a punto di efficaci e funzionali recuperi termici cogenerativi, in grado di sfruttare il calore in eccesso, smaltito dalle celle PV, al fine di aumentare il rendimento energetico complessivo del sistema, a parità di superficie captante considerata;
- sviluppare sistemi di accumulo energetico basati sulla FuelCell per migliorare la caratteristica di funzionamento giornaliero del sistema.

(i primi due punti sono stati sviluppati da CREAR in collaborazione con CNR INO, mentre il terzo punto è stato affidato ad ICCOM).

Il sistema CESARE è un collettore fotovoltaico a concentrazione, con recupero cogenerativo della potenza termica (CPV-T), smaltita dalle

celle fotovoltaiche durante il normale lavoro di conversione elettrica della luce incidente con inseguimento solare a due assi.

Uno studio del Fraunhofer Institut di Friburgo fissa a 1350 kWh/m^2 i livelli di insolazione annua al di sotto dei quali è più conveniente un sistema fotovoltaico a tradizionale (Flat Plate - FP) rispetto ad uno a concentrazione a parità di superficie captante. In Italia, ad esclusione dell'arco alpino, il livello di insolazione annua assume i valori di 1300 kWh/m^2 al nord, 1500 kWh/m^2 al centro e 1800 kWh/m^2 al sud. Questo significa che il nostro paese si trova a livelli di insolazione per i quali risulta più conveniente adottare i sistemi fotovoltaici a concentrazione.

Ed è proprio in virtù di questo e di altri riscontri che nasce il progetto CESARE. In particolare con l'obiettivo di studiare e sviluppare tecnologie per la conversione della radiazione solare in energia elettrica e termica per piccole utenze (2-3 KW).

All'interno di questo contesto si prevede inoltre di sviluppare, realizzare e testare delle ottiche secondarie di focalizzazione al fine di migliorare il comportamento dell'impianto ed aumentare il rapporto di concentrazione.

All'interno del progetto, per la fase di test sono state utilizzate celle fotovoltaiche in Silicio monocristallino e celle a base di Arseniuro di Gallio a doppia giunzione realizzate da CESI mediante MOVCD (Metal Organic Chemical Vapour Deposition) su substrati monocristallini di Germanio.

Tra i vari aspetti del lavoro di progettazione è stata c'è anche lo sviluppo di un sistema di controllo in grado di gestire i vari automatismi dell'impianto. Si è dovuto infatti garantire la possibilità di ottenere un inseguimento solare attraverso letture automatiche di sensori realizzati ad hoc per questo compito.

Un altro aspetto del sistema di controllo è stato quello della rilevazione di parametri di interesse per il funzionamento dell'impianto quali le temperature in vari punti del sistema, parametri ambientali e meteorologici, e tensioni relative a misure per la caratterizzazione del comportamento fotovoltaico dell'impianto.

1. PROGETTAZIONE

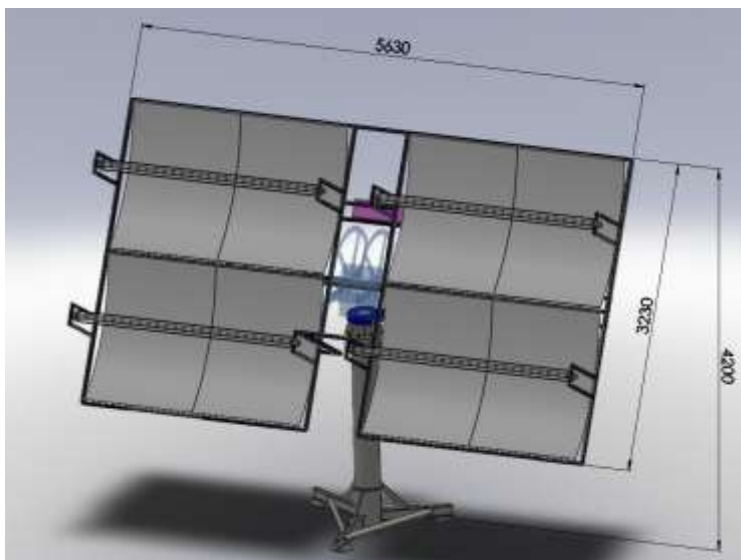


Figura 10: immagine dell'impianto realizzata con SolidWorks

La progettazione di un impianto CPV-T come il CESARE (Figura 10) deve per forza di cose prevedere un approccio integrato riguardo ai vari ambiti coinvolti nel lavoro. La progettazione della struttura e dei supporti, per esempio, non può prescindere dalle necessità della parte elettronica, in particolare dalla necessità di illuminare adeguatamente le celle. Allo stesso modo deve integrare un efficace sistema di movimentazione che a sua volta deve essere scelto conformemente alle specifiche fornite dal progetto ottico e dai limiti di tollerabilità di angoli di disallineamento in particolar modo per quanto riguarda l'inseguimento in elevazione, assai più critico del tracking della coordinata di azimut. Per questo motivo è assai difficile definire a monte le caratteristiche di un impianto come questo senza tener conto delle interdipendenze tra le specifiche dettate dai vari settori di studio. Di seguito si è cercato di esporre le scelte progettuali effettuate presentando ogni volta argomentazioni adeguate nel merito delle scelte stesse.

In Figura 11 è mostrato lo schema di principio relativo all'impianto prendendo a riferimento un fattore di concentrazione di circa 100X

ed un valore di irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , considerando due aree distinte dell’impianto a seconda del tipo di tecnologia fotovoltaica usata.

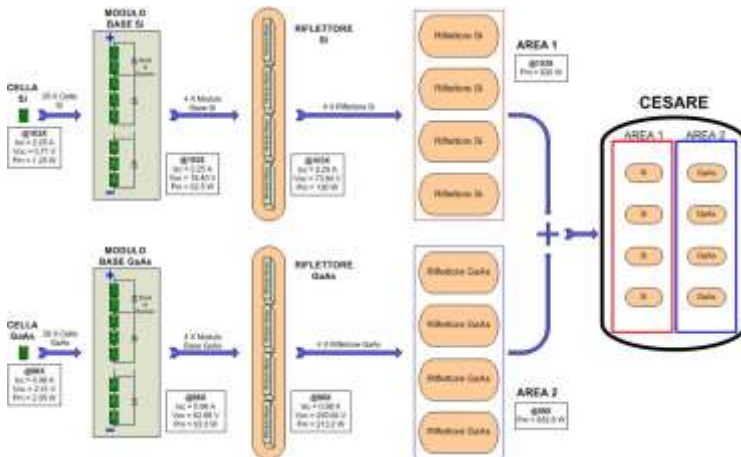


Figura 11: schematizzazione del layout delle aree fotovoltaiche

Questo tipo di considerazioni sono state fatte utilizzando le indicazioni fornite dai produttori di celle PV (Narec per quelle in Si monocristallino – AREA 1 – e CESI per le celle GaAs a doppia giunzione – AREA 2) e dalle specifiche geometriche relative ai riflettori parabolici.

Il lavoro di progettazione è stato condotto seguendo queste linee guida e le indicazioni fornite dalle analisi ottiche e piegando a queste le altre caratteristiche, quali i vincoli sulla la rigidità della struttura, le caratteristiche del sistema di dissipazione e recupero termico e le specifiche sugli attuatori elettromeccanici (motori per l’inseguimento alt-azimutale).

1.1. Ottica del CESARE

Il criterio di studio delle ottiche del progetto CESARE è basato sull'approccio *non-imaging*. Questo approccio, è diverso da quello classico dell'ottica su cui si basano tutti i sistemi quali cannocchiali, binocoli, telescopi e obiettivi fotografici, solo per fare degli esempi, che si pone come obiettivo la formazione di un'immagine fedele all'oggetto osservato. L'approccio *non-imaging* invece ha come obiettivo il massimo trasferimento della luce proveniente da una sorgente verso un obiettivo. Un sistema ottico di questo tipo non viene più schematizzato a partire da un *oggetto* per arrivare ad una *immagine* ma a partire da una *sorgente* per arrivare ad un *ricevitore*. La *sorgente* fornisce un flusso di radiazione la quale si sposta attraverso il sistema di ottiche verso il *ricevitore* che la intercetta e poi, a seconda del tipo di ricevitore, la misura o la converte per generare energia elettrica. L'ottica *non-imaging* è stata sviluppata e studiata approfonditamente in questo secolo anche se sono presenti testimonianze del passato che ne descrivono se non altro i prodromi.

È facile capire come l'ottica *non-imaging* abbia fornito le basi e successivamente gli strumenti per l'evoluzione dei sistemi solari a concentrazione. Nel progetto CESARE lo studio ottico è stato realizzato sfruttando dei software di analisi e simulazione ottica che hanno permesso di fare una serie di valutazioni quantitative. Uno dei parametri fondamentali per lo studio di questi sistemi è il rapporto di concentrazione CR, definito come il rapporto fra la dimensione della superficie di ingresso di un sistema ottico e quella di uscita.

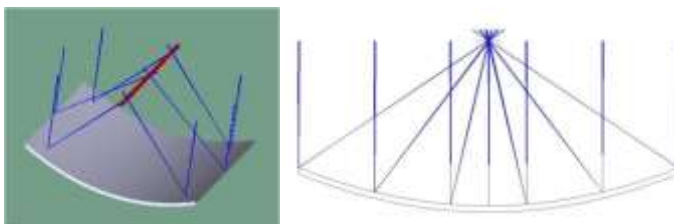


Figura 12: due immagini realizzate mediante software di analisi ottica

Come si può osservare in Figura 12 l'ottica primaria del CESARE risulta costituita da un cilindro parabolico realizzato tramite un

pannello preformato in materiale composito su cui è applicato uno strato di materiale altamente riflettente (coefficiente di riflessione p superiore al 95% nello spettro della radiazione solare - Figura 13). La proprietà più importante del profilo parabolico, dal nostro punto di vista, è quella di riflettere tutti i raggi provenienti da una sorgente "lontana" allineata sull'asse della parabola e rifletterli verso il fuoco della parabola stessa come mostrato in Figura 12.

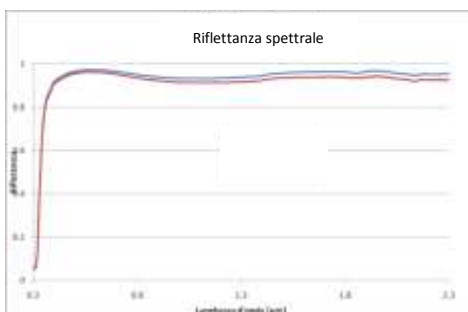


Figura 13: valore di riflettanza degli specchi utilizzati

Altre considerazioni da fare riguardo ad un sistema di tipo CPV-T. In particolar modo è importante tenere presente che la *sorgente*, ovvero il disco solare, che in prima istanza può essere visto come puntiforme, in realtà per uno studio di questo tipo deve essere considerato una sorgente di dimensione finita. Conseguenza di questo fatto è che il fascio di raggi non incida sulla superficie riflettente (assumendo che questa sia perfettamente orientata verso il Sole) in maniera perfettamente parallela all'asse della parabola ma presenti un certo grado di disallineamento. Questo disallineamento è detto divergenza e permette di modellare il carattere non puntiforme della sorgente. L'angolo di divergenza solare è quantificabile complessivamente in circa 0.5° ovvero $\pm 0.25^\circ$ rispetto alla direzione di provenienza del fascio. L'effetto di questa divergenza si manifesta con una traccia luminosa, in corrispondenza del fuoco della parabola di dimensione finita e legato alla geometria del profilo, in particolare legato alla focale (distanza che intercorre fra il fuoco ed il vertice della parabola - f) scelta per il profilo e della corda (distanza tra i bordi del profilo parabolico reale - C).

Per definire le dimensioni della traccia luminosa si è naturalmente fatto riferimento ad una geometria reale che poi è quella che è stata

realizzata e che costituisce l'ottica primaria del CESARE. La superficie riflettente è costituita da 8 specchi ottenuti a partire da pannelli di 1200mm X 1600mm piegati seguendo un profilo parabolico di focale pari a 800mm. Dato che la forma è stata ottenuta piegando il lato lungo del pannello ne è risultata una corda di 1543mm. Dalla Figura 14, ottenuta con un software di progettazione ottica, attraverso la simulazione della configurazione del CESARE è risultato quindi che la traccia luminosa su un piano posto all'altezza del fuoco del profilo parabolico è larga 14mm. Le due immagini di Figura 15 mostrano invece la direzione di provenienza dei raggi su un detector e la densità di radiazione sullo stesso detector in condizioni di disallineamento nullo.

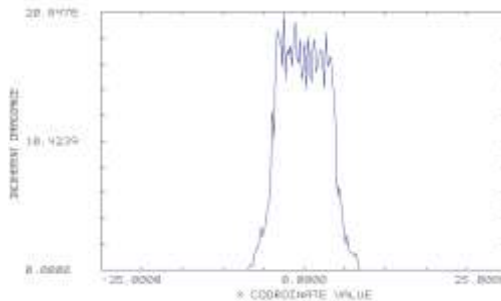


Figura 14: profilo dell'irradianza su un target posto nel fuoco perpendicolarmente all'asse della parabola con angolo di tilt nullo

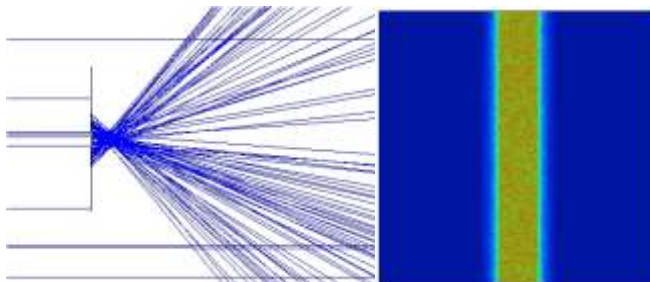


Figura 15: raytracing su un detector posto nel fuoco con angolo di tilt nullo e relativo diagramma a falsi colori

La dimensione della traccia indica il limite massimo invalicabile per la scelta della dimensione delle celle fotovoltaiche da utilizzare. Il

motivo di tale affermazione risiede nelle caratteristiche fisiche delle solari le quali, seppure progettate per lavorare a concentrazione, soffrono molto la presenza di forti gradienti di illuminazione della loro superficie i quali portano come conseguenza ad un forte aumento localizzato della temperatura e quindi al verificarsi di tensioni nel reticolo cristallino che compone la cella fino a provocarne il danneggiamento fino ad arrivare a rotture vere e proprie del cristallo. Dovendo inoltre considerare un certo incertezza dovuto al sommarsi delle imprecisioni legate al montaggio ed agli allineamenti dei vari elementi si è optato infine per limitare la larghezza delle celle a 10mm per le celle GaAs e 8mm per le celle Si.

Un'altra simulazione fondamentale è stata quella che ci ha portato ad individuare il massimo grado di disallineamento tollerabile in questo tipo di sistemi. Figura 16 mostra come un disallineamenti di soli 0.5° faccia sì che le celle poste nel fuoco non vengano praticamente toccate dal fascio concentrato.

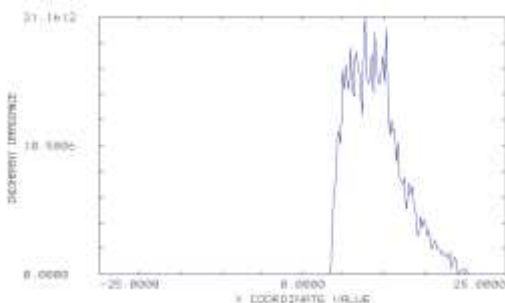


Figura 16: profilo dell'irradianza su un target posto nel fuoco perpendicolarmente all'asse della parabola con angolo di tilt di 0.5°

Per questo motivo, ed in virtù di tutta una serie di altre simulazioni si è osservato come fosse necessario lavorare per contenere il disallineamento fra la normale al piano del ricevitore e la direzione di provenienza del fascio solare entro 0.1° . Tuttavia una specifica così rigida è assai difficile da raggiungere, per questo motivo si è pensato di introdurre un elemento ottico secondario.

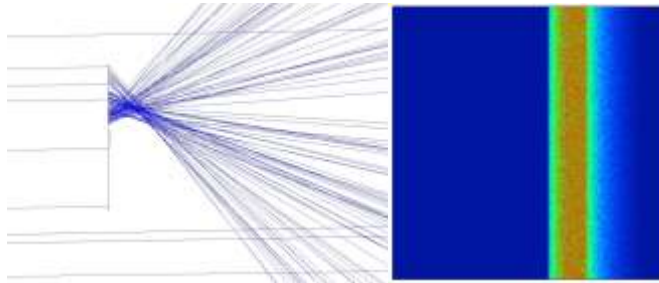


Figura 17: raytracing su un detector posto nel fuoco con angolo di tilt pari a 0.5° e relativo diagramma a falsi colori

Per descrivere in maniera opportuna il comportamento di un sistema ottico come il CESARE dobbiamo introdurre l'efficienza ottica di collezione, definita come:

$$\eta_{\text{ott}} = \frac{P_{\text{ric}}}{P_{\text{sorg}}}$$

dove P_{ric} è la potenza indirizzata sulla superficie secondaria del sistema ottico (ricevitore) mentre P_{sorg} è la potenza che dalla sorgente entra nella superficie di ingresso del sistema ottico. Nel nostro caso le simulazioni permettono di avere una stima di P_{ric} una volta fissata P_{sorg} che viene calcolata fissando il valore di densità di potenza della radiazione solare (I_{sun}), 1000 W/m² di solito, moltiplicata per la superficie dei collettori rivolti verso la sorgente ($C=1543\text{mm}$ e $L=1200\text{mm}$). In prima approssimazione si può quindi considerare $P_{\text{sorg}}=I_{\text{sun}} \times L \times C = 1851.6 \text{ W/m}^2$.

1.1.1. L'ottica secondaria

La ragione principale dell'inserimento di un'ottica secondaria in un sistema a concentrazione è di solito legata alla volontà di aumentare CR il più possibile in modo da sfruttare al meglio la superficie fotovoltaica. Tuttavia nel nostro caso l'obiettivo è stato certamente anche quello di voler intervenire sull'andamento dell'efficienza ottica di collezione in modo da rendere meno stringente la specifica sull'angolo di accettazione.

Il punto di partenza di questa modifica è stata l'individuazione del *Compound Parabolic Concentrator* (CPC) come una possibile

miglioria al sistema ottico. Il CPC è un tipico elemento di ottica *non-imaging* in grado di convogliare i raggi che attraversano la superficie di ingresso del CPC con un angolo compreso fra l'asse del CPC ed un certo θ_0 verso l'apertura secondaria del CPC. Ponendo che la superficie secondaria del CPC sia di dimensioni inferiori a quella di ingresso si vede come il CR possa aumentare (Figura 18).

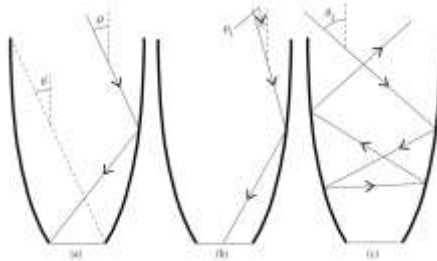


Figura 18: influenza dell'angolo di incidenza θ sul percorso dei raggi in ingresso al CPC

Nel nostro caso è stato impostato un angolo $\theta_0 = 52^\circ$ che è pari all'angolo con cui i raggi provenienti dai bordi della parabola incidono sulle celle. Non sono stati posti vincoli alla lunghezza del CPC tuttavia è stato chiesto al simulatore di ottimizzare l'andamento dell'efficienza per angoli di disallineamento del sistema pari a 0.5° .

Successivamente, confortati dai risultati delle simulazioni ma volendo evitare impiegare nel sistema componenti con forme troppo articolate e quindi estremamente costose si è provveduto a semplificare la geometria del CPC ed i materiali impiegati. Si è passati da superfici curve a superfici piane e da ottiche "piene" (ovvero costituite da lenti) a superfici riflettenti.

I risultati ottenuti con questo studio sono stati molto interessanti. Hanno mostrato che si ha effettivamente un aumento del CR ma hanno soprattutto mostrato un rilassamento dell'andamento della curva di rendimento. Questo ha significato in termini di η_{ott} un aumento da 5.7% senza ottica secondaria a 40% in presenza di ottiche secondarie per angoli di disallineamento di 0.5° (Figura 19).

È stato a questo punto possibile procedere alla realizzazione delle ottiche secondarie. Per la realizzazione delle quali il materiale

impiegato è stato una lamiera riflettente piegata opportunamente e fissata ai moduli fotovoltaici Figura 20.

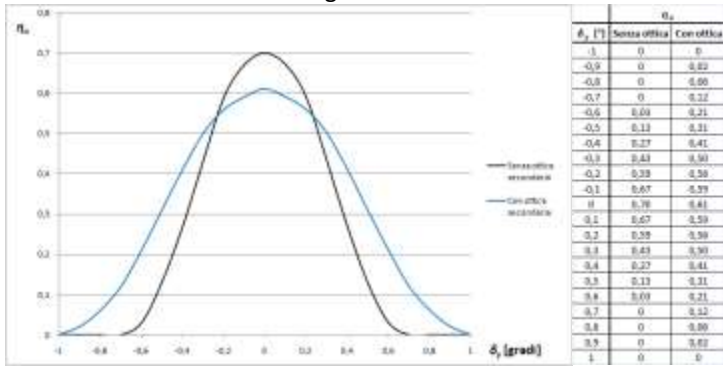


Figura 19: variazione della curva di rendimento in funzione dell'angolo di disallineamento con e senza il contributo di ottiche secondarie

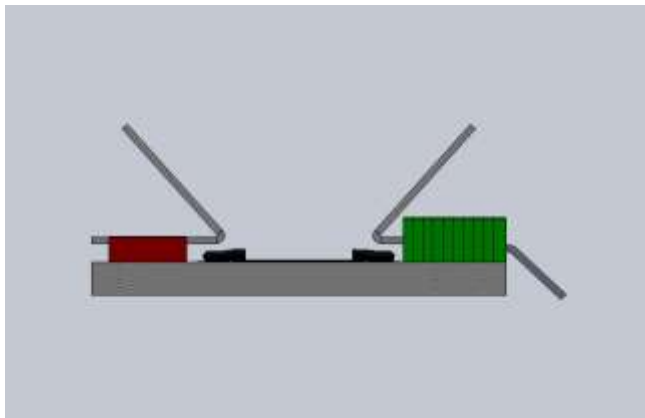


Figura 20: disegno realizzato al cad del modulo fotovoltaico visto di fronte con l'inserimento delle ottiche secondarie

1.2. Le celle fotovoltaiche

Senza volersi addentrare nella trattazione sui semiconduttori per applicazioni elettroniche possiamo dire che la cella fotovoltaica è fondamentalmente una giunzione $p-n$, ovvero la struttura costitutiva di un diodo. Perciò, per studiare le celle PV è possibile partire dall'equazione della corrente del diodo per modellare il comportamento della cella:

$$I' = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right]$$

con I_0 corrente di saturazione, V la tensione ai capi del diodo, q la carica elementare, k la costante di Boltzmann e T la temperatura assoluta della giunzione.

Più nello specifico una cella fotovoltaica è un dispositivo che converte direttamente la luce solare in energia elettrica. Agli effetti si genera una corrente che scorre nella giunzione direttamente illuminata e si può misurare una differenza di potenziale ai capi della cella. Questo avviene perché i fotoni con energia sufficiente, incidendo sul reticolo del semiconduttore, permettono la generazione di una coppia elettrone-lacuna (e-h) facendo sì che l'elettrone passi in banda di conduzione. Quei fotoni che incidono sulla cella ma hanno un'energia insufficiente non provocano nessun passaggio di elettroni in banda di conduzione. L'energia associata ad un fotone è direttamente proporzionale alla sua frequenza oppure inversamente alla sua lunghezza d'onda:

$$E_{ph} = h\nu = \frac{hc}{\lambda}$$

con h la costante di Planck, ν la frequenza, c la velocità della luce e λ la lunghezza d'onda. Pertanto affinché si possa avere la generazione di coppie elettrone-lacuna $E_{ph} > E_g$ (energia di gap).

Tuttavia gli elettroni, nel materiale p , e le lacune, nel materiale n , sono meta-stabili, ciò significa che rimangono separati solo per un periodo finito di tempo (*tempo di vita dei portatori minoritari*) dopodiché si ricombinano. In tal caso la coppia e-h “vanno perdute” e non si verifica alcun passaggio di corrente. Affinché si possa estrarre potenza da un semiconduttore è necessario evitare che le coppie e-h si ricombinino. Per fare ciò si sfrutta il campo elettrico della giunzione p-n per separare spazialmente elettroni e lacune. In tal caso i *portatori minoritari* fotogenerati raggiungono la giunzione e la attraversano, per effetto del campo elettrico in essa presente, arrivano dall'altra parte dove a questo punto sono *portatori maggioritari*.

L'effetto complessivo è un movimento di portatori minoritari verso la regione opposta. Ed è questo movimento di cariche che permette di osservare una corrente che scorre nella giunzione (ricordiamo che il verso della corrente è opposto al verso di spostamento degli elettroni).

A questo punto è possibile capire come, partendo dall'equazione del diodo si possa sommare a quella espressione un fattore I_L che è detta corrente fotogenerata. Infatti questa corrente non è presente normalmente nell'equazione del diodo dato che questo tipo di dispositivi vengono racchiusi in package che non permettono alla luce di interferire con il funzionamento della giunzione:

$$I' = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - I_L$$

si noti come I_L in questa espressione sia negativa. Questo accade perché la corrente fotogenerata è dovuta al movimento degli elettroni dalla regione p alla regione n ed al movimento delle lacune dalla regione n alla regione p. Questo moto di cariche è esattamente nel verso opposto rispetto a quello del normale funzionamento di un diodo dove la corrente va dalla regione p alla regione n in virtù di una tensione applicata dall'esterno e che provoca un'inversione della barriera fra le regioni n e p.

Tuttavia per poter tracciare la caratteristica della cella fotovoltaica che è l'oggetto del nostro studio, risulta più conveniente invertire verso della corrente positiva. Questo provoca anche un ribaltamento dell'asse I' nella caratteristica $I'-V$ del diodo che diventa la caratteristica I-V della cella (Figura 21):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right]$$

Il termine -1 di in caso di generazione fotovoltaica, ovvero nel caso in cui la giunzione non venga utilizzata come diodo, è trascurabile, dato che I_L prevale su I_0 . Per descrivere il comportamento delle celle PV è necessario fare riferimento ad alcuni parametri caratteristici quali la corrente di corto circuito (I_{sc}), la tensione a vuoto (V_{oc}), il Fill Factor (FF) e l'efficienza di conversione elettrica (η_{el}). Tutti questi fattori sono ottenibili a partire dalla caratteristica I-V (Figura 22).

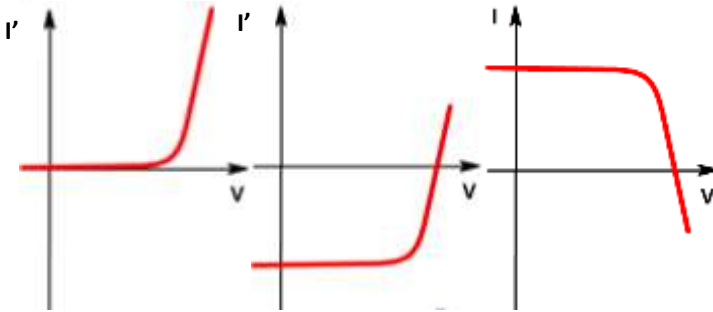


Figura 21: (sx) caratteristica della giunzione p-n al buio; (centro) giunzione p-n illuminata; (dx) inversione della curva I-V - giunzione p-n illuminata

La I_{sc} è quella corrente che si genera quando la tensione ai capi della cella è nulla, ovvero quando la cella è cortocircuitata. La I_{sc} dipende da una serie di fattori:

- La superficie della cella (quella che forma la giunzione)
- Il flusso di fotoni incidenti sulla cella
- Lo spettro della luce incidente (di solito AM1.5)
- Le proprietà ottiche della cella (assorbimento e riflessione)
- Probabilità di collezione

Un'equazione della corrente di cortocircuito è questa:

$$I_{sc} = qGA(L_n + L_p)$$

con G il tasso di generazione, A la superficie della cella, L_n e L_p sono le distanze di diffusione nella regione n e p rispettivamente.

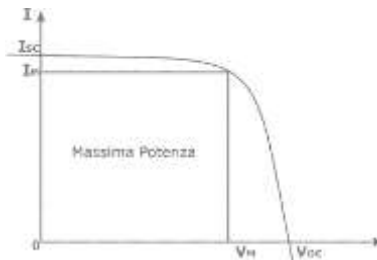


Figura 22: curva I-V di una cella fotovoltaica con indicazione di P_{max} attraverso I_M e V_M

Per chiarire il comportamento riportiamo anche l'espressione del tasso di generazione G:

$$G = \alpha F_{ph} (1 - \rho) \exp(-\alpha x)$$

dove α è il coefficiente di assorbimento del semiconduttore (Figura 23), F_{ph} è il flusso di fotoni incidente (n° fotoni \cdot cm⁻² \cdot s⁻¹), ρ è il coefficiente di riflessione della cella e x rappresenta la profondità alla quale viene stimato il tasso di generazione.

In condizioni di cortocircuito il I_{sc} corrisponde a I_L .

La tensione a vuoto è invece la massima tensione ottenibile da una cella.

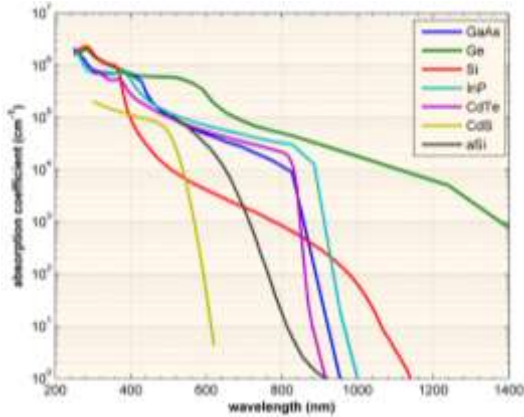


Figura 23: coefficiente di assorbimento per vari materiali semiconduttori impiegati nella fabbricazione di celle PV

Questa condizione si verifica per correnti nulle attraverso la cella. Imponendo che la corrente netta che attraversa la cella sia nulla si ottiene un'espressione per V_{oc} :

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right)$$

In questa espressione si vede come V_{oc} dipenda sia da I_0 che da I_L . Mentre quest'ultima varia molto poco la I_0 può variare anche di alcuni ordini di grandezza.

Importante per la conoscenza delle celle PV è il punto di massima potenza. In Figura 22 è rappresentato dal punto sulla curva I-V di

coordinate (V_M, I_M) . Il punto di massima potenza (MPP) è quel punto per cui la potenza fornita dalla cella è massima. Questo significa anche che la potenza erogata dalla cella fotovoltaica è fortemente influenzata dal carico ad essa collegato. Esistono dispositivi che attraverso degli algoritmi sono in grado di far variare la resistenza vista da un pannello fotovoltaico al fine di convertire da questo la massima energia elettrica possibile.

Una volta definito MPP è possibile anche introdurre il Fill Factor (FF). Questo parametro rappresenta in qualche modo il tasso di idealità della cella:

$$FF = \frac{P_M}{V_{oc} I_{sc}} = \frac{V_M I_M}{V_{oc} I_{sc}}$$

Più basso è il FF e minore sarà la potenza convertibile da una cella. Tuttavia il parametro sicuramente più rilevante per la valutazione della bontà di una cella è l'efficienza di conversione η_{el} . Questa figura in effetti permette di mettere a confronto fra loro celle diverse realizzate con tecnologie diverse ma testate in condizioni controllate. L'efficienza si definisce come:

$$\eta_{el} = \frac{P_M}{P_{in}} = \frac{V_M I_M}{P_{in}} = \frac{FF V_{oc} I_{sc}}{P_{in}}$$

Tra gli altri parametri che si possono definire per una cella PV c'è la *resistenza caratteristica* (detta anche *resistenza ottimale*), che rappresenta la resistenza di uscita di una cella nelle condizioni di MPP. In prima approssimazione questa è data dal rapporto tra V_{oc} e I_{sc} :

$$R_{ch} = \frac{V_M}{I_M} \simeq \frac{V_{oc}}{I_{sc}}$$

È un parametro importante soprattutto per la valutazione dell'impatto dei meccanismi di perdita. Di seguito presentiamo anche il modello circuitale di una cella fotovoltaica (Figura 24).

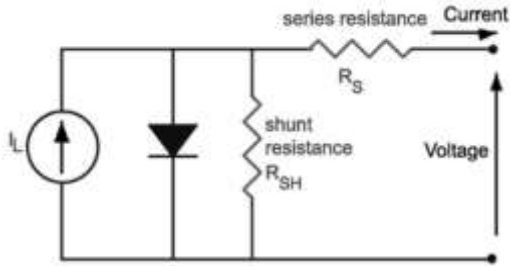


Figura 24: modello della cella a singolo diodo

È il modello a singolo diodo e modella in maniera piuttosto accurata il comportamento di una cella PV. Come si può vedere in Figura 24 oltre al diodo ed al generatore di corrente, che modella I_L , sono presenti anche due resistenze, una in serie (R_s) ed una in parallelo (R_{sh}) che rappresentano e modellano le perdite parassite presenti nel dispositivo. La R_{sh} rappresenta il fatto che non tutte le cariche fotogenerate riescono a raggiungere i contatti metallici ed una parte di queste si ricombina prima. La R_s invece modella il fatto che le cariche prima di raggiungere i contatti metallici devono attraversare un tratto di semiconduttore subendo una caduta di potenziale.

L'effetto principale delle resistenze parassite è quello di peggiorare il FF della cella. In particolare R_s modifica la derivata della curva I-V in corrispondenza di V_{oc} mentre R_{sh} provoca un abbassamento della curva in corrispondenza di I_{sc} . Introducendo questi due fattori nell'equazione delle celle fotovoltaiche si ha la seguente:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) \right] - \frac{V - IR_s}{R_{sh}}$$

Le celle fotovoltaiche, come tutti i dispositivi a semiconduttore sono sensibili alle variazioni di temperatura. Come si può vedere in Figura 25 un aumento di temperatura interviene sulla V_{oc} provocandone una diminuzione, mentre lo stesso aumento provoca un aumento sulla I_{sc} . Tuttavia questi due effetti non si compensano e si riscontra che ad aumenti di temperatura corrispondono diminuzioni di efficienza.

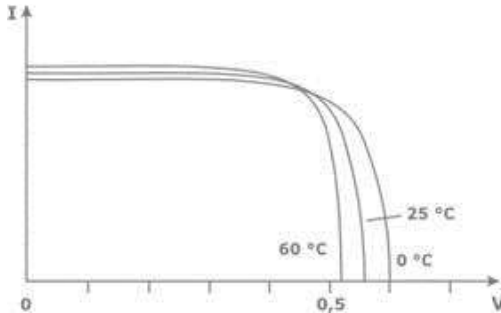


Figura 25: risposta delle celle al variare della temperatura

Variazioni di intensità luminosa su una cella ne modifica tutti i parametri: la corrente di cortocircuito, la tensione a vuoto, l'efficienza ed il fill factor oltre che all'impatto delle resistenze parassite. La misura dell'intensità luminosa della luce solare è espressa in soli. 1 sun corrisponde a 1000 W/m^2 . Sistemi come il CESARE sono in grado di lavorare con luce concentrata. Questo porta con sé diversi vantaggi tra cui un'efficienza maggiore e la riduzione dei costi dovuti al materiale fotovoltaico a parità di area captante.

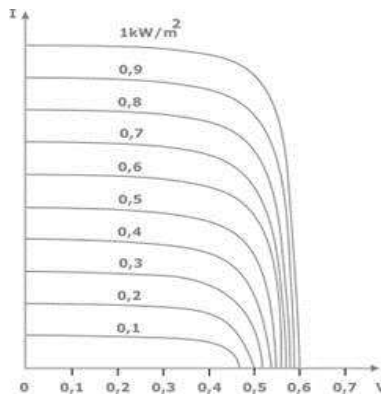


Figura 26: risposta delle celle al variare dell'irraggiamento

In Figura 26 si vede che I_{sc} dipende linearmente dall'irraggiamento sulla cella, mentre la dipendenza della V_{oc} è espressa dall'equazione:

$$V'_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{X I_{sc}}{I_0}\right) = \frac{nkT}{q} \left[\ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0}\right) + \ln(X) \right] = V_{oc} + \frac{nkT}{q} \ln(X)$$

Quindi l'aumento della tensione a vuoto al crescere dell'intensità della radiazione è di tipo logaritmico.

1.2.1. Tecnologie realizzative delle celle fotovoltaiche

Dalla scoperta dell'esistenza dell'effetto fotovoltaico, fatta da Edmund Bequerel nel 1839, si è dovuto però aspettare il 1954, con il lavoro di Chapin, Fuller e Pearson per vedere la nascita della prima cella fotovoltaica vera e propria basata su tecnologia al Silicio, che presentava un'efficienza del 6%. Da quel momento in poi lo sviluppo delle celle è stato soprattutto incoraggiato dalla ricerca aerospaziale che vedeva nelle celle PV un'insostituibile sorgente di energia.

Il materiale principe dell'industria fotovoltaica è il Silicio. Questo dominio è stato principalmente sancito dalla facilità di realizzazione di dispositivi elettronici che ha reso la lavorazione di questo elemento per scopi fotovoltaici particolarmente agevole.

Naturalmente le ricerche hanno portato anche all'introduzione di dispositivi diversi basati su semiconduttori non intrinseci come l'Arseniuro di Gallio (GaAs). Tuttavia questo semiconduttore, più efficiente nella conversione rispetto al Si, presenta non poche criticità in fase di lavorazione.

Inoltre negli ultimi anni si è stati in grado di realizzare celle fotovoltaiche costituite da più giunzioni contemporaneamente su uno stesso substrato. Questa stratificazione di giunzioni permette di aumentare la porzione di luce convertita in energia elettrica. Infatti, mentre lo spettro di assorbimento di una cella monogiunzione è limitato ad una certa curva di risposta, creare su uno stesso cristallo giunzioni con materiali che rispondono in maniera ottimale a porzioni diverse dello spettro solare permette di incrementare enormemente l'efficienza di conversione. In Figura 27 si può vedere il diagramma di efficienza quantica di una cella a tripla giunzione.

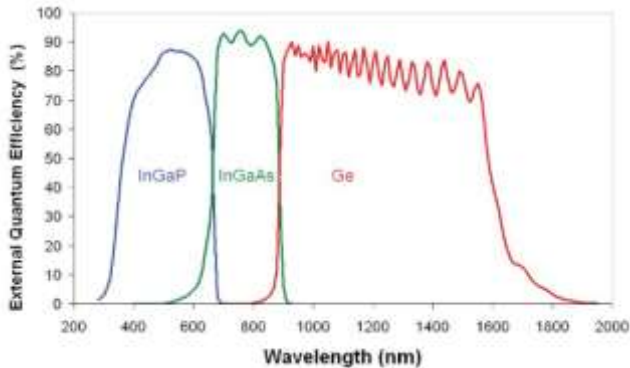


Figura 27: esempio di efficienza quantica delle celle a tripla giunzione

L'*efficienza quantica* (QE) è definita come il rapporto di portatori generati in una cella fratto il numero di fotoni ad una data lunghezza d'onda che incidono sulla cella. L'*efficienza quantica esterna* è un parametro che tiene conto anche di effetti ottici come trasmissione e riflessione.

Legato alla QE è un altro parametro chiamato *risposta spettrale* (SR), definito come il rapporto fra la corrente generata dalla cella e la potenza incidente su di essa. Il legame fra QE e SR è dato da:

$$SR = \frac{q\lambda}{hc} QE$$

Questa relazione è importante perché permette di conoscere QE a partire da SR, che è calcolabile.

Ma l'aumento di efficienza delle celle fotovoltaiche è stato possibile anche perché sono state raffinate le tecniche di realizzazione delle celle ed in particolar modo riguardo alla realizzazione della contattatura. Infatti, una volta che una cella ha prodotto coppie e-h è necessario che queste vengano raccolte e portate via attraverso un conduttore. Per fare ciò vengono inseriti sulla cella dei piccoli fili metallici (finger) che servono per raccogliere le cariche e trasportarle fino ad un contatto "fruibile" inserito in un circuito di gestione della corrente/potenza generata. Dato che la struttura della cella si sviluppa di solito (ma non sempre) verticalmente, i contatti per la generazione di corrente sono sopra e sotto. Mentre il contatto inferiore, di solito sul lato p della giunzione, è realizzato

tramite un unico conduttore metallico, la contattatura superiore è costituita da un punto di raccolta (pad o busbar) di dimensioni opportune, alla quale sono collegati tutti finger che sono disposti sulla superficie superiore della cella per raccogliere le cariche fotogenerate.

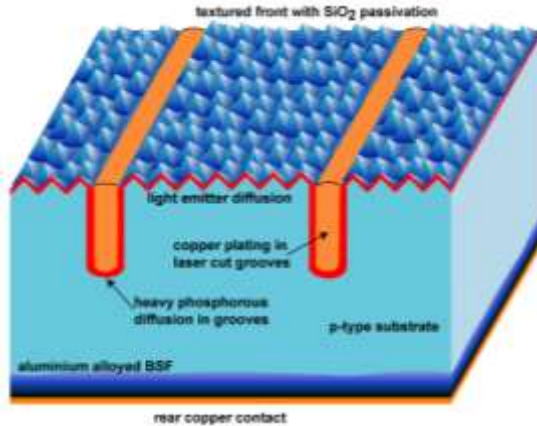


Figura 28: esempio di struttura trasversale di una cella fotovoltaica

Come facilmente intuibile la presenza dei finger è in parte un problema perché oscura parte della superficie della cella. Per questo motivo il design dei finger viene studiato in modo da ottimizzarne dimensioni e densità per unità di superficie attiva.

1.2.2. Le celle in Silicio monocristallino

Le celle in Silicio monocristallino usate per il progetto CESARE sono state prodotte da Narec (National Renewable Energy Centre).

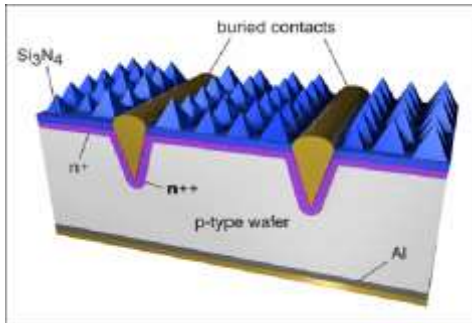


Figura 29: schema delle celle in Silicio monocristallino utilizzate

Sono state ottimizzate per l'uso in concentrazione. In Figura 29 è possibile vedere come sono realizzati, i layer e la contattatura, ottenuta creando dei solchi per inserire i contatti metallici al fine di aumentare la superficie di contatto fra finger e semiconduttore senza aumentare in maniera significativa l'ombreggiamento della cella.

La risposta spettrale delle celle Narec è mostrata in Figura 30.

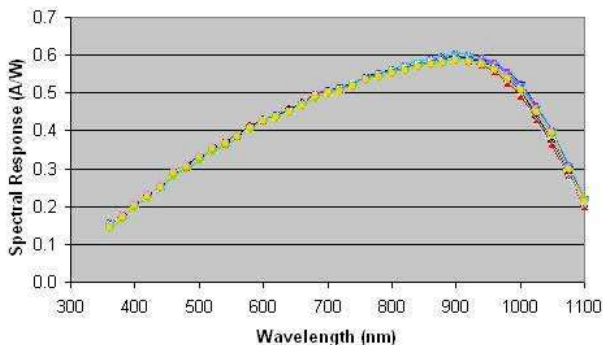


Figura 30: risposta spettrale delle celle in Silicio monocristallino

1.2.3. Design delle celle Narec

In Figura 31 e Figura 32 si possono vedere gli schemi di disegno e taglio delle celle in Silicio. In queste celle il busbar è costituito da un reticolo e non da un conduttore metallico continuo. L'area

complessiva della cella è di 0.8 cm^2 mentre l'area attiva si attesta su 0.75 cm^2 .

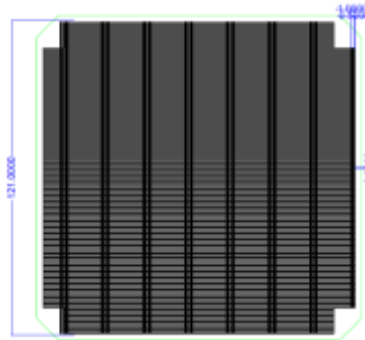


Figura 31: mascheratura e contattatura frontale per il taglio delle celle dello pseudo-quadrato ricavato dal wafer originale

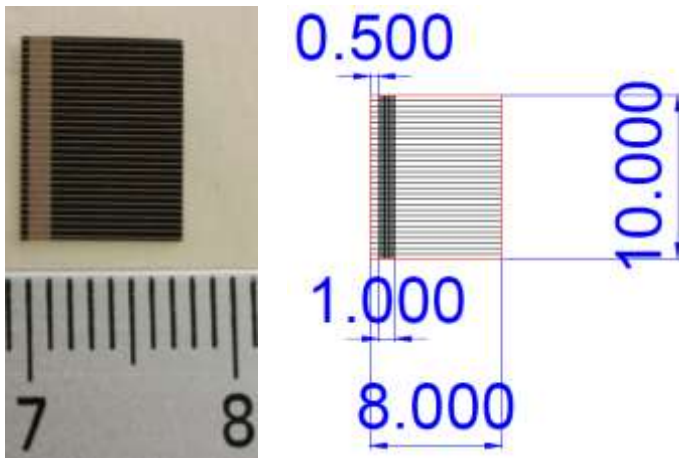


Figura 32: foto e design della cella in Silicio monocristallino

1.2.4. Le celle multigiunzione

In Figura 33 è riportato lo schema dei layer di una cella a doppia giunzione (DJ) su substrato di Germanio. Si può notare come siano presenti fra la prima giunzione (InGaP - verde-azzurro - più superficiale) e la seconda (InGaAs - verde - più profonda) due layer denominati TD, che sta per diodo Tunnel.

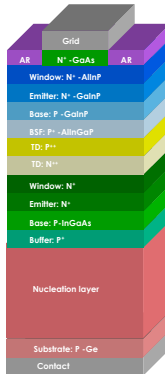


Figura 33: schema dei layer della cella a doppia giunzione CESI

In Figura 34 si può vedere un diagramma che mostra le costanti di reticolo per vari materiali.

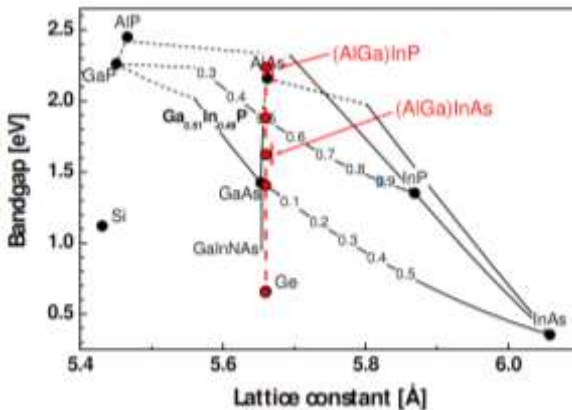


Figura 34: diagramma delle costanti di reticolo per vari semiconduttori

Quelli con costante di reticolo più simile al Germanio, di cui è composto il substrato delle nostre celle, possono essere utilizzati per la realizzazione dei vari layer della cella.

La giunzione Tunnel presente nella struttura viene creata per riportare la “polarità” dei vari strati nel verso giusto dato che mettere a contatto il lato n della giunzione più profonda col lato p della giunzione più superficiale darebbe vita solamente ad una

nuova giunzione con polarità invertita rispetto alle altre vanificandone in parte il lavoro di fotogenerazione. Il diodo Tunnel invece, grazie all'andamento della sua caratteristica permette di utilizzare in modo efficace la cascata di due giunzioni.

La risposta spettrale delle celle CESI è quella riportata in Figura 27 per le aree relative a InGaP e GaAs.

1.2.5. Design delle celle CESI

In Figura 35 è presentato il design di una cella a DJ di CESI. L'area complessiva della cella è di 10.2mm X 11.2mm. L'area attiva tuttavia è di 0.94 cm² in a causa della presenza di due basbar costituiti da una lamina dorata.

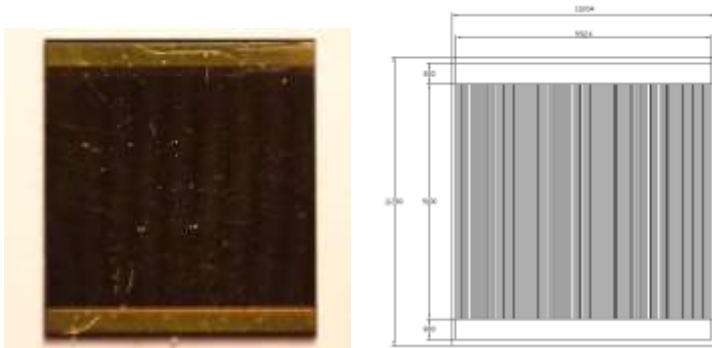


Figura 35: foto e design della cella a doppia giunzione

Tabella 1: caratteristiche nominali delle cella DJ (T=25° - AM1.5 – 500X)

semiconduttore	InGaP/InGaAs
Jsc [A/cm ²]	5.63
Voc (mV)	2684
MPP [W/cm ²]	12.77
FF (%)	84
Eff (%)	30.04
Spettro di sensibilità [nm]	300-900
V _{bk} (V)	10

Le celle CESI possono lavorare fino a 500 sun. Vengono fornite corredate dai risultati di test di pre-qualifica costituiti da:

- caratteristica I-V a 100 soli su tutte le celle solari
- caratteristiche I-V al variare dell'irraggiamento sul 10% delle celle per lotto di consegna
- caratteristiche I-V a 100 soli al variare della temperatura fra 25 e 80 °C sul 10% delle celle per lotto di consegna.

Tabella 2: specifiche delle celle DJ

Pinc media	9,758034	W/cm2
Isc medio	0,982346	A
Voc medio	2,407887	V
Pm	2,054574	W
FF	0,868701	%
Eff AMO	22,40971	%

In Tabella 2 sono riportati i valori medi dei test di pre-qualifica relativi alle celle utilizzate per il progetto CESARE.

1.3. Il Modulo Base

1.3.1. Tecnologia MCPCB

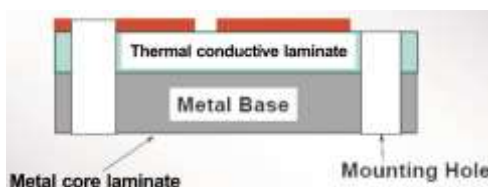
Il Modulo Base su cui sono state montate le celle è stato realizzato sfruttando la tecnologia Metal Core Printed Circuit Board (MCPCB). Questo montaggio consiste nello sfruttare il metallo come supporto per il circuito anziché supporti comuni nelle applicazioni elettroniche come lo FR4. Il montaggio su MCPCB è stato sviluppato in origine per facilitare la dissipazione di calore nei LED di potenza. Nel nostro caso questo tipo di montaggio è inteso ad evitare il surriscaldamento delle celle ed in prospettiva a realizzare il recupero del calore in eccesso causato dalla radiazione incidente sulle celle non convertita in energia elettrica.

In Tabella 3 sono riportate le specifiche del composito utilizzato

Tabella 3: specifiche del supporto MCPCB del Modulo Base

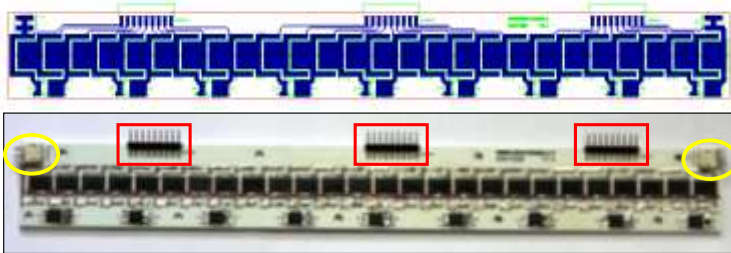
PARAMETRO	UNITA'	VALORE	TEST
Peel Strenghth	N/mm	2.2	GJB1651 in 4010
Surface Resistance	MΩ	1e6	GJB1651 in 5020
Volume Resistance	MΩ	3.2e7	GJB1651 in 5020
Breakdown Voltage	KV/min	1.5 - 3.8	GJB1651 in 5040
Solder Float	°C	26° per 5 min	GJB1651 in 4010
Flammability		FV-0	GB/T4722 in 17
Thermal Resistance	°C/W	<=1.2	TO-220
Dielectric Constance		3.0	40°C 93%, 96H
Isolation Thermal Conductivity	W/M.K	0.6 – 1.5	
Working Temperature	°C	<=120	40°C 93%, 1Y
Thermal Conductivity of Al MCPCB	W/M.K	>=200	

Un circuito realizzato con tecnologia MCPCB è costituito da un supporto in alluminio e da uno strato di dielettrico con buona conducibilità termica. In Figura 36 è riportata la schematizzazione della struttura di un circuito realizzato con MCPCB.

**Figura 36: schematizzazione di una sezione di un MCPCB a singolo strato**

Il circuito sulla faccia superiore del Modulo Base è stato realizzato tenendo conto di una serie di fattori. La dimensione delle celle, la dimensione e la piedinatura dei diodi di bypass, la necessità di avere dei connettori per la misura ai capi di ciascuna cella e naturalmente la necessità di collegare in serie i moduli fra loro. Data la presenza di 2 tipologie di celle, diverse fra loro non tanto per le caratteristiche elettriche, quanto per dimensioni e forma, si è deciso di pensare ad un layout che ammettesse il montaggio sia delle celle in Si che quelle in GaAs. Stesso discorso è stato fatto per i diodi di bypass. Avendo a disposizione, oltre che degli STPS1045 con package tipo DPAK anche dei prototipi di SPV1001 forniti da STMicroelectronics con un footprint MLPD si è deciso di fare delle piazzole in grado di montare entrambi i tipi di diodi.

Il risultato finale di questo processo ha portato prima al disegno e poi alla realizzazione del circuito in Figura 37.



**Figura 37: design (sopra) e foto (sotto) del Modulo Base
(rosso = connettori di misura; giallo = connettori di potenza)**

1.3.2. Componenti utilizzati

DIODI DI BYPASS

I diodi di bypass in un pannello fotovoltaico servono principalmente per la protezione delle celle. In particolare servono ad evitare, nel caso in cui una cella di una serie si trovasse per qualche ragione ombreggiata. Infatti, nel caso di una sola cella ombreggiata la differenza di potenziale generata dal resto della serie finirebbe per insistere interamente sulla cella oscurata. Nel caso poi che questa tensione fosse superiore alla tensione di breakdown della cella questo ne provocherebbe la rottura pregiudicandone definitivamente il funzionamento. Un altro scopo al quale assolvono i diodi di bypass è quello di permettere il funzionamento di celle connesse in serie tra le quali una o più di una è oscurata. Infatti, se una cella di una serie non fosse illuminata I_L risulterebbe nulla o trascurabile e la cella si comporterebbe come un diodo polarizzato inversamente. Questo comporterebbe una perdita di efficienza assai maggiore di quella dovuta all'interdizione di una singola cella. Nel Modulo Base per il progetto CESARE le celle sono state protette a gruppi di tre da un diodo di bypass in modo da garantire una certa operatività da parte di tutta la stringa in caso di oscuramento o malfunzionamento di una cella singola.

- **SPV1001**

Questi dispositivi sono stati realizzati da STM espressamente per applicazioni fotovoltaiche. Presentano una corrente di leakage tra il

30%-50% dei diodi tradizionali ed un consumo di potenza tra il 25%-30% dei diodi normalmente usati in campo fotovoltaico. In Figura 38 è mostrato lo schema funzionale dello SPV1001.

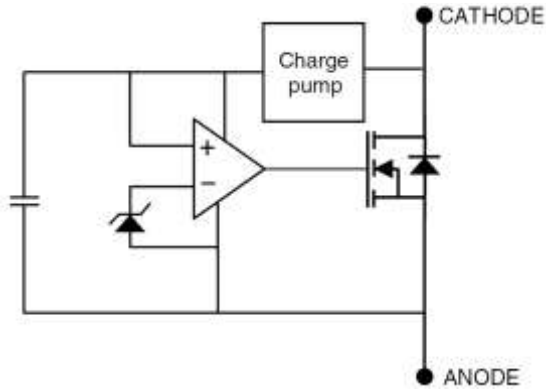


Figura 38: circuito interno dello SPV1001

È in grado di sostenere una corrente di funzionamento I_F pari a 15A ed una tensione inversa (V_{RR}) pari a 40V. Il range di temperature di funzionamento va da -40°C a 175°C alla giunzione. Il package utilizzato è lo 8MLPD-5x6 (Figura 39).

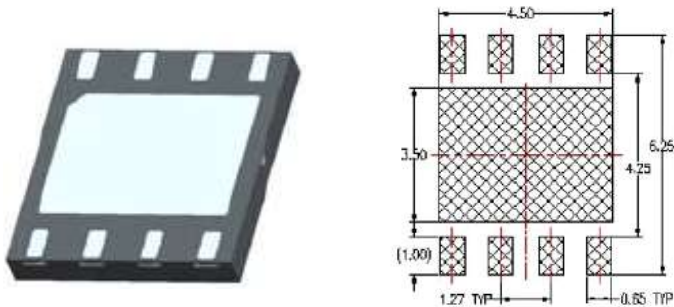


Figura 39: back dei diodi spv1001 della STM con contatti MLP6X5 8-Lead e relativo footprint

- **STPS1045**

Si tratta di un diodo Schottky. Il package impiegato nel progetto è il DPAD di cui sono riportati immagine e footprint in Figura 40.

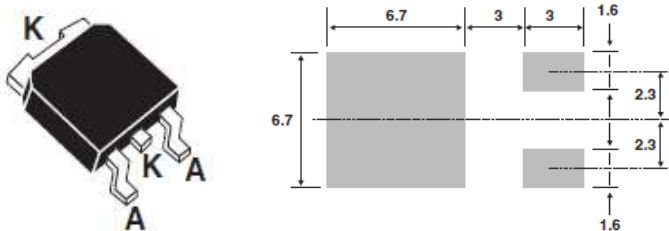


Figura 40: package dei diodi STPS1045 della STM e relativo footprint

Le caratteristiche limite di funzionamento sono I_F uguale a 10A ed una tensione inversa (V_{RR}) pari a 45V. Può raggiungere temperature di giunzione fino ai 175°C.

CONNETTORI SMD SUI MODULI

I connettori impiegati sui moduli per la connessione di Moduli Base consecutivi sono dei Tyco board to board modello 2058703-1.

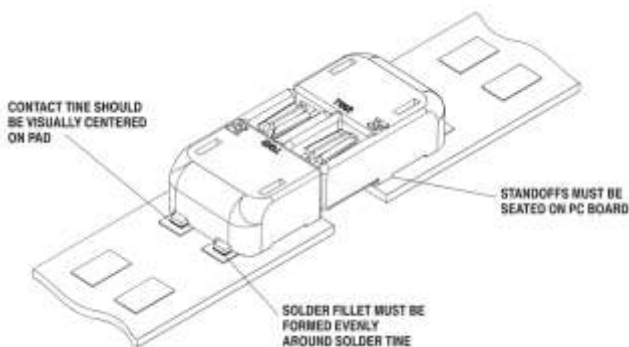


Figura 41: immagine dei connettori Tyco impiegati sul Modulo Base

1.4. La potenza

In Figura 42 è riportato lo schema a blocchi del sistema di gestione della potenza per il CESARE. A sinistra è schematizzato il campo solare che è collegato direttamente, non all'inverter, ma ad un circuito di misura che riporta, attraverso delle letture fatte da un modulo di acquisizione

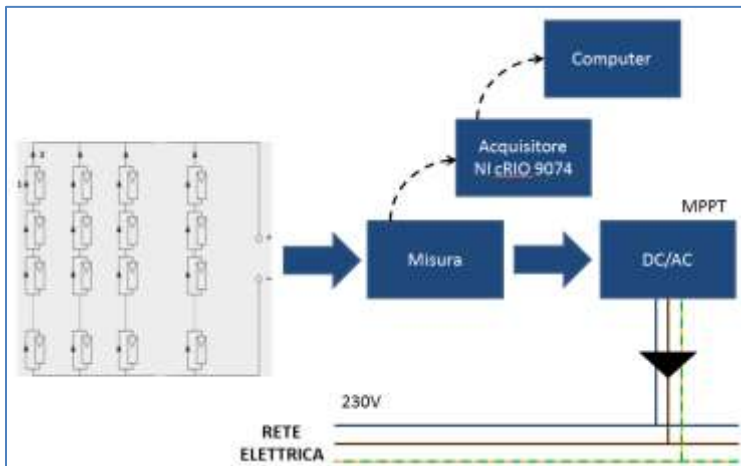


Figura 42: Schema a blocchi delle connessioni elettriche e delle misure

Le stringhe sono collegate in parallelo tramite una *junction-box* nella quale sono presenti anche i diodi di blocco. I diodi di blocco servono per evitare, nel caso in cui una stringa ai propri capi presenti una tensione inferiore a quella delle altre stringhe in parallelo ad essa, che parte della corrente prodotta dalle altre stringhe si riversi nella stringa più “debole” compromettendo la generazione fotovoltaica. Infatti, più che per motivi di protezione della stringa “debole”, i diodi di blocco vengono inseriti per limitare il più possibile l’abbassamento della potenza erogata dall’insieme dei moduli fotovoltaici. I diodi di blocco usati per proteggere le celle sono dei P600K con una $V_{RRM} = 800V$.

L’inverter usato per la conversione DC/AC è un SB1200 della SMA. In TABELLA sono riportate le specifiche dell’inverter.

Come si vede in Figura 43 l’inverter è di tipo con trasformatore a frequenza di linea in configurazione boost full-bridge isolato e presenta un solo controller per MPPT. Questo significa che, pur avendo l’opportunità di collegare più stringhe a questo inverter, la tipologia delle stringhe e quindi delle celle dovrà essere omogenea.

In Figura 44 sono riportate le curve di rendimento dell’inverter in funzione della potenza lato AC immessa in rete, parametrizzata alla tensione in ingresso sul lato CC, e dell’efficienza EU in funzione della tensione di lavoro applicata per la ricerca dello MPP.

Tabella 4: specifiche del Sunny Boy 1200 della SMA

INGRESSO (CC)	Pot. CC max	1320W
	Tens. CC max	400V
	Range di tens. MPPT	100-320V
	Corrente CC max	12.6°
	N. inseguitori MPPT	1
	N. stringhe collegabili	2
USCITA (AC)	Potenza nominale AC	1200W
	Potenza max AC	1200W
	Corrente d'uscita max	6°
	Tensione nominale AC	220V-240V
	Range tensioni	180V – 260V
	Freq.rete autoregolante	50Hz ± 4.5Hz
	Fattore di pot. (cosφ)	1
	Collegamento	monofase
Altre caratteristiche	Rendimento	92.1%
	Rendimento EU	90.9%
	Autoconsumo	< 0.1 W
	Connettore CC	SUNCLIX
	Connettore AC	Conn. a spina

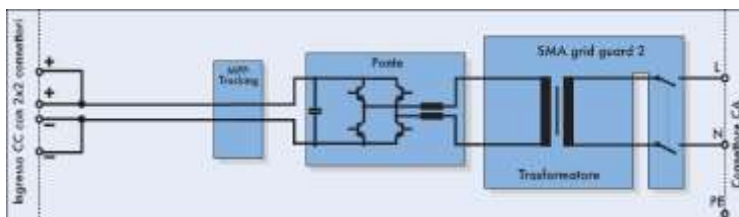


Figura 43: schema a blocchi funzionali del SB1200

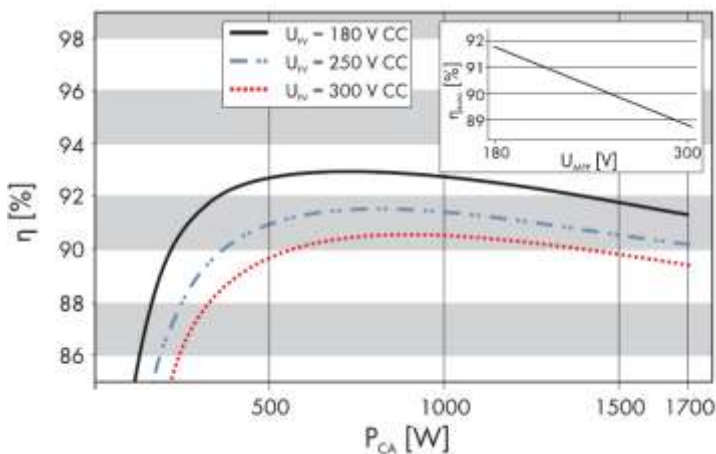


Figura 44: curve di rendimento dell'inverter

Come si può notare, per potenze basse, l'efficienza di conversione del dispositivo cala drammaticamente. L'ideale sarebbe quindi lavorare sempre tra i 500W ed i 1000W ovvero tra i 550W ed i 1100W lato CC per mantenere i livelli di efficienza dell'inverter nella zona ottimale.

2. Sensoristica e misure

2.1. Il sensore di puntamento

Nell'ambito di questo lavoro è stato sviluppato, ed in collaborazione con CNR-INO, un sensore di puntamento per l'inseguimento del disco solare.

Il sensore funziona sfruttando una geometria semplice ma efficace ed un circuito progettato ad hoc. Il sensore lavora di concerto con tutta la parte di controllo ed attraverso la quale è possibile effettuare i calcoli e comandare il movimento dell'impianto.

Inoltre, l'uso di questo tipo di sensore rende necessario l'accoppiamento, per il tracking solare, di almeno un sistema complementare in grado di individuare la posizione del Sole in maniera grossolana per permettere successivamente al sensore di entrare in azione. La prima azione di orientamento del sistema è affidata al calcolo delle coordinate solari attraverso l'algoritmo VSOP82.

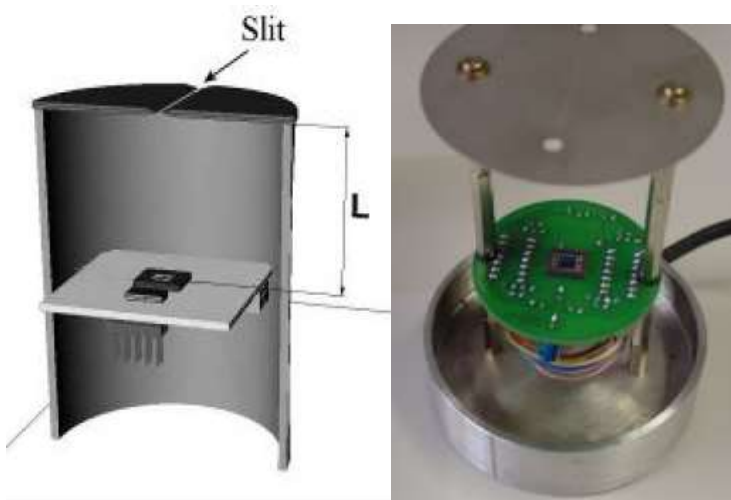


Figura 45: Sensore ottico – geometria e foto

Il sensore ha evidenziato, dalle ormai diverse prove sul campo, un'ottima affidabilità di funzionamento ed una elevata sensibilità alle variazioni della radiazione diretta. Questo garantisce una

precisione di puntamento elevata difficilmente ottenibile con sistemi orari come il VSOP82, se non a costo di dover sfruttare una potenza di calcolo decisamente al di là degli obiettivi di questo progetto, ma al contempo causa di ambiguità di puntamento in condizioni meteorologiche molto variabili o in presenza di eventi non prevedibili (adombramenti imprevisti e improvvisi).

2.1.1. Il circuito

L'elemento sensibile del circuito è un fotorilevatore, costituito da un array di fotodiodi, racchiuso in un package a montaggio superficiale a 5 contatti: un catodo a comune e 4 anodi, uno per fotodiodo.

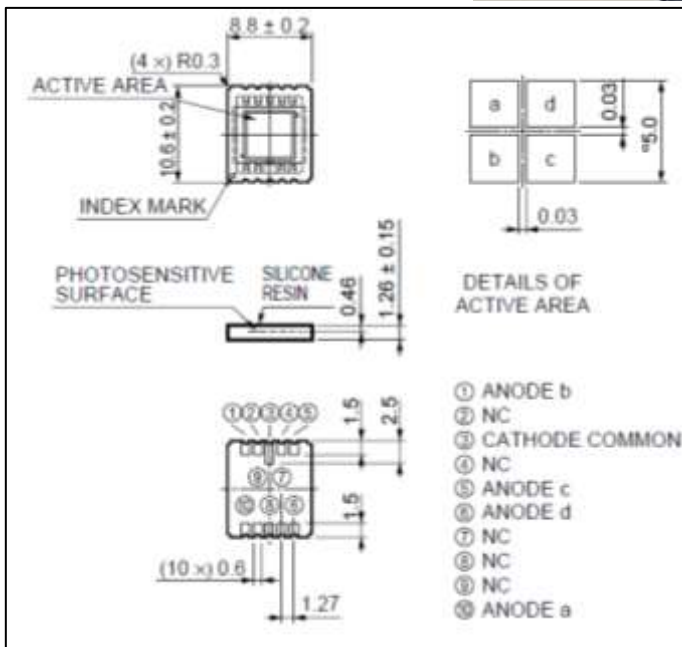
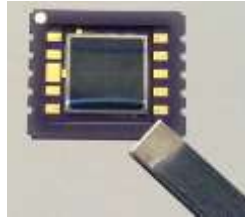


Figura 46: caratteristiche dimensionali del fotorilevatore

Lo schema utilizzato per l'acquisizione prevede l'impiego di semplici componenti di elettronica di consumo l'integrato LM324 (amplificatore operazionale quadruplo con), resistenze, condensatori e connettori. Il disegno, realizzato per il progetto su uno schema a doppia facciata, è stato poi realizzato presso una società esterna specializzata.

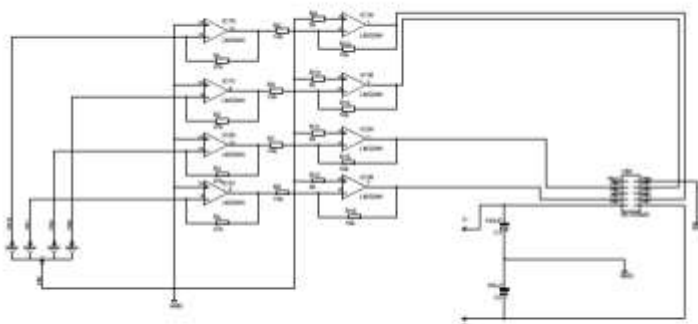
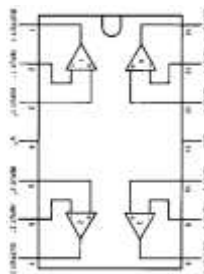


Figura 47: schema elettronico del sensore di tracking

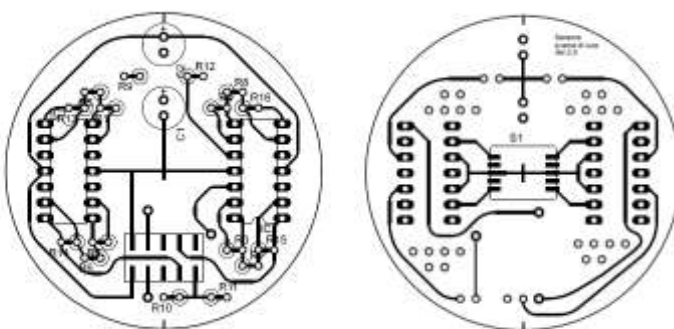


Figura 48: lato top e bottom del sensore

La progettazione del circuito (Figura 47) e la realizzazione del layout delle maschere del circuito (Figura 48) sono state realizzate con l'impiego del software di progettazione Eagle.

2.1.2. Il calcolo dello scostamento

La procedura per il calcolo delle coordinate è stata implementata sul programma di controllo sviluppato in LabVIEW. Prevede l'acquisizione delle quattro uscite del sensore attraverso un modulo 9201 della National Instruments a 12bit e l'elaborazione delle informazioni attraverso il software di controllo caricato su un controllore Real-Time FPGA.

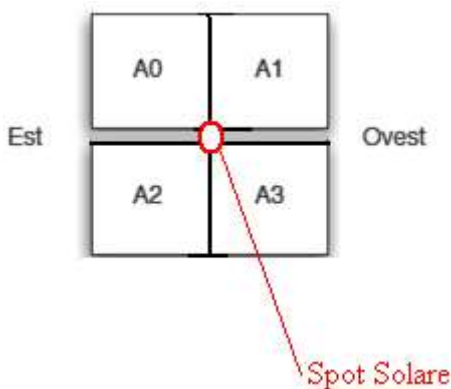


Figura 49: Rappresentazione del punto luminoso sul fotorilevatore

Per calcolare il disallineamento del sensore rispetto al sole sono state implementate via software le formule in Tabella 5. Il software interpreta il risultato del calcolo facendo avanzare o regredire il moto degli attuatori. Ognuna delle formule in Tabella 5 produce come risultato un valore compreso fra -1 e +1. La limitazione del modulo del risultato dei calcoli è garantita dal denominatore delle frazioni che serve a normalizzare il risultato. Il modulo di questi numeri rende la misura del grado di disallineamento del sistema, mentre il segno viene interpretato dal programma come la direzione verso la quale far muovere il sistema per recuperare il corretto puntamento.

Il programma interpreta come *corretto allineamento* il risultato nullo del calcolo.

Tabella 5: formule per il calcolo del disallineamento del sistema

Formula	Utilizzo
$P_{az} = \frac{(A_1 + A_3) - (A_2 + A_0)}{A_0 + A_1 + A_2 + A_3}$	Azimut
$P_{el} = \frac{(A_0 + A_1) - (A_2 + A_3)}{A_0 + A_1 + A_2 + A_3}$	Elevazione

È sott'inteso in questa trattazione che affinché il calcolo possa avvenire è necessario che il Sole si trovi all'interno dell'angolo di vista del sensore. Per questo motivo, come termine di controllo all'interno del programma è anche inserito un indicatore del valore assoluto del denominatore delle frazioni. Questo indicatore dà in qualche modo la misura della radiazione incidente sul sensore e nel caso in cui la somma sia nulla il risultato viene interpretato come assenza di sole.



Figura 50: Montaggio pin hole

2.1.3. Caratterizzazione di laboratorio

Le misure per la caratterizzazione del sensore sono state effettuate presso i laboratori di CNR-INO su banco ottico dopo opportuno allineamento. Per la caratterizzazione del sensore è stato usato una sorgente laser puntata sul sensore ed un modulo di acquisizione A/D della National Instruments USB-6009 a 14 bit.

I diagrammi riportati in Figura 51 e Figura 52 mostrano la risposta del sensore, in volt, in funzione dell'angolo di inclinazione di incidenza del laser. Si può notare che la risposta è buona fra 0° e

0.5° mentre si appiattisce andando verso 1° per poi rimanere piatta fino a 9.5°. Questo significa che per angoli di disallineamento compresi fra $\pm 9.5^\circ$ in entrambe le direzioni di puntamento il sensore è in grado di fornire informazioni al software.

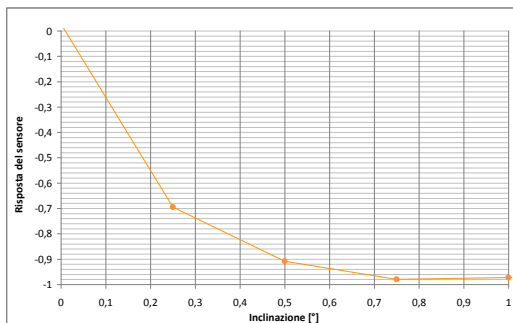


Figura 51: Risoluzione - puntamento fine

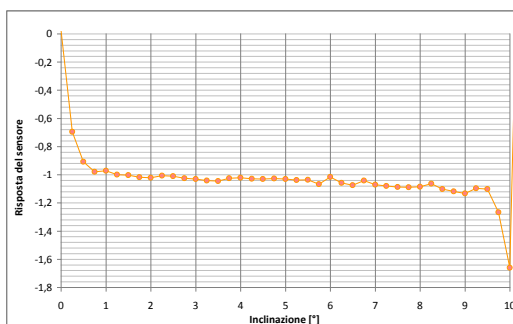


Figura 52: Caratterizzazione del sensore – range di funzionamento

2.2. Stazione Meteo (DeltaOhm)

È composta da un piranometro, che misura la radiazione totale incidente sul piano orizzontale (W/m²). La radiazione totale è data dalla somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso. Il piranometro si basa su un sensore a termopila, la sua superficie sensibile è coperta con vernice nera opaca che permette allo strumento di non essere selettivo alle varie lunghezze d'onda.



Figura 53: Stazione meteo

Il campo spettrale del piranometro è determinato dalla trasmissione delle due cupole in vetro. L'energia radiante è assorbita dalla superficie annerita della termopila, creando così una differenza di temperatura tra il centro della termopila (giunto caldo) ed il corpo del piranometro (giunto freddo). La differenza di temperatura tra giunto caldo e giunto freddo è convertita in una differenza di potenziale grazie all'effetto Seebeck. Il piranometro è provvisto di due cupole concentriche con diametro esterno di 50 mm e 30 mm rispettivamente, questo al fine di garantire un adeguato isolamento termico della termopila dal vento, e per ridurre la sensibilità all'irradiazione termico. Le cupole proteggono la termopila dalla polvere che depositandosi sulla parte annerita ne potrebbe modificare la sensibilità spettrale.

Un secondo piranometro permette la misura della radiazione diffusa si misura eliminando il contributo della luce diretta per mezzo dell'anello di schermo. L'anello di schermo blocca la luce diretta del Sole per l'intera durata del giorno, in maniera che solo la luce diffusa è misurata. Poiché l'elevazione del Sole cambia giorno dopo giorno, è necessario, almeno una volta ogni due giorni, modificare l'altezza dell'anello. Oltre alla luce diretta l'anello di schermo intercetta parte della luce diffusa è, quindi, necessario correggere i valori misurati con dei fattori di correzioni che dipendono dal periodo dell'anno e dalla latitudine. Entrambi gli

strumenti hanno un incertezza di misura pari al 5% del valore misurato.

2.3. Solys2 (Kipp&Zonen)

Il secondo elemento che fornisce informazioni riguardo alle condizioni di irraggiamento per il campo solare è il Solys2 della Kipp&Zonen. Si tratta di un inseguitore solare a due assi in grado di seguire la posizione del Sole in qualunque condizione meteorologica. Il suo funzionamento, completamente automatico, è garantito da un sensore GPS e dalla possibilità di calcolare, grazie alla logica interna, le coordinate del Sole in qualunque momento della giornata. Da specifica è in grado di tracciare la posizione del Sole con un errore inferiore a 0.1° in modalità passiva mentre è in grado di rimanere sotto 0.02° quando è attivo il sensore ottico.



Figura 54: immagine del Solys2

È dotato di 3 sensori: un pireliometro e due piranometri. Tutti questi sensori sono stati collegati direttamente alla logica di acquisizione attraverso un modulo 9203 montato su un cRIO-9074 della National Instruments. Il 9203 è un modulo programmabile per l'acquisizione di segnali in corrente nel range 4-20mA.

Il pireliometro è uno strumento usato per misurare l'intensità della radiazione solare diretta ovvero quella che giunge a terra sotto un ben determinato angolo e senza subire riflessioni. È in genere costituito da un lungo tubo all'estremità del quale, perpendicolarmente, è posizionato il sensore.

Il sensore è costituito da una termopila che agisce come un corpo nero assorbendo tutta la radiazione solare e riscaldandosi. Da una misura della temperatura del corpo si può risalire all'energia assorbita ovvero all'intensità della radiazione che l'ha colpito.

Il modello installato sul Solys2 è un CHP1 della Kipp&Zonen che esce con un segnale in corrente nel range 4-20mA che corrispondono a valori di irraggiamento tra 0 e 1600 W/m² ed ha una sensibilità di 10μV/W/m². L'angolo di vista è pari ad un'apertura di 5°.

I piranometri installati sul Solys2 sono un CMP22 ed un CMP11. Il primo è in grado di fornire la il valore della radiazione solare globale sul piano orizzontale, mentre il secondo fornisce informazioni sulla radiazione diffusa sul piano orizzontale. Per ottenere questo si sfrutta un ombreggiatore a sfera collocato di fronte all'apparato che permette di evitare che la componente di radiazione diretta colpisca il CMP11.

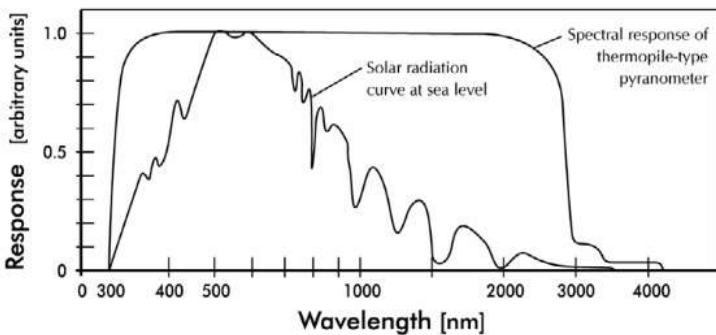


Figura 55: risposta del piranometro confrontata con lo spettro AM1

Anche in questo caso la risposta dei dispositivi è in corrente nel range 4-20mA per valori di radiazione incidenti tra 0 e 1600 W/m². Tuttavia, mentre nel caso del CMP11 il massimo valore di radiazione incidente è pari a 2000 W/m², nel caso del CMP22 il valore massimo

è pari a 4000 W/m^2 . L'angolo di vista per i piranometri è pari ad un'apertura di 180° .

2.4. Le misure sulle celle – schema e procedure

La più comune fra le procedure di caratterizzazione di una cella fotovoltaica è la misura dell'efficienza. Procedure di test standardizzate permettono il confronto fra dispositivi realizzati da laboratori e aziende diverse e la comparazione fra le varie tecnologie disponibili.

Le condizioni standard di test (STC) sono le seguenti:

- Spettro di AirMass pari a 1.5 per celle ad uso terrestre ed AM0 per celle destinate all'uso spaziale
- Intensità della radiazione pari a 100mW/cm^2 ($= 1\text{kW/m}^2$)
- Temperatura della cella di 25°C
- Misure con sonde a 4 conduttori

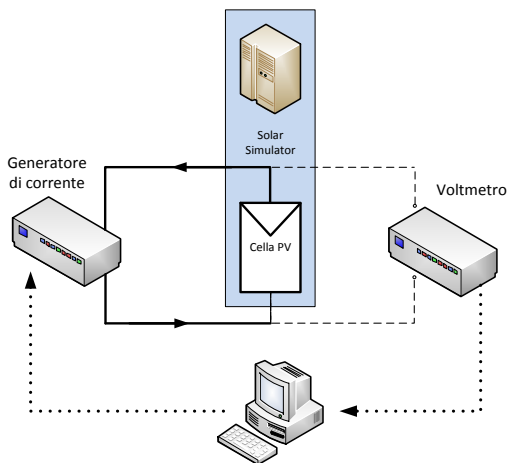


Figura 56: misure sulle celle - diagramma a blocchi della strumentazione

Per quello che riguarda le misure effettuate presso il Laboratorio di Fisica dello Stato Solido presso la facoltà di ingegneria dell'Università degli studi di Firenze, si è cercato quanto più possibile di rispettare queste prescrizioni.

Allontanarsi dalle condizioni di AM provoca errori principalmente errori nella valutazioni della I_{sc} mentre un mancato controllo della temperatura genera soprattutto errori di valutazione della V_{oc} . L'utilizzo di sonde a quattro fili permette di evitare il problema della caduta di tensione ai capi dei conduttori di misura della tensione.

2.4.1. La strumentazione di laboratorio

Per poter caratterizzare le celle in laboratorio la difficoltà maggiore consiste nel disporre di una fonte di radiazione con uno spettro di emissione conforme a quello del Sole per delle condizioni di AirMass ben definite. I tipi di lampade e sorgenti luminose esistenti sono le più varie: dalle lampade ad incandescenza, il cui spettro di emissione è pressoché continuo, passando per i LED, fino ad arrivare alle lampade a scarica le quali hanno uno spettro di emissione legato ai gas di cui sono composte.

Naturalmente tipi diversi di lampade provocano risposte diverse da parte di una cella fotovoltaica. Le risposte sono legate, oltre che alla sorgente, anche dalle risposte spettrali caratteristiche di ciascuna cella e le risposte spettrali a loro volta sono legate alla "ricetta" con cui le celle sono state realizzate: materiali impiegati, dai vari tipi e dalla concentrazione di drogante utilizzato, dallo spessore dei vari *layer* fino al numero di giunzioni all'interno di una cella e dalle caratteristiche dei *diodi tunnel* che separano le varie giunzioni.

Per tutti questi motivi la conformità dello spettro di emissione di una lampada con lo spettro solare, secondo le norme sulla caratterizzazione delle celle solari, è di primaria importanza per la descrizione del comportamento di una cella fotovoltaica.

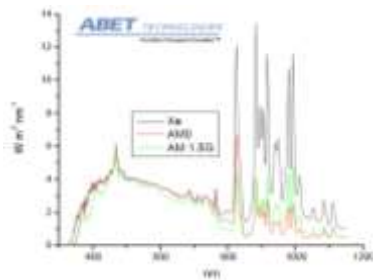


Figura 57: foto del Sun2000 (sx) e spettri di emissione "disponibili" (dx)

Lo strumento utilizzato per le l'illuminazione delle celle in fase di test è un simulatore solare Sun2000 della Abet-Technologies. Al suo interno è presente una lampada allo Xeno che permette di avere sul piano di lavoro una radiazione con le caratteristiche necessarie per i test (Figura 57). Per le prove sono anche disponibili alcuni accessori per la realizzazione di prove in condizioni diverse da quelle standard. Dato che la lampada di per sé è in grado di fornire un'intensità di radiazione complessivamente pari a quasi 3 kW/m^2 , come si vede in Figura 58 è possibile far variare l'intensità della radiazione incidente sul piano di lavoro utilizzando dei filtri attenuatori in grado di abbattere la densità di potenza fino al 23% del massimo, ovvero fino a circa 300 W/m^2 . Grazie a dei filtri è inoltre possibile far variare lo spettro della luce incidente sul piano di riferimento. Gli spettri disponibili sono AM0, AM1D, AM1.5D, AM1.5G e AM2D, dove D e G stanno ad indicare lo spettro di radiazione *diretta* e *globale* per i rispettivi valori di AM.



Figura 58: accessori del Sun2000 per la modifica delle condizioni di test

Grazie all'utilizzo di uno *shutter* è stato possibile effettuare le misurazioni sulle celle senza dover, per ogni ripetizione di una misura o per ogni cambio di campione, spegnere la lampada che in questo modo avrebbe visto drammaticamente ridotto il proprio tempo di operatività. L'uso dello *shutter* ha anche permesso di limitare l'aumento di temperatura delle celle esponendole alla radiazione per il solo tempo necessario alla misura.

Per effettuare la misura inoltre, come visto in Figura 56, sono stati necessari altri due strumenti, che sono un generatore programmabile di corrente (Current Source 220 della Keithley –

CS220 da qui in poi) ed un voltmetro digitale (Digital Nanovoltmeter 181 della Keithley – DN181 da qui in poi). Entrambi questi dispositivi sono collegati ad un computer che li controlla e ne monitora le letture. In particolare, attraverso un'interfaccia IEEE-488 (ovvero GPIB) il software sul computer è in grado di controllare la corrente generata dal CS220 e che passa attraverso le celle da testare. Mentre fa questo, un'altra funzione del programma si occupa di leggere e salvare l'uscita del DN181.

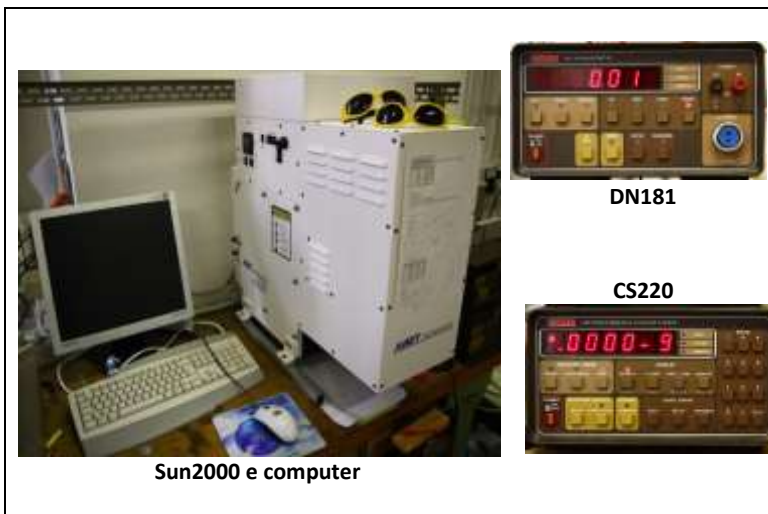


Figura 59: la strumentazione utilizzata per le misure sulle celle

Le caratteristiche di accuratezza degli strumenti sono riportate nella Tabella 6 e Tabella 7:

Tabella 6: caratteristiche di accuratezza del DN181

Range	20V
5-½ digit res.	100 μ V
Accuratezza	$\pm(0.004\%$ della lettura + 200 μ V)
R_{in}	10M Ω
V_{max}	1000V
NMRR	60dB
Warm-up	1hr

Tabella 7: caratteristiche di accuratezza del CS220

Range	100 μ A
Max Output	$\pm 199.95 \mu$ A
Step-size	50nA
Accuratezza	$\pm(0.05\% + 100 \text{ nA})$
Noise	100 ppm
Warm-up	1 hr

In tutte le misure effettuate in questo lavoro di tesi è stato utilizzato in parallelo un piranometro per misurare la densità di potenza della radiazione incidente. Il dato ottenuto è necessario per il calcolo dell'efficienza delle celle e viene inserito come dato di ingresso nel programma di controllo e misura delle caratteristiche delle celle.

Il piranometro usato è il CMP3 prodotto dalla ditta Kipp&Zonen. È un piranometro di seconda classe costituito da una termopila in rame-costantina che presenta una sensibilità di $15,66 \mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ ed una risposta spettrale che va da 310 a 2800 nm.

Tabella 8: specifiche ISO del CMP3

Tempo di risposta 95%	18 s
Non-stabilità (variaz%/anno)	$< \pm 1 \%$
Non linearità (da 0 a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$)	$< \pm 2.5 \%$
Directional error (a 80° con fascio a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$)	$< \pm 20 \%$
Sensibilità	$15,66 \mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Irradianza massima	$2000 \text{ W}/\text{m}^2$
Range di T operativo	da -40° a $+80^\circ$



Figura 60: il piranometro utilizzato per la misura della densità di potenza fornita dal SolarSimulator (CMP3 – Kipp&Zonen)

2.4.2. Il software di gestione



Figura 61: interfaccia del programma di acquisizione dati per la caratterizzazione delle celle

Il software per la misura e l'acquisizione delle caratteristiche delle celle PV è stato sviluppato in ambiente Matlab. Gestisce un interfacciamento GPIB con il DN181 ed il CS220.

La misura della tensione ai capi della cella test è fatta dal DN181 per ogni passo di incremento della corrente imposto dal CS220. Al variare della corrente erogata da CS220 varia l'intercetta sulla caratteristica I-V della cella e quindi varia la tensione ai suoi capi.

Il programma inizia la misura a partire dalla V_{oc} , ovvero non facendo circolare corrente, e prosegue incrementando la corrente di un passo fisso finché il valore della tensione non cambia di segno. Questo passaggio di segno ha come significato che siamo passati ad un altro quadrante della curva caratteristica della cella e questa non sta più erogando potenza ma complessivamente comincia ad assorbirla. A questo punto il software ferma le iterazioni e procede a calcolare le figure di merito della cella: efficienza, fill-factor, densità di corrente per unità di superficie e massima potenza erogata. Durante l'esecuzione del programma vengono anche tracciati i diagrammi della I-V e P-V della cella.

Affinché il programma possa funzionare correttamente è necessario che gli vengano passati, attraverso dei campi sull'interfaccia, tutti i parametri indispensabili per eseguire le iterazioni e completare i

calcoli. In particolare è necessario inserire il passo di campionamento, che verrà usato dal CS220 come fattore di incremento per le iterazioni, la superficie attiva della cella in centimetri quadrati, la densità di potenza della sorgente (ricavata attraverso il CMP-3) ed il nome del file di salvataggio.

2.5. Il sistema di acquisizione e controllo

2.5.1. Hardware utilizzato

Il sistema di controllo del CESARE è stato realizzato impiegando un controller Real-Time cRIO-9074 della National Instruments che proietta un'interfaccia su un computer utilizzato per la programmazione ed il monitoraggio delle procedure. Il collegamento con il PC è ottenuto con un collegamento Ethernet tramite una rete dedicata.

Il software per il momento viene caricato ad ogni avvio del sistema dato che per ora non sono state implementate procedure di avvio e spegnimento automatico affidabili.

I moduli di acquisizione e controllo sia analogici che digitali collegati al cRIO-9074 sono i seguenti:

- **NI-9263: output analogico $\pm 10V$ a 4 canali.**

È utilizzato per il passaggio al controllo manuale della movimentazione del CESARE attraverso un'interfaccia posta in prossimità del collettore. Attraverso questa interfaccia è possibile escludere forzatamente il controllo automatico della movimentazione dell'impianto regolato via software e passare al controllo manuale.

- **NI-9201: input analogico $\pm 10V$ a otto canali.**

Questo modulo è deputato a leggere le tensioni provenienti dai canali del sensore di puntamento e da quelli del circuito di misura delle grandezze elettriche del campo solare. In particolare sono state realizzate due misure di tensione per determinare la corrente erogata dal campo solare, misurando la caduta ai capi di una resistenza di shunt, e la tensione ai capi del campo solare.

- **NI-9403: input/output digitale 5V TTL**

È il modulo che comanda il driver per i motori brushless del CESARE. I canali collegati a questo modulo sono sei, tre per ogni motore. Due provvedono alla movimentazione ed uno a rendere i dati

provenienti dall'encoder che serviranno al programma per fare i calcoli sull'orientamento orario dell'impianto attraverso le effemeridi. Dato che l'encoder non ha una codifica assoluta è necessario arrivare prima ad un corretto allineamento tramite il sensore di tracking e poi, una volta resettate le coordinate, procedere con il riferimento orario.

- **NI-9217: input analogico per la lettura di RTD 100Ω.**

All'interno dell'impianto sono state inserite 4 termoresistenze per il monitoraggio della temperatura del fluido. Queste termoresistenze sono state inserite all'inizio, alla fine ed in altri due punti intermedi del circuito di misura per misurare lo scambio termico da parte del sistema.

- **NI-9211: input analogico $\pm 80\text{mV}$ differenziali per TC.**

Per poter tenere sotto controllo la temperatura delle celle è stato necessario praticare degli alloggiamenti nell'alluminio dei Moduli Base per poter inserire delle termocoppie che fornissero informazioni più dettagliate sulla temperatura delle celle.

2.5.2. Il programma e l'interfaccia

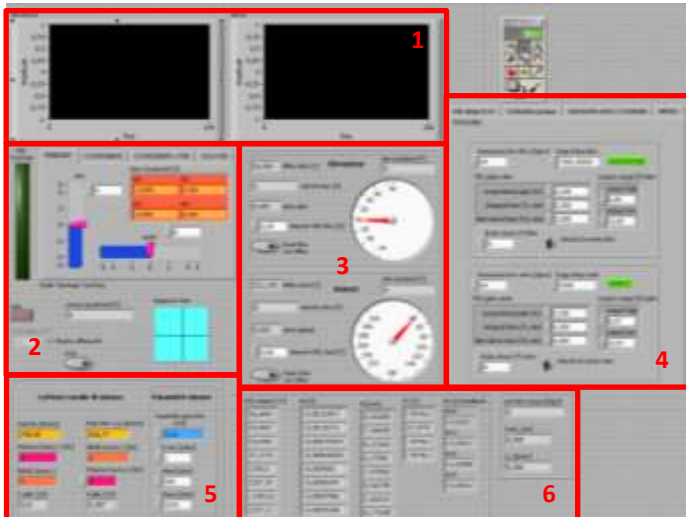


Figura 62: interfaccia di controllo del software del CESARE (sx) e pannelli alternativi per il settaggio dei parametri del sottomenu (dx)

In Figura 62 è riportata l'interfaccia di controllo del CESARE con evidenziate le varie aree dei controlli.

1. Le finestre in alto in fase di funzionamento mostrano i diagrammi temporali delle funzioni di inseguimento: una per l'elevazione ed una per l'azimut. Nel normale ciclo di funzionamento in ciascuna di queste finestre sono indicate due curve. La distanza fra le curve dà la misura del disallineamento per quella coordinata. In funzione di ciò il software comanda i movimenti necessari per recuperare l'allineamento, ovvero per annullare la distanza fra le curve.

2. In questo riquadro sono riportati tutti i comandi relativi alle modalità di inseguimento oltre che il comando software di stop. Le modalità di inseguimento selezionabili sono 4 ovvero manuale (gestito via software), tramite coordinate, tramite PID e combinato coordinate/PID.

Il sistema di inseguimento manuale permette, con l'ausilio del display azzurro di ricercare la posizione del sole impostando la velocità di movimento dei motori sui due assi. Tuttavia questo sistema è poco pratico e si preferisce l'uso della modalità manuale comandata attraverso l'interfaccia posta in prossimità del collettore.

Il sistema di inseguimento tramite coordinate sfrutta l'algoritmo orario di calcolo della posizione del Sole VSOP82. Quello implementato è un sistema sufficientemente preciso nel caso in cui sia stato fatto il reset delle coordinate in fase preliminare. Infatti gli encoder dei motori non hanno dei riferimenti assoluti ma sono in grado di fornire solo una codifica relativa. Soprattutto è un sistema indispensabile in condizioni di Sole coperto, cioè quando il sensore di puntamento non è in grado di guidare un corretto orientamento del sistema. Al momento, quando l'impianto viene messo a riposo ed il software spento le informazioni riguardo alla posizione delle parabole vanno perse ed all'avvio successivo è necessario ripetere la procedura di allineamento e reset delle coordinate assolute. Tuttavia le prove effettuate, portando manualmente il collettore in posizione di riposo e riattivando poi l'inseguimento tramite coordinate, hanno dimostrato l'efficienza di questo metodo di inseguimento.

Il sistema di inseguimento PID (posizione-integrale-derivata) permette di realizzare il tracking solare attraverso un movimento

continuo. Questo algoritmo infatti utilizza, oltre ai dati attuali di posizione del sole (posizione), anche le informazioni riguardo agli stati precedenti ed alle variazioni di velocità che si sono verificate negli ultimi cicli di funzionamento. In questo modo il programma è in grado di realizzare una previsione sulla posizione “futura” del Sole ed anticiparlo. Tarando bene i parametri ed i coefficienti per il PID è possibile tenere i motori in movimento continuo.

La modalità “coordinate più PID” combina i due metodi prima descritti. Fintanto che non è possibile osservare il sole, perché fuori dal campo di vista del sensore o perché coperto dalle nuvole, agisce il sistema a coordinate. Non appena il sistema è sufficientemente allineato entra in azione l’algoritmo PID. Questa metodologia è quella più completa al momento anche se ancora è necessario affrontare la questione delle coordinate al momento dell’accensione.

3. Le finestre presenti in questo riquadro permettono di monitorare il movimento angolare relativo dei motori attraverso i display a “lancetta”.

I due pulsanti presenti in questo riquadro, uno per l’elevazione e l’altro per l’azimut, permettono di resettare le coordinate nel momento in cui si è raggiunto l’allineamento del sistema. Una volta che le coordinate sono state resettate l’algoritmo di calcolo della posizione del Sole è in grado di utilizzare le informazioni del puntamento come riferimento assoluto. Finché il programma rimane attivo sarà possibile passare alla modalità di inseguimento tramite coordinate.

In questo riquadro sono anche presenti due controllori che permettono di aggiungere un offset compreso tra 0.1° e 0.9° all’orientamento del sistema nel caso in cui fosse presente un evidente disallineamento del sensore rispetto al collettore, dovuto per esempio a un errore di montaggio.

4. In questo riquadro è presente una serie di sezioni principalmente fatte per specificare delle opzioni oppure cambiare dei parametri del programma.

Nella sezione Tracking per esempio è possibile modificare i coefficienti correttivi inseriti nell’algoritmo di calcolo delle effemeridi, definire la risoluzione dell’encoder ed il rapporto di riduzione applicato al motore, per ciascuna delle coordinate.

Un’altra sezione permette di impostare manualmente le coordinate

geografiche dell'impianto, la data.

L'opzione "PID dissip Exch" serve a fissare i parametri di acquisizione della velocità della turbina per l'inseguimento della temperatura all'interno dell'impianto.

Meteo invece serve semplicemente per mostrare i dati provenienti, attraverso le *shared variables* di LabVIEW, da un altro blocco di acquisizione dedicato ai sensori meteo descritti prima. Nella sezione Meteo sono riportati i dati istantanei di radiazione diretta sul piano orizzontale, irraggiamento, radiazione diffusa e radiazione globale.

5. In questo riquadro è possibile distinguere due aree: quella a destra, dove vengono inseriti i dati per i calcoli, e quella a sinistra, dove vengono riportati i dati istantanei relativi a radiazione diretta sul piano orizzontale, irraggiamento, potenza prodotta dalle varie stringhe tensione ai capi delle stringhe, corrente erogata dai moduli e rendimento delle varie stringhe. I parametri nel riquadro di destra vengono settati per permettere al programma eseguire dei calcoli corretti dato che, per esempio, la tensione e la corrente ai capi delle stringhe ottenuta tramite due misure indirette di tensione ai capi di due resistenze opportunamente dimensionate. Allo stesso modo, se al momento della misura si sta utilizzando solo parte dell'impianto, è necessario modificare la superficie captante nell'input del programma.

6. Quest'ultimo riquadro infine mostra il *cluster* di tutte le letture eseguite dai vari trasduttori utilizzati nell'impianto.

3. La caratterizzazione sperimentale del collettore

Sono stati definiti i parametri di studio delle performance elettriche dell'impianto a partire dalle misure in effettuate con lo NI-9201 e che hanno portato a sintetizzare l'efficienza complessiva del sistema e a poter poi isolare alcuni dei fattori che hanno influenzato i risultati finali. L'obiettivo dello studio, come sempre, è quello di individuare puntualmente quali sono i parametri su cui agire e il modo più efficace per farlo.

3.1. Definizione del metodo di test

Per la misura delle grandezze elettriche in uscita dalle stringhe, tensione e corrente prodotte, è stato necessario approntare un circuito ad hoc collegato all'acquisitore NI-9201. Il circuito ha uno schema fisso dettato dalle esigenze dell'acquisitore (tensione limitata entro i 10V). Tuttavia, a seconda che siano state misurate le celle multigiunzione o quelle in Silicio presenta valori di resistenza diversi.

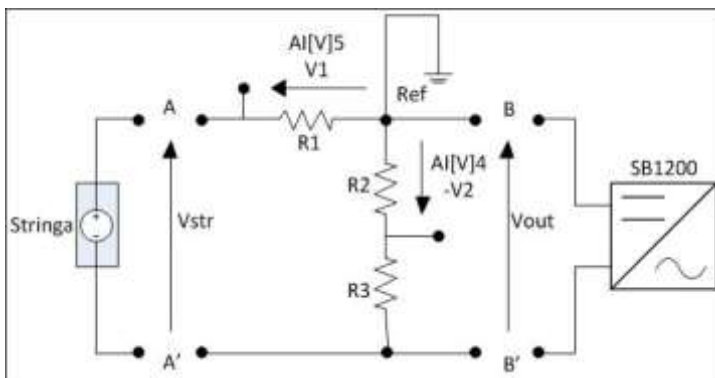


Figura 63: schema del circuito di misura.

Questi valori devono essere impostati sull'interfaccia di controllo del software per permettere al programma di eseguire i calcoli correttamente. In Figura 63 è riportato lo schema del circuito di misura. Come si può notare lo schema è costituito da una semplice rete due porte costituita da tre resistenze opportunamente dimensionate. I criteri di scelta delle resistenze sono stati i seguenti:

1. V_1 sia piccola rispetto a V_{in}
2. la corrente attraverso R_2+R_3 piccola rispetto a quella su R_L
3. V_2 minore o uguale alla tensione massima misurabile (10 V)
4. la potenza dissipata su R_1 sia inferiore a PM_1 (50 W)
5. la potenza dissipata su R_2 sia inferiore a PM_2 (10 W)
6. la potenza dissipata su R_3 sia inferiore a PM_3 (10W)

dove PM_1 , PM_2 e PM_3 sono le potenze dissipabili dalle resistenze di misura. Per questi motivi, nel caso di misure su celle multigiunzione la rete è stata composta da:

- $R_1 = 0.5\Omega$ da 50 W
- $R_2 = 390\Omega$ da 10 W
- $R_3 = 15k\Omega$ da 10 W

mentre nel caso di misure su celle in Silicio la rete è stata composta da:

- $R_1 = 1\Omega$ da 50 W
- $R_2 = 680\Omega$ da 10 W
- $R_3 = 8.2k\Omega$ da 10 W

$AI[V]4$ e $AI[V]5$ sono le denominazioni utilizzate per le letture effettuate dall'acquisitore e passate come variabili all'interno del programma di calcolo. Sono rispettivamente le misure ai capi di R_1 e di R_2 e nella trattazione saranno indicate rispettivamente con $(-V_2)$ e V_1 . Si noti che $AI[V]4$ è misurata "controverso" rispetto alla consuetudine e questo è dovuto alla contattatura del 9201 che prevede l'impiego di un COM unico per tutti e otto i canali di acquisizione. Per questo motivo è stato preso come COM il nodo denominato Ref in Figura 63. Di seguito riportiamo le formule utilizzate nel programma di controllo per calcolare tutte le grandezze necessarie per valutare il funzionamento elettrico dell'impianto.

3.1.1. Calcolo della potenza di stringa

La potenza di stringa è la potenza in uscita dalla stringa alla sezione AA'. Per la determinazione della potenza di stringa è necessario conoscere la tensione ai capi della stringa e la corrente in uscita da

essa. La tensione ai capi della stringa si può determinare con la seguente formula:

$$V_{str} = V_{out} + V_1$$

dove: V_1 è la tensione ai capi di R_1 e V_{out} è la tensione in uscita dal sistema di misura e in ingresso all'inverter calcolabile mediante l'espressione:

$$V_{out} = \left(\frac{R_2 + R_3}{R_2} \right) \cdot V_2$$

L'intensità di corrente che circola sui moduli è determinata con la seguente formula:

$$I_{str} = \frac{V_1}{R_1}$$

Combinando le espressioni di V_{out} , V_{str} e I_{str} si ottiene l'espressione di P_{str} dipendente solo dalle misure acquisite e dai valori noti delle resistenze:

$$P_{str} = V_{str} \cdot I_{str} = \left[V_1 + \left(\frac{R_2 + R_3}{R_2} \right) \cdot V_2 \right] \cdot \left(\frac{V_1}{R_1} \right)$$

3.1.2. Potenza in uscita

Per calcolare la potenza in ingresso all'inverter è necessario conoscere la tensione V_{out} e l'intensità di corrente I_{out} . L'intensità di corrente I_{out} è calcolata risolvendo l'equazione ai nodi in Ref:

$$I_{out} = I_{str} - \frac{V_2}{R_2}$$

È possibile così determinare la potenza in ingresso all'inverter P_{out} mediante la formula:

$$P_{out} = V_{out} \cdot I_{out} = \left[\left(\frac{R_2 + R_3}{R_2} \right) \cdot V_2 \right] \cdot \left(\frac{V_1}{R_1} - \frac{V_2}{R_2} \right)$$

3.1.3. Rendimento di stringa

Il rendimento di stringa si calcola mediante la seguente formula:

$$\eta_{str} = \frac{P_{str}}{I_{sun} \cdot A}$$

dove: I_{sun} è la densità di potenza per unità di superficie incidente sui collettori mentre A è la superficie di collezione. Vedremo in seguito che è necessario fare alcune considerazioni relative all'area captante.

3.1.4. Resistenza dell'inverter

E' utile calcolare il valore della resistenza dell'inverter che teoricamente rappresenta la resistenza relativa al punto di massima potenza al quale l'inverter fa lavorare i moduli. Tale resistenza è determinata con la seguente formula:

$$RL = \frac{V_{out}}{I_{out}}$$

3.1.5. Incidenza del circuito di misura

E' possibile determinare anche quanto effettivamente incida il circuito di misura sulla potenza "consegnata" all'inverter.

$$\eta_{mis} = \frac{P_{out}}{P_{str}}$$

3.1.6. Rendimento elettrico delle celle

Da misure di laboratorio eseguite sulle celle PV è stato possibile conoscere il rendimento elettrico di ciascuna cella applicata sui moduli; deve essere precisato che le misure effettuate, offrono solo un'indicazione di massima del comportamento delle celle in quanto le prove di laboratorio sono state eseguite potendo contare su densità di potenza luminosa intorno a $1000 \text{ W/m}^2 (= 1 \text{ sun})$, secondo la procedura descritta nel capitolo 2.

3.1.7. Rendimento elettrico dei moduli

Una volta calcolati i valori del rendimento di ciascuna cella applicata sui moduli base, è possibile calcolare il rendimento elettrico dei moduli per valori di irraggiamento pari a 1 sun. Tale rendimento può essere calcolato come media del rendimento elettrico delle celle PV contenute su di esso; viene sotto riportata la formula per il calcolo del rendimento elettrico dei singoli moduli:

$$\eta_{el \text{ modulo}} = \frac{\sum_1^{26} \eta_{cella}}{26}$$

3.1.8. Rendimento elettrico di stringa

Nota il rendimento elettrico di ciascun modulo, è possibile calcolare il rendimento elettrico della stringa come media dei rendimenti elettrici dei moduli presenti nella stringa stessa:

$$\eta_{el\ str} = \frac{\sum_1^n \eta_{el\ modulo}}{n}$$

Dove: n è il numero di moduli presenti nella stringa.

3.1.9. Rendimento di allineamento

E' possibile definire un rendimento di allineamento del sistema, come il prodotto del rendimento di collezione (rapporto tra la radiazione riflessa dalla parabola e quella convertita dalle celle fotovoltaiche) e il rendimento ottico:

$$\eta_{allineamento} = \eta_c \cdot \eta_o$$

η_c rappresenta in pratica la quantità di radiazione riflessa dagli specchi che effettivamente viene intercettata dalle celle, dato che, come abbiamo visto nel capitolo 1, la traccia luminosa riflessa sulla superficie delle celle è più larga delle celle e non è quindi corretto considerare che vada tutta a colpire la superficie fotovoltaica. η_c inoltre è diverso fra le celle multigiunzione e quelle in Silicio. Il rapporto fra i rispettivi η_c è 0.8, cioè pari al rapporto tra le larghezze delle celle.

3.2. Realizzazione delle prove

3.2.1. Fase di allineamento

Prima di iniziare la fase di test si è reso necessario allineare correttamente gli specchi ed i tubi assorbitori che sostengono le celle in modo che venissero replicate correttamente le geometrie indicate nel progetto. Si è quindi dovuto procedere a una fase preliminare di allineamento seguita da una verifica del funzionamento. Per prima cosa quindi sono stati presi i disegni originali realizzati in SolidWorks ed è stato necessario individuare delle distanze di riferimento che fossero facilmente verificabili anche sulla struttura reale e che fossero al contempo efficaci per ottenere la geometria sulla quale era stato eseguito lo studio. Le distanze considerate sono state le seguenti:

- distanza dei moduli base contenenti le celle, dal vertice della parabola;
- distanza del fuoco della parabola dal punto di ancoraggio dei supporti dei concentratori;
- distanza della parte finale della parabola dal telaio.

In Figura 64 è possibile vedere il riferimento alle quote prese in esame per la verifica.

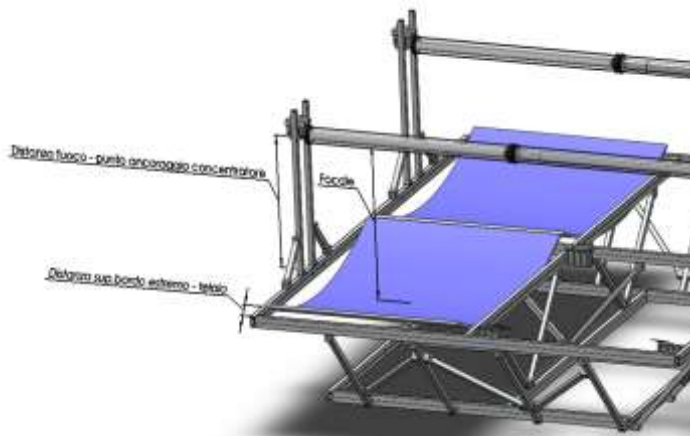


Figura 64: Distanze misurate

Il nostro interesse inizialmente è stato rivolto verso la parte inferiore del sistema, della quale avremmo dovuto analizzare il comportamento, in particolare ci siamo occupati dei quattro specchi parabolici per regolarne la posizione rispetto alla struttura prima della messa in funzione. Sotto sono riportate per ogni singola parabola, le misure rilevate della geometria reale di partenza. L'ordine secondo il quale sono state raccolte queste misure è da sinistra verso destra. Consideriamo anche che per ogni singola parabola sono state effettuate misure sulle rispettive parti sinistra e destra. Queste attenzioni poste alle misurazioni, che a prima lettura appaiono molto semplici, nascondono criticità che però è necessario affrontare affinché il sistema funzioni al massimo delle sue potenzialità.



Figura 65: Rilevazione misure su campo

PARABOLA 1	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	827mm	834mm
Distanza del fuoco della parabola dal punto di ancoraggio dei supporti dei concentratori	749mm	747mm
Distanza parte finale parabola da telaio - alto	126mm	124mm

PARABOLA 2	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	824mm	829mm
Distanza del fuoco della parabola dal punto di ancoraggio dei supporti dei concentratori	747mm	741mm
Distanza parte finale parabola da telaio - alto	128mm	107mm
Distanza parte finale parabola da telaio - basso	101mm	90mm

PARABOLA 3	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	807mm	811mm
Distanza del fuoco della parabola dal punto di ancoraggio dei supporti dei concentratori	727mm	727mm
Distanza parte finale parabola da telaio - alto	114mm	112mm
Distanza parte finale parabola da telaio - basso	113mm	89mm

PARABOLA 4	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	810mm	802mm
Distanza del fuoco della parabola dal punto di ancoraggio dei supporti dei concentratori	727mm	722mm
Distanza parte finale parabola da telaio - alto	109mm	108mm
Distanza parte finale parabola da telaio - basso	93mm	98mm

Le misure ottenute sono state confrontate con quelle del progetto. L'analisi del confronto dei dati ha portato ad alcune conclusioni. E' stata analizzata per prima cosa la distanza focale di ogni singola parabola. Conclusione dell'analisi è stata quella di effettuare sul campo una regolazione che consentisse di unificare tutte le distanze focali delle quattro parabole ad una misura fissata. Questa misura risulta di 795 mm, sottolineiamo il fatto che questa non rispetta la misura ideale (distanza focale = 800 mm), perché dalle simulazioni era risultato più conveniente utilizzare questa distanza come punto di partenza.

Le regolazioni sono state effettuate agendo sul sistema di regolazione applicato alle estremità dei due tubi assorbitori. A seguito delle regolazioni della distanza focale sono state effettuate delle misurazioni sulle diagonali destre e sinistre di ogni singola parabola rispetto al tubo. Il sistema privo di celle è stato poi messo in tracking, è stato così possibile vedere quale fosse l'ampiezza della traccia di luce riflessa dalle parabole sul tubo assorbitore (Figura 66).

Sulla base dell'analisi dei dati raccolti riferiti alle misure delle diagonali, affinché si ottenesse un miglioramento della traccia luminosa sul tubo, abbiamo effettuato delle regolazioni sui supporti delle parabole.



Figura 66: Traccia luce sull'assorbitore

Dopo aver effettuato tutte le regolazioni, sono state rilevate le dimensioni del sistema in tale configurazione, definita *configurazione zero*. Obiettivo di questo percorso è stato quello di avere una base standard sulla quale poter effettuare ulteriori regolazioni per un'ottimizzazione della posizione dell'ottica. Vengono sotto riportati i dati riferiti alla configurazione zero.

PARABOLA 1	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	795 mm	795 mm
Misura delle diagonali - alto	996mm	995mm
Misura delle diagonali - basso	988mm	993mm

PARABOLA 2	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	795 mm	795 mm
Misura delle diagonali - alto	987mm	988mm
Misura delle diagonali - basso	984mm	993mm

PARABOLA 3	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	795 mm	795 mm
Misura delle diagonali - alto	989mm	997mm
Misura delle diagonali - basso	999mm	992mm

PARABOLA 4	Parte sinistra	Parte destra
Distanza focale	795 mm	795 mm
Misura delle diagonali - alto	997mm	996mm
Misura delle diagonali - basso	996mm	992mm

Dopo aver regolato il sistema secondo i parametri sopra esposti, il sistema è stato portato in tracking con i moduli base installati sul tubo assorbitore. Alcune celle dei moduli posti alle estremità degli assorbitori, non risultavano illuminate, quindi è stato necessario traslare il tubo assorbitore sinistro di 10 mm verso destra, cioè verso il centro della macchina.

A fine operazione si è constatato che la posizione e l'illuminazione delle celle era sensibilmente migliorata.

3.2.2. Regolazioni

Le operazioni descritte finora hanno costituito nient'altro che l'allineamento preliminare secondo le indicazioni provenienti dalle risultanze dei progetti. Tuttavia questa configurazione deve essere verificata come "migliore". È seguita alla fase di allineamento, corredato da prove, anche una campagna volta a verificare quale sia la distanza ottimale del tubo assorbitore dal vertice del profilo parabolico in condizioni reali e come questa vari con l'inserimento di un'ottica secondaria.

Sono state effettuate delle prove facendo variare la "distanza focale" (il virgolettato è dovuto al fatto che la distanza focale vera e propria non varia in quanto ente geometrico, quello che varia è la distanza alla quale viene posto l'assorbitore) tra cinque posizioni diverse con passi di 2.5mm. I dati ottenuti hanno consentito di quantificare il rendimento del sistema per un range di distanze comprese tra 795 mm e 805 mm. Su questi sono stati effettuati dei calcoli, in seguito analizzati.

Le operazioni sulla regolazione della distanza del tubo assorbitore, effettuate direttamente su campo, insieme ai dati ricavati dalle prove sperimentali, hanno consentito di individuare la distanza focale ottimale.



Figura 67: tubo assorbitore con ottiche secondarie montate



Figura 68: Foto messa in opera ottiche secondarie

4. Risultati

Le prove sul campo sono state effettuate avendo completato solo una parte dei concentratori. In particolare, per le misure è stata utilizzata tutta la parte inferiore, costituita da quattro specchi parabolici: due nella parte destra e due nella parte sinistra.

Inoltre per poter procedere nei calcoli sui dati rilevati è necessario impostare la superficie captante totale del sistema. Prendendo a riferimento 4 riflettori, ciascuno di lunghezza 1200mm e di corda 1543mm, si trova che la *superficie captante del riflettore* (A_{rifi}) è pari a 1.8516m^2 .

Tuttavia questo non è ancora sufficiente. È necessario infatti, per ottenere delle informazioni accurate sul comportamento del sistema, sottrarre a questa superficie l'area oscurata dal tubo assorbitore su cui sono montati i Moduli Base con le celle. Questa quantità è pari a $1200\text{mm} \times 35\text{mm}$, ovvero 0.042m^2 per ciascuno specchio. Di conseguenza si trova una nuova misura, la *superficie captante netta* (A_{net}), pari a 1.8096m^2 . Questa in prima battuta è una buona approssimazione della superficie totale captante per ciascuno specchio.

Allo stato attuale tuttavia, dato che le celle sui moduli base sono state montate con l'idea di essere quanto più vicine alla realtà costruttiva, ma comunque con alcune limitazioni della densità massima disponibile, soprattutto in prossimità degli estremi, potrebbe essere interessante prendere a riferimento solo la porzione di parabola che illumina una sola cella, dopodiché moltiplicare il risultato per il numero di celle per ciascun riflettore. Questo sicuramente può offrire una valutazione ancora più precisa della superficie captante che effettivamente lavora. Operando questo calcolo si trova che per ciascuna cella la superficie captante, di lunghezza pari a 10.2mm, al netto dell'ombreggiamento del tubo, è pari a 0.0151m^2 , che per 4 Moduli Base da 26 celle ciascuno corrisponde ad una *superficie captante efficace* (A_{eff}) di 1.5683m^2 . Questo valore è quello più importante da tenere di riferimento per i calcoli sull'efficienza del sistema.

Nel corso degli studi sui profili parabolici impiegati per il progetto CESARE è emerso che la superficie delle parabole, per quanto assai efficace in termini di materiali riflettenti, presenta un profilo di curvatura non perfetto, soprattutto ai bordi. Da uno studio

effettuato presso il Laboratorio di Sensori e Misure della facoltà di Ingegneria di Firenze, sfruttando uno strumento per la caratterizzazione dei profili parabolici da installare sull'impianto, è emerso che una parte rilevante del profilo parabolico non sembra lavorare correttamente. In particolare i bordi più esterni dei riflettori sembrano perdere la congruenza al profilo parabolico. La porzione di corda per cui questo avviene è di circa 80mm per lato. Il che significa che se la misura è corretta, 160mm di corda vanno eliminati dalla valutazione dell'area captante. Da queste considerazioni si deduce che la *nuova superficie captante netta* (A'_{net}) diventa pari a $1.6176m^2$, mentre la nuova *area captante efficace* risulta essere $1.4300m^2$.

L'insieme delle prove effettuate sulle celle fotovoltaiche hanno permesso di comprendere meglio il comportamento del CESARE nel suo insieme. La fase di misura in laboratorio delle celle nude, effettuata sia da CESI, sotto forma di caratterizzazione dei lotti inviatici, sia da ENEA come ente certificatore in questo settore ci ha permesso di avere un punto di partenza affidabile.

Questo soprattutto perché le misure successive di laboratorio, effettuate sulle celle montate sui Moduli Base hanno fatto registrare un decremento significativo delle prestazioni delle celle stesse. Questo risultato di conseguenza ha condizionato tutto il lavoro a valle.

Al momento sono in corso approfondimenti per stabilire se il problema sia legato ad un effettivo peggioramento delle performance delle celle "stressate" dalle procedure di assemblaggio sui Moduli Base oppure il problema sia da ricondursi ad altra causa.

4.1. Misure di laboratorio sulle celle

Per una corretta caratterizzazione del CESARE è stato necessario procedere alla caratterizzazione delle celle in nostro possesso. Le prove sono state effettuate da ENEA. In particolare sono state fatte prove sia in concentrazione che al variare della temperatura.

Nelle prossime sezioni verranno presentate le misure effettuate da ENEA per i due tipi di celle. Successivamente si procederà ad un confronto fra le caratteristiche delle due tipologie di celle.

4.1.1. I parametri delle celle CESI

Di seguito sono riportati i diagrammi delle caratteristiche delle celle a doppia giunzione forniteci da CESI.

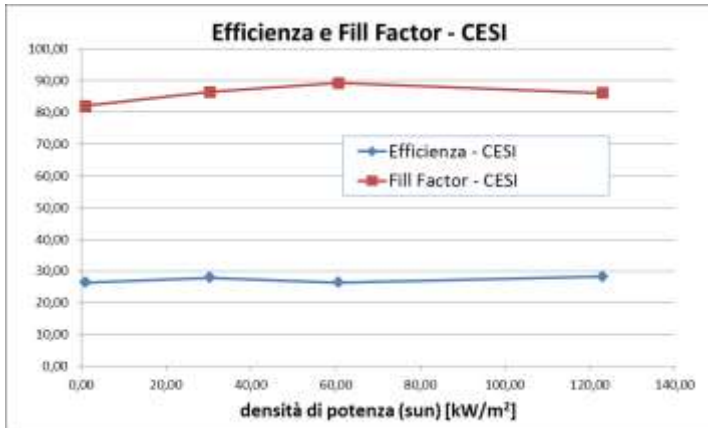


Figura 69: Efficienza e Fill-Factor per le celle CESI - Misure ENEA

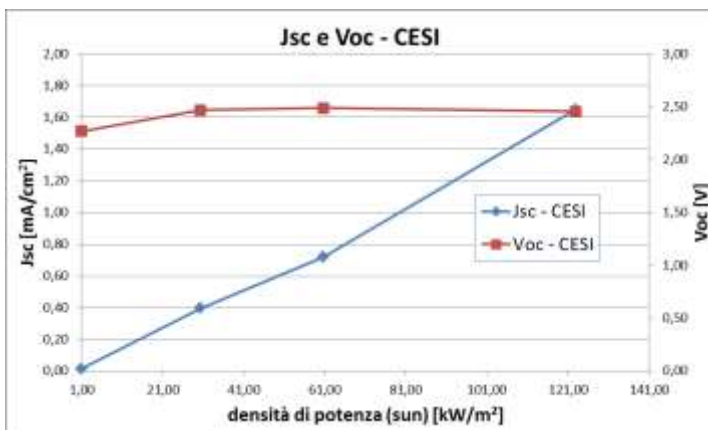


Figura 70: Voc e Jsc celle CESI - Misure ENEA

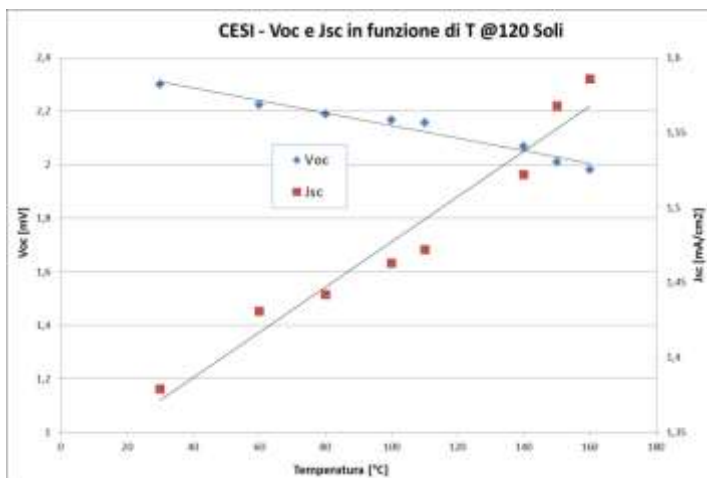


Figura 71: andamenti in funzione della temperatura di Voc e Jsc per celle CESI a 120 Soli

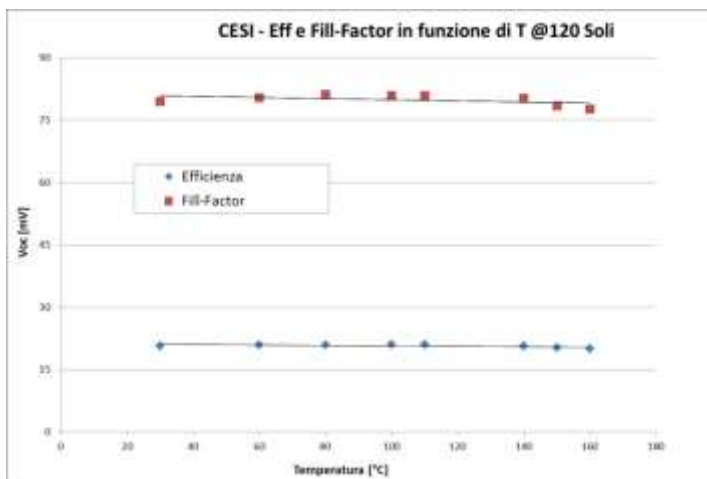


Figura 72: andamenti in funzione della T di efficienza e fill-factor delle celle CESI a 120 Soli

4.1.1. I parametri delle celle Narec

Di seguito sono riportati i diagrammi delle caratteristiche delle celle in Si forniteci da Narec.

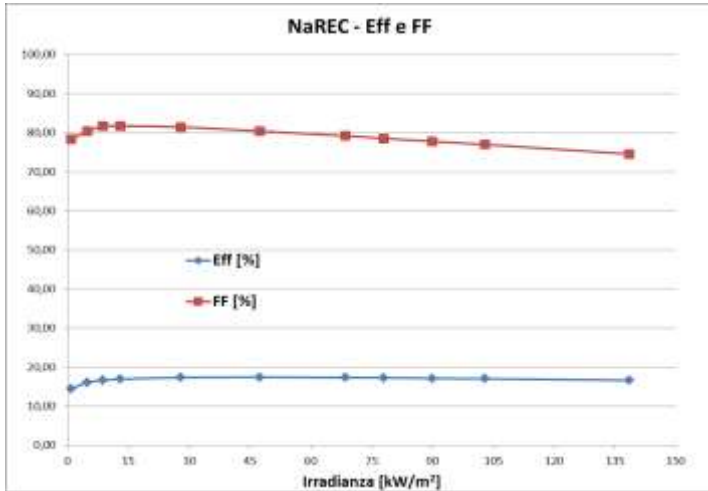


Figura 73: Efficienza e Fill-Factor per le celle Narec - Misure ENEA

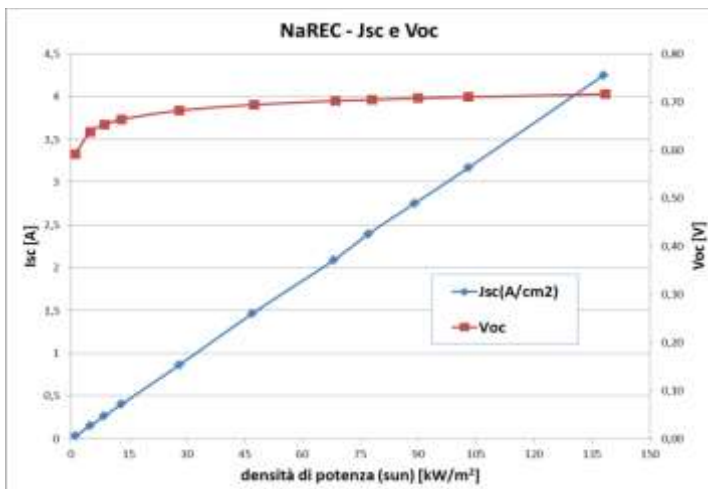


Figura 74: Voc e Jsc celle Narec - Misure ENEA

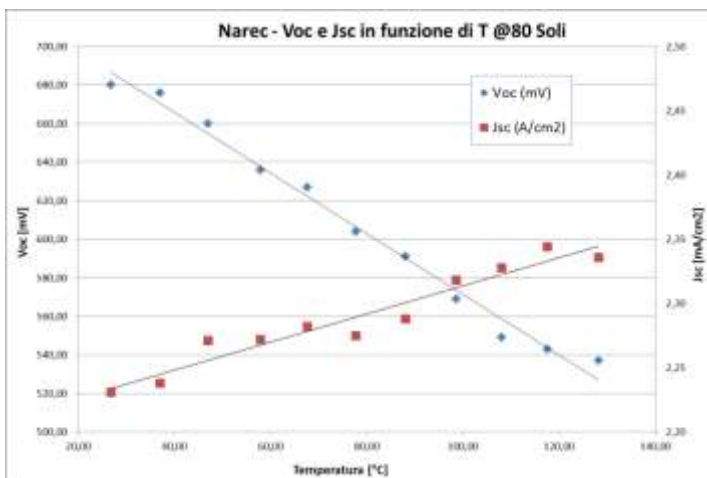


Figura 75: andamenti in funzione della T di efficienza e fill-factor delle celle NaREC a 80 Soli

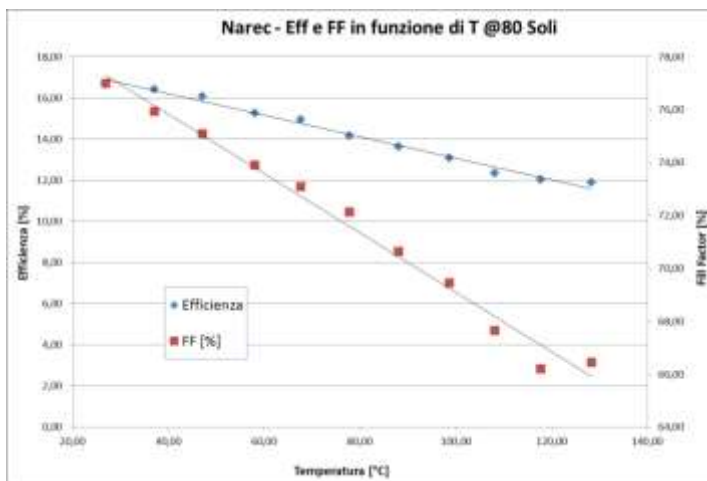


Figura 76: η_{el} e FF al variare di T delle celle NaREC 80 Soli

4.1.2. Confronto fra celle Narec e CESI

Come si può vedere dai diagrammi di seguito, i livelli dei parametri delle celle CESI, quali efficienza, fill-factor e tensione a vuoto sono

superiori a quelli delle celle in silicio. Diverso il discorso per la corrente che risulta più alta nelle celle Narec a parità di densità di potenza incidente.

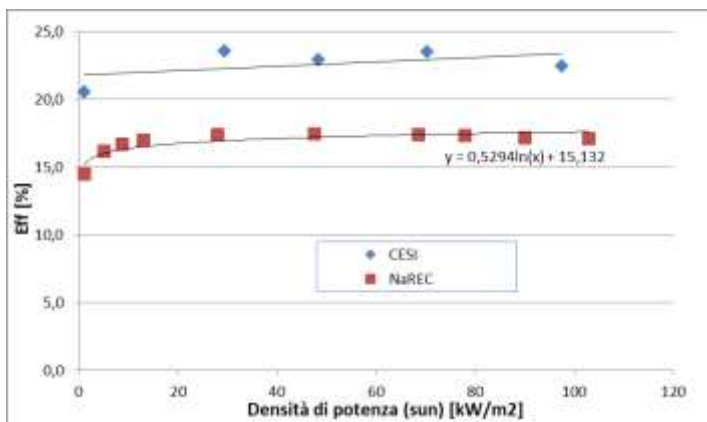


Figura 77: confronto fra l'efficienza dei tipi di celle usate

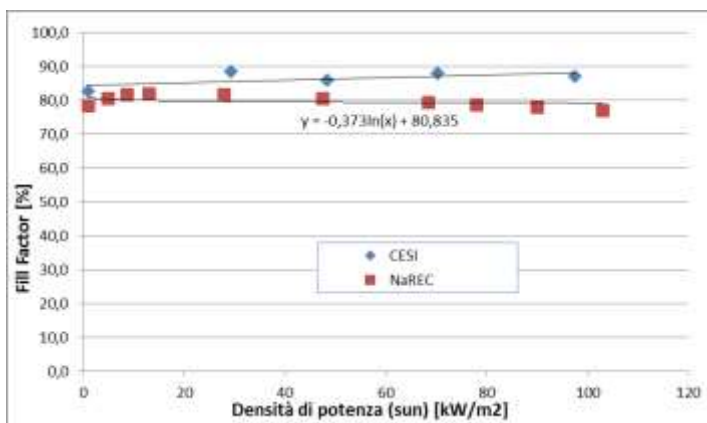


Figura 78: confronto fra Fill-Factor dei tipi di celle usate

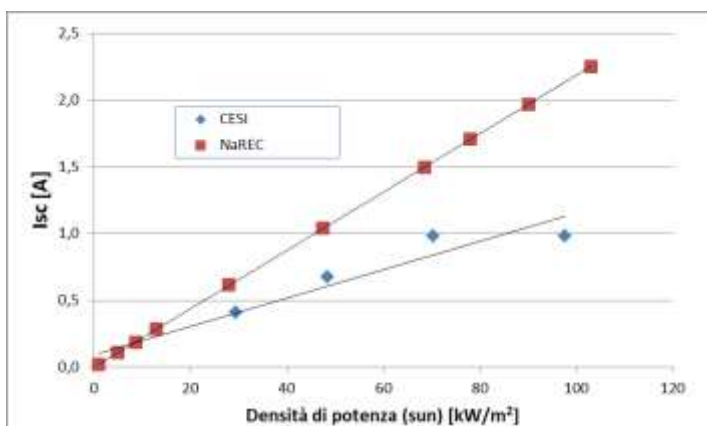


Figura 79: confronto fra Isc dei tipi di celle usate

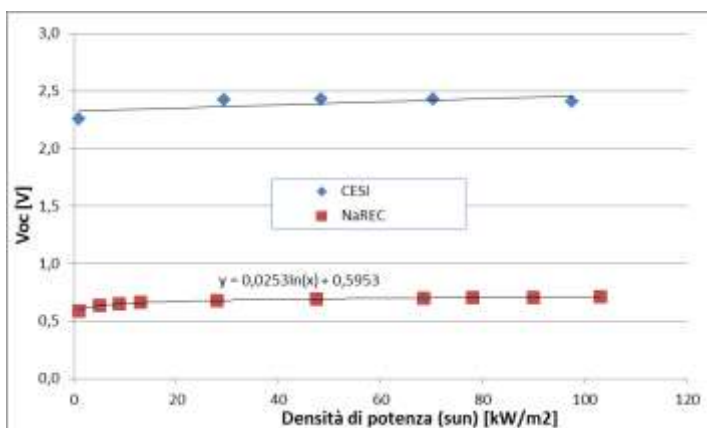


Figura 80: confronto fra Voc dei tipi di celle usate

4.2. Misure di laboratorio sui moduli

Una volta a disposizione i primi Moduli Base è stato possibile procedere con una caratterizzazione presso il laboratorio di Fisica dello Stato Solido della Facoltà di Ingegneria. In Tabella 9 sono riportati i risultati delle misure

Tabella 9: statistica dell'efficienza - celle CESI montate su Moduli Base

CELLE	MODULO									
	1	2	3	4	5	6	7	10		
1	11,90	0,00	12,88	7,49	3,55	9,67	6,58	7,75		
2	10,49	5,32	0,21	5,23	3,12	2,57	10,93	3,96		
3	2,89	0,01	14,81	8,40	7,41	10,61	15,82	6,38		
4	14,29	9,53	3,60	1,38	4,85	3,72	2,22	0,05		
5	13,22	0,01	11,05	12,53	3,09	6,83	5,91	0,37		
6	17,48	4,60	4,89	4,86	7,60	10,70	11,04	9,80		
7	10,94	11,26	8,97	11,15	12,18	8,25	5,07	6,19		
8	3,38	8,13	5,23	0,99	5,76	13,31	5,11	12,55		
9	13,82	0,12	10,35	0,00	9,16	10,30	1,34	6,72		
10	14,56	0,57	6,83	8,13	3,13	13,23	13,17	3,11		
11	1,00	3,73	8,57	9,25	3,48	8,55	13,66	13,89		
12	17,11	0,03	6,47	11,44	7,83	0,00	3,11	12,17		
13-14	7,45	1,21	9,20	7,92	6,79	14,71	10,85	14,15		
15	16,10	0,01	9,32	13,79	4,78	4,53	0,02	15,17		
16	11,48	7,24	9,17	2,49	12,75	13,72	3,04	10,24		
17	13,32	8,75	12,67	2,28	12,10	12,49	6,42	8,63		
18	5,46	1,90	4,28	2,46	3,03	5,53	10,93	1,11		
19	10,17	11,29	8,91	6,30	5,87	12,24	3,65	8,93		
20	14,52	9,05	12,86	9,04	2,23	5,29	5,91	12,25		
21	12,74	10,32	11,04	8,41	4,39	15,34	13,11	8,02		
22	9,98	8,74	8,75	7,28	11,39	0,00	2,76	8,88		
23	15,77	13,99	16,82	10,35	2,55	0,14	10,22	13,73		
24	8,91	15,82	3,04	13,02	3,53	8,32	9,44	9,16		
25	12,88	14,48	13,32	6,71	4,47	14,16	8,25	7,35		
26	7,55	7,47	8,29	5,87	3,01	4,75	11,99	0,00		

Come si può vedere l'efficienza media delle celle misurate è molto più bassa di quella nominale e di quella misurata da ENEA. Inoltre non esiste una ricorrenza o uno schema di malfunzionamenti. La media dell'efficienza è di 7.91% con una deviazione del 4.59%.

Su 200 misure di efficienza solo 71 (36%) superano il 10% di efficienza, mentre nessuna va sopra il 20%. Va inoltre notato che ben 60 (30%) stanno al di sotto del 5% di rendimento con ancora 32 misure (16%) che si attestano sotto il 3%.

È naturale a questo punto porre degli interrogativi sulle procedure di manipolazione e assemblaggio dei Moduli Base.

4.3. Misure sul campo dei moduli

Le prove sul campo sono state effettuate avendo completato solo una parte dei concentratori. In particolare, per le misure è stata utilizzata tutta la parte inferiore, costituita da quattro specchi parabolici: due nella parte destra e due nella parte sinistra.

Inoltre per poter procedere nei calcoli sui dati rilevati è necessario impostare la superficie captante totale del sistema. Prendendo a riferimento 4 riflettori, ciascuno di lunghezza 1200mm e di corda 1543mm, si trova che la *superficie captante del riflettore* (A_{rifi}) è pari a 1.8516m^2 .

Tuttavia questo non è ancora sufficiente. È necessario infatti, per ottenere delle informazioni accurate sul comportamento del sistema, sottrarre a questa superficie l'area oscurata dal tubo assorbitore su cui sono montati i Moduli Base con le celle. Questa quantità è pari a $1200\text{mm} \times 35\text{mm}$, ovvero 0.042m^2 per ciascuno specchio. Di conseguenza si trova una nuova misura, la *superficie captante netta* (A_{net}), pari a 1.8096m^2 . Questa in prima battuta è una buona approssimazione della superficie totale captante per ciascuno specchio.

Allo stato attuale tuttavia, dato che le celle sui moduli base sono state montate con l'idea di essere quanto più vicine alla realtà costruttiva, ma comunque con alcune limitazioni della densità massima disponibile, soprattutto in prossimità degli estremi, potrebbe essere interessante prendere a riferimento solo la porzione di parabola che illumina una sola cella, dopodiché moltiplicare il risultato per il numero di celle per ciascun riflettore. Questo sicuramente può offrire una valutazione ancora più precisa della superficie captante che effettivamente lavora. Operando questo calcolo si trova che per ciascuna cella la superficie captante, di lunghezza pari a 10.2mm , al netto dell'ombreggiamento del tubo, è pari a 0.0151m^2 , che per 4 Moduli Base da 26 celle ciascuno corrisponde ad una *superficie captante efficace* (A_{eff}) di 1.5683m^2 . Questo valore è quello più importante da tenere di riferimento per i calcoli sull'efficienza del sistema.

Nel corso degli studi sui profili parabolici impiegati per il progetto CESARE è emerso che la superficie delle parabole, per quanto assai efficace in termini di materiali riflettenti, presenta un profilo di curvatura non perfetto, soprattutto ai bordi. Da uno studio effettuato presso il Laboratorio di Sensori e Misure della facoltà di Ingegneria di Firenze, sfruttando uno strumento per la caratterizzazione dei profili parabolici da installare sull'impianto, è emerso che una parte rilevante del profilo parabolico non sembra lavorare correttamente. In particolare i bordi più esterni dei riflettori sembrano perdere la congruenza al profilo parabolico. La

porzione di corda per cui questo avviene è di circa 80mm per lato. Il che significa che se la misura è corretta, 160mm di corda vanno eliminati dalla valutazione dell'area captante. Da queste considerazioni si deduce che la *nuova superficie captante netta* (A'_{net}) diventa pari a $1.6176m^2$, mentre la nuova *area captante efficace* risulta essere $1.4300m^2$.

I calcoli nelle prossime sezioni sono stati effettuati considerando A_{eff} . Tuttavia, come riferimento, verranno inseriti dei raffronti anche con i risultati per A'_{eff} .

4.3.1. Prove con celle CESI

La prova effettuata con celle CESI, ha consentito di analizzare il comportamento di ogni singola parabola e dei relativi moduli, in quanto il sistema elettrico realizzato in precedenza, consente di suddividere la parte inferiore del CESARE in quattro canali distinti.

Analisi temperature

I dati per l'analisi delle temperature sono stati rilevati mediante due termocoppie inserite sui due assorbitori dove sono montati i moduli.

I dati riferiti alla termocoppia TC0 indicano come i moduli di sinistra lavorino ad una temperatura variabile tra i 64° C e i 67° C.

Dall'analisi dei dati di temperatura rilevati dalla termocoppia TC1 applicata sui moduli di destra, è possibile capire come questi lavorino a temperature variabili tra i 71° C e i 75° C.

Calcolo potenza di stringa

Dai dati è possibile calcolare due diverse potenze o meglio è possibile determinare la potenza erogata dalle singole stringhe (P_{str}) in ingresso al circuito di misura e la potenza in ingresso all'inverter (P_{out}). La differenza fra le due, come già anticipato è dovuta alla presenza del circuito di misura.

Come anticipato ricordiamo che le resistenze del circuito di misura sono le seguenti: $R1=0,5\Omega-50W$; $R2=390\Omega-5W$; $R3=12000\Omega-5W$. Su ogni singola stringa è stata effettuata una prova.

I calcoli effettuati sui dati di ogni stringa, portano ai seguenti risultati:

P (media) stringa 1=	115,39 W	Irradianza (media) 1=	772,91 W/m ²
P (media) stringa 2=	91,30 W	Irradianza (media) 2=	772,22 W/m ²
P (media) stringa 3=	88,94 W	Irradianza (media) 2=	776,35 W/m ²
P (media) stringa 4=	137,51 W	Irradianza (media) 4=	770,80 W/m ²

Il grafico sotto riportato (Figura 81) mostra l'andamento della potenza media erogata da ciascuna stringa in funzione dell'irradianza.

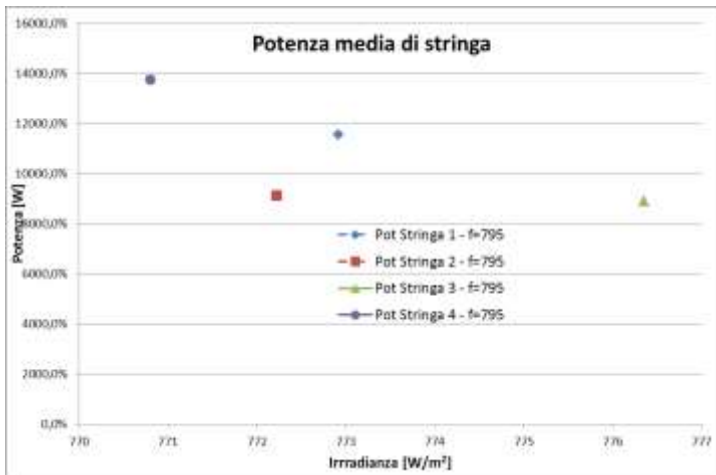


Figura 81: grafico potenza media – irradianza stringhe 1, 2, 3, 4

Potenza in uscita

Comparando i dati della potenza erogata dalla stringa con i dati della potenza in uscita è possibile capire quanto incida la presenza del circuito di misura. I calcoli fatti sulla potenza di stringa letta dall'inverter, portano ai seguenti risultati:

P (media) out 1=	112,921 W	Irradianza (media) 1=	772,91 W/m ²
P (media) out 2=	88,520 W	Irradianza (media) 2=	772,22 W/m ²
P (media) out 3=	86,080 W	Irradianza (media) 2=	776,35 W/m ²
P (media) out 4=	134,535 W	Irradianza (media) 4=	770,80 W/m ²

Calcolo del rendimento di stringa

Dai dati raccolti per ogni singola prova è stato possibile determinare il rendimento di stringa in funzione della radiazione solare. I grafici sotto riportati (Figura 82, Figura 83, Figura 84, Figura 85) ne evidenziano l'andamento.

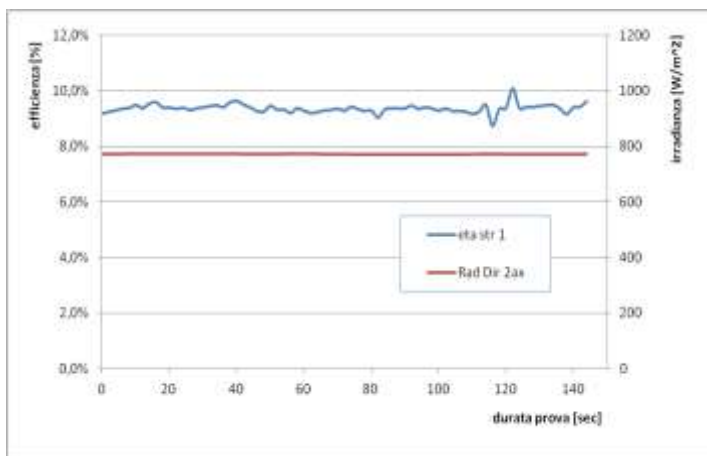


Figura 82: rendimento della stringa 1 in funzione dell'irradianza

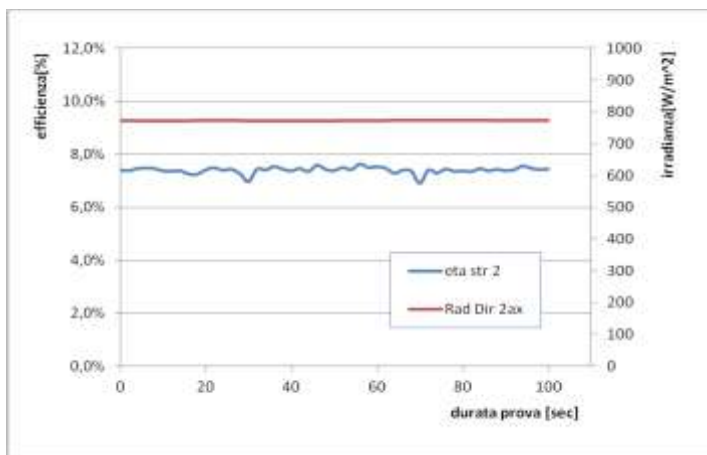


Figura 83: rendimento della stringa 2 in funzione dell'irradianza

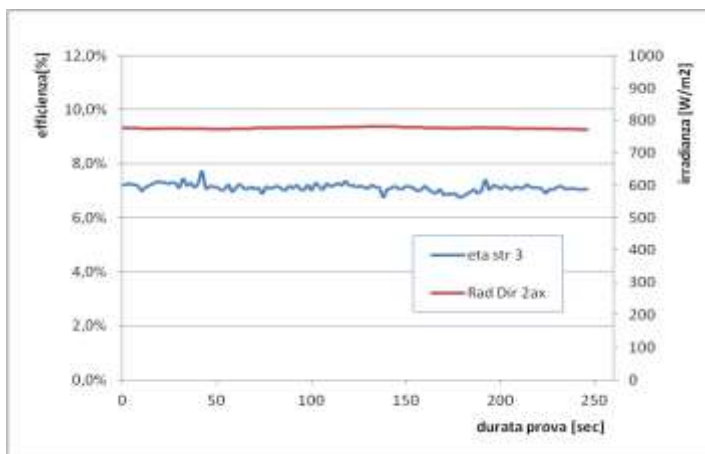


Figura 84: rendimento della stringa 3 in funzione dell'irradianza

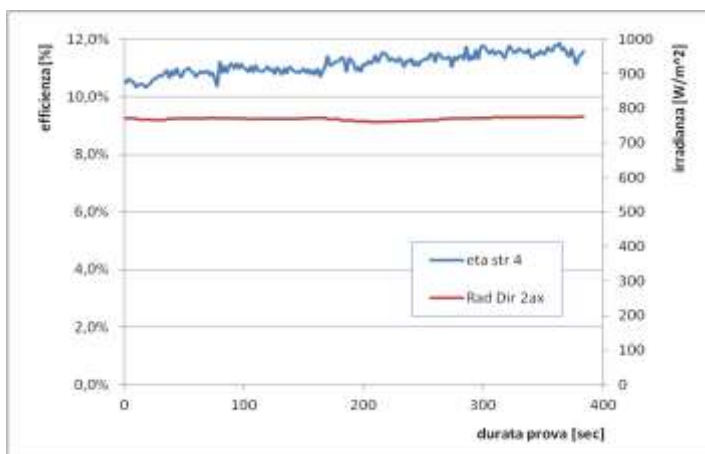


Figura 85: rendimento della stringa 4 in funzione dell'irradianza

E' evidente come l'andamento della radiazione solare durante la durata delle quattro prove, si mantenga lineare e costante, mentre l'andamento del rendimento mostra lievi oscillazioni dovute principalmente ai movimenti del sistema di puntamento.

4.3.2. Prove con celle Narec

Dopo aver effettuato delle prove con celle CESI, ne sono state effettuate altre per analizzare il comportamento delle celle Narec. Prima dell'analisi sui dati rilevati diciamo che questi sono riferiti non più ad una stringa di quattro Moduli Base ma da otto, che corrispondono alla serie di Moduli Base illuminati da due riflettori. Per fare questo è quindi necessario, nei calcoli riguardanti i rendimenti di stringa, considerare come area riflettente una superficie doppia rispetto a quella per le celle CESI. Questo è dovuto al fatto che quattro Moduli Base con celle in Silicio hanno caratteristiche elettriche che non riescono a far attivare l'inverter.

Analisi temperature

I dati per l'analisi delle temperature sono stati rilevati mediante due termocoppie inserite sui due assorbitori dove sono applicati moduli base. Dall'analisi dei dati di temperatura rilevati durante la prova, dati riferiti alla termocoppia TC0 applicata sui moduli a sinistra, è possibile capire come questi non siano attendibili. Si deduce infatti che la termocoppia TC0 non funziona in maniera corretta. I dati riferiti alla termocoppia TC1 invece indicano come i moduli di destra lavorino ad una temperatura variabile tra i 22° C e i 23°C. Una prima analisi comparata con i dati di temperatura, rilevati durante le prove fatte con celle CESI, dice come in queste prove la temperatura si mantenga su valori notevolmente inferiori.

Calcolo potenza

Dai calcoli effettuati è possibile individuare due diverse potenze o meglio è possibile calcolare la potenza erogata dalle singole stringhe 1 e 2 (P_{str}) in ingresso al circuito di misura e la potenza in ingresso all'inverter (P_{out}). Inoltre per ciascuna stringa sono presentate 3 prove (pr1, pr2 e pr3).

Potenza di stringa

Prima di effettuare delle considerazioni sui calcoli è necessario premettere che le resistenze del circuito di misura hanno i seguenti valori: $R_1=1\Omega$; $R_2=680\Omega$; $R_3=8200\Omega$ e che su ogni stringa sono state effettuate tre diverse prove.

I calcoli svolti sulla stringa 1* portano ai seguenti risultati:

P (media)stringa 1 pr1=	132,23W	Irradianza 1 pr1=	855,9881W/m ²
P (media)stringa 1 pr2=	128,46W	Irradianza 1p r2=	796,0461W/m ²
P (media)stringa 1 pr3=	123,52W	Irradianza 1 pr3=	699,6924W/m ²

È possibile quindi vedere come la stringa 1 sviluppi una potenza di 132,23 W nella prima prova, una potenza di 128,46 W nella seconda prova e una potenza di 123,52 W nella terza prova.

I calcoli di potenza effettuati sulla stringa 2 portano ai seguenti risultati:

P (media)stringa 2 pr1=	124,94W	Irradianza 2 pr1=	825,81W/m ²
P (media)stringa 2 pr2=	129,11W	Irradianza 2p r2=	800,42W/m ²
P (media)stringa 2 pr3=	127,55W	Irradianza 2 pr3=	832,69W/m ²

Il grafico sotto riportato (Figura 86) mostra l'andamento della potenza erogata dalle due stringhe in funzione dell'irradianza.

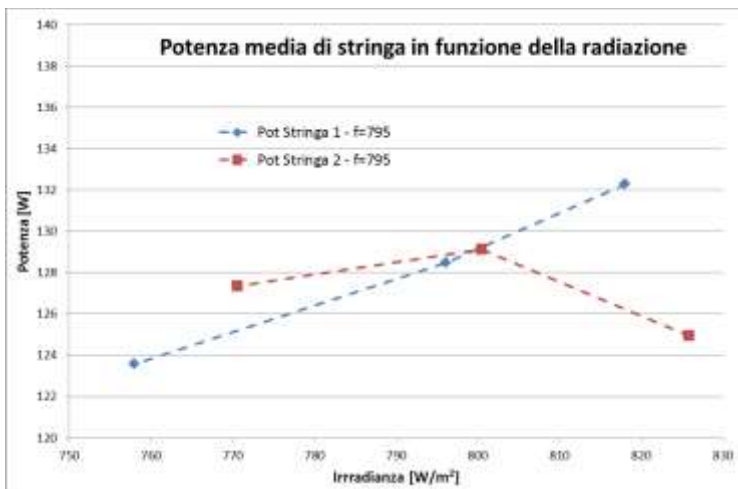


Figura 86: Potenza media di stringa in funzione dell'irradianza

Potenza in uscita

I calcoli fatti sulla potenza della stringa 1 letta dall'inverter portano ai seguenti risultati:

P (media) out 1 pr1=	129,44W	Irradianza 1 pr1=	855,99W/m ²
P (media) out 1 pr2=	125,76W	Irradianza 1 pr2=	796,05W/m ²
P (media) out 1 pr3=	120,92W	Irradianza 1 pr3=	699,69W/m ²

I calcoli della potenza media in uscita effettuati sulla stringa 2 portano ai seguenti risultati:

P (media) out 2 pr1=	122,32W	Irradianza 2 pr1=	825,81W/m ²
P (media) out 2 pr2=	126,40W	Irradianza 2 pr2=	800,42W/m ²
P (media) out 2 pr3=	124,87W	Irradianza 2 pr3=	832,69W/m ²

Calcolo rendimento di stringa

I calcoli effettuati sul rendimento della stringa 1 hanno portato ai seguenti risultati:

η (medio) out 1 pr1=	4,26%	Irradianza 1 pr1=	855,99W/m ²
η (medio) out 1 pr2=	4,35%	Irradianza 1 pr2=	796,05W/m ²
η (medio) out 1 pr3=	4,10%	Irradianza 1 pr3=	699,69W/m ²

I calcoli effettuati sul rendimento della stringa 2 hanno portato ai seguenti risultati:

η (medio) out 2 pr1=	4,08 %	Irradianza 2 pr1=	825,81W/m ²
η (medio) out 2 pr2=	4,35 %	Irradianza 2 pr2=	800,42W/m ²
η (medio) out 2 pr3=	4,29 %	Irradianza 2 pr3=	832,69W/m ²

Dai dati raccolti per ogni singola prova è stato possibile determinare il rendimento di stringa in funzione della radiazione solare. I grafici sotto riportati (Figura 87, Figura 88, Figura 89, Figura 90, Figura 91, Figura 92) ne evidenziano l'andamento.

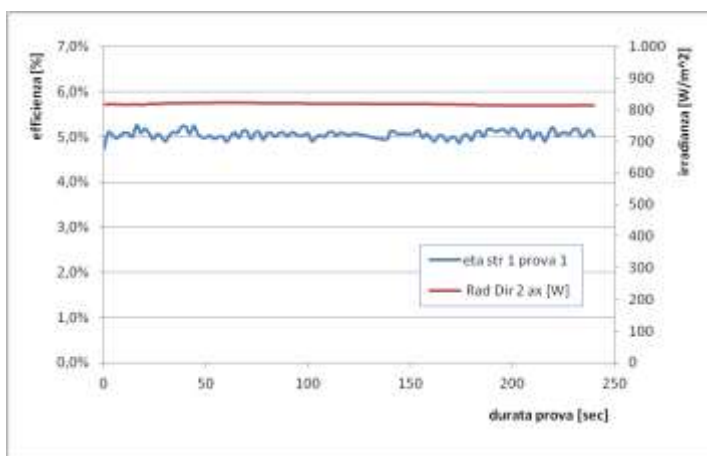


Figura 87: rendimento della stringa 1 prova1

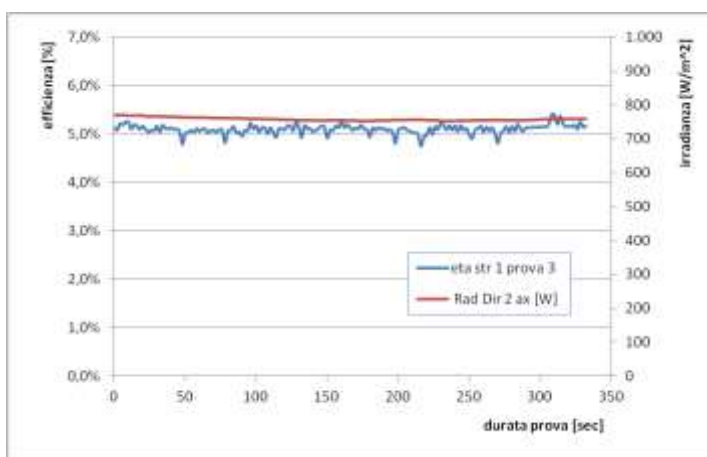


Figura 88: rendimento della stringa 1 prova2

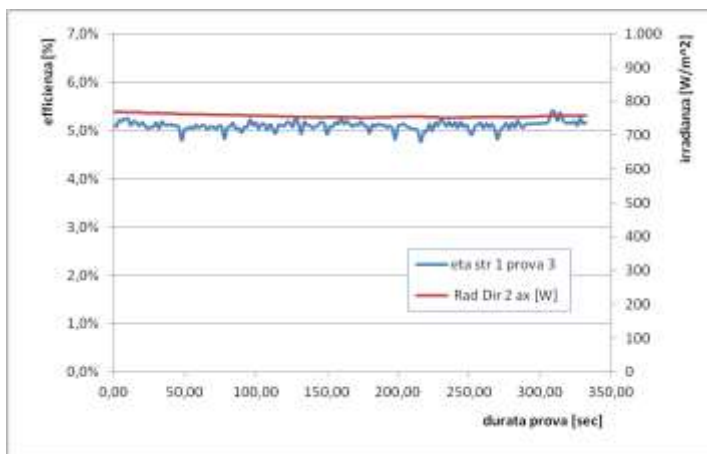


Figura 89: rendimento della stringa 1 prova3

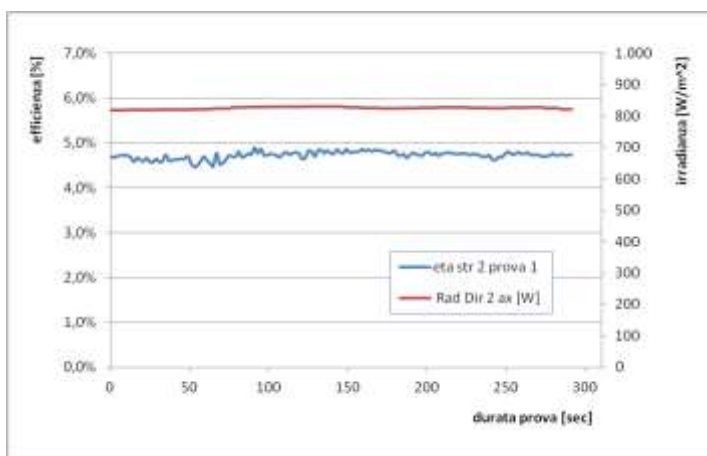


Figura 90: rendimento della stringa 2 prova1

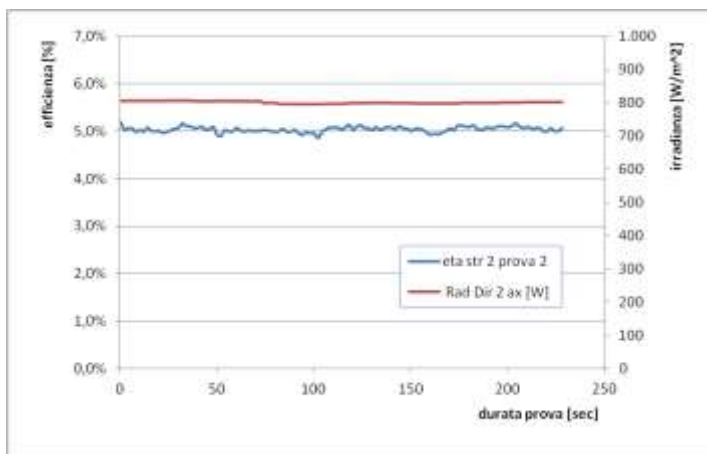


Figura 91: rendimento della stringa 2 prova2

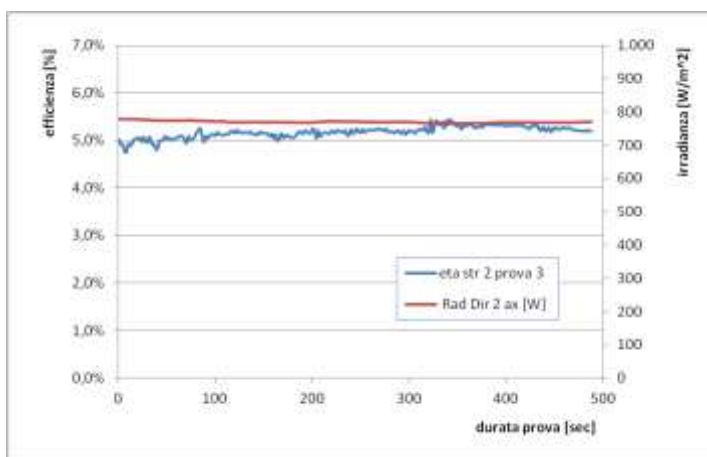


Figura 92: rendimento della stringa 2 prova3

I grafici sotto riportati fanno emergere come l'irradiazione si mantenga in tutti sufficientemente lineare e costante, mentre il rendimento subisca delle lievi oscillazioni dovute alla precisione del sistema di puntamento.

Resistenza inverter

E' stato possibile vedere come la resistenza media dell'inverter sia pari a $92,93 \Omega$ mediante l'analisi dei calcoli.

Efficienza sistema di misura

L'efficienza del sistema di misura, che assume dei valori variabili tra il 97 % ed il 98 % come risulta dall'analisi dei calcoli, ci consente di controllare quanto gravi la presenza di questo sulle misure.

4.3.3. Prove con celle Narec con ottica secondaria

Nel capitolo precedente abbiamo specificato, che il nostro obiettivo è quello di ottimizzare la distanza delle celle dallo specchio parabolico. Per raggiungerlo, abbiamo effettuato cinque prove a distanze focali diverse: partendo da una focale di 795 mm e gradatamente aumentando di 2,5 mm per ogni distanza focale, siamo arrivati con la quinta prova, ad una distanza di 805 mm. Va sottolineato che le prove effettuate hanno consentito di analizzare il comportamento di due delle quattro parabole inferiori e i moduli base che montavano i dispositivi spv1001.

Prima di analizzare i calcoli effettuati sui dati rilevati specifichiamo che, i calcoli sono riferiti ad una stringa composta da otto moduli base.

I calcoli riguardanti i rendimenti di stringa, per area riflettente, tengono in considerazione l'area di due specchi. Riportiamo sotto i risultati ottenuti.

Analisi delle temperature

Su uno degli otto moduli base è stata applicata una termocoppia che ha consentito di monitorare la temperatura di lavoro dei moduli stessi durante ogni singola verifica. I dati ottenuti rivelano che questa si è stabilizzata tra 30°C e 35°C per ogni focale. Va considerato che abbiamo cercato di dissipare al massimo il calore prodotto dal sistema mediante l'apparato di refrigerazione.

Calcolo della potenza di stringa

Dai calcoli effettuati è possibile individuare due diverse potenze o meglio è possibile calcolare la potenza erogata dalla singola stringa

(P_{str}) in ingresso al circuito di misura e la potenza in ingresso all'inverter (P_{out}).

Le resistenze del circuito di misura hanno i seguenti valori: $R1=1\Omega$; $R2=680\Omega$; $R3=8200\Omega$.

Sono sotto riportati i risultati dei calcoli, per ogni rispettiva prova, riguardanti la potenza di stringa.

P_{str} (media) f 795 = 90,05W	irradianza (med) f 795 mm = 669,12W/m ²
P_{str} (media) f 797,5 = 83,47W	irradianza (med) f 797,5 mm = 633,72W/m ²
P_{str} (media) f 800 = 137,16W	irradianza (med) f 800 mm = 857,75W/m ²
P_{str} (media) f 802,5 = 96,45W	irradianza (med) f 802,5 mm = 817,55W/m ²
P_{str} (media) f 805 = 85,66W	irradianza (med) f 805 mm = 719,27W/m ²

Potenza in uscita

A calcoli effettuati sulla potenza in uscita, questi di seguito sono i risultati ottenuti

P_{out} (media) f 795 = 87,79W	irradianza (med) f 795 mm = 669,12W/m ²
P_{out} (media) f 797,5 = 81,27W	irradianza (med) f 797,5 mm = 633,72W/m ²
P_{out} (media) f 800 = 134,25W	irradianza (med) f 800 mm = 857,75W/m ²
P_{out} (media) f 802,5 = 94,16W	irradianza (med) f 802,5 mm = 817,55W/m ²
P_{out} (media) f 805 = 83,53W	irradianza (med) f 805 mm = 719,27W/m ²

Rendimento di stringa

Riportiamo sotto i dati riguardanti il rendimento medio di stringa rispetto alle diverse focali

η_{str} (med) f 795= 3,82%	irradianza (med) f 795 mm = 669,12W/m ²
η_{str} (med) f 797,5= 4,13%	irradianza (med) f 797,5 mm = 633,72W/m ²
η_{str} (med) f 800= 4,93%	irradianza (med) f 800 mm = 857,75W/m ²
η_{str} (med) f 802,5= 3,42%	irradianza (med) f 802,5 mm = 817,55W/m ²
η_{str} (med) f 805= 3,32%	irradianza (med) f 805 mm = 719,27W/m ²

Dai dati raccolti per ogni singola prova è stato possibile determinare il rendimento di stringa in funzione della radiazione solare. I grafici

sotto riportati (Figura 93, Figura 94, Figura 95, Figura 96, Figura 97) ne evidenziano l'andamento.

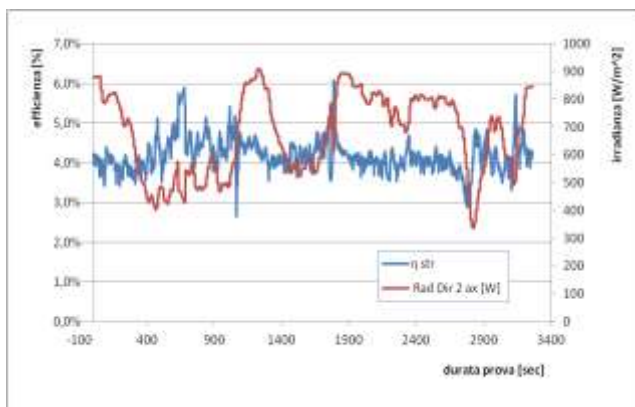


Figura 93: efficienza focale 795 mm

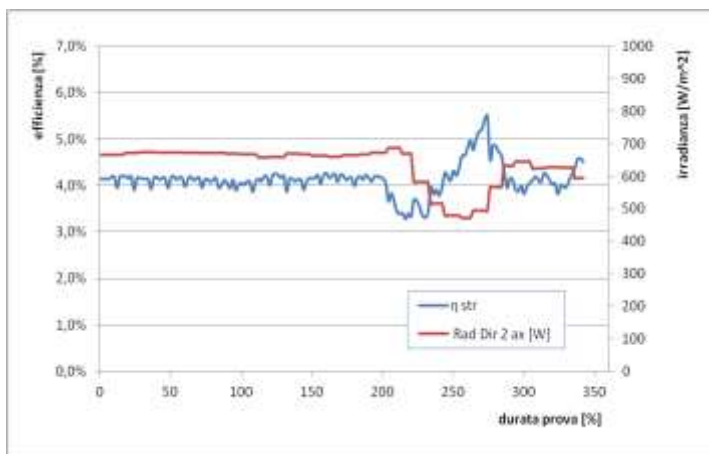


Figura 94: efficienza focale 797,5 mm

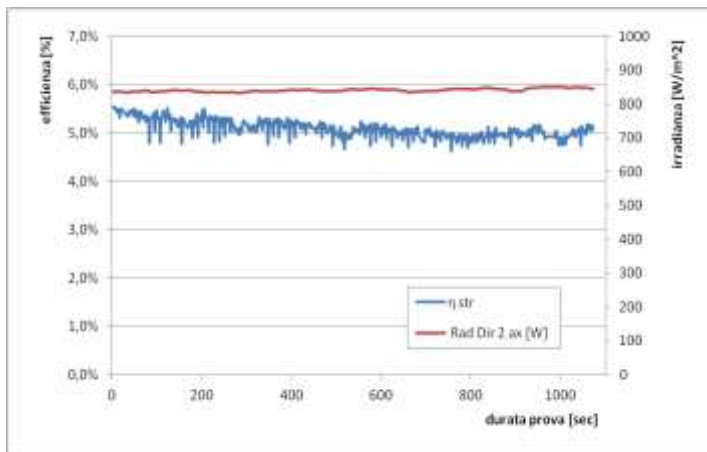


Figura 95: efficienza focale 800 mm

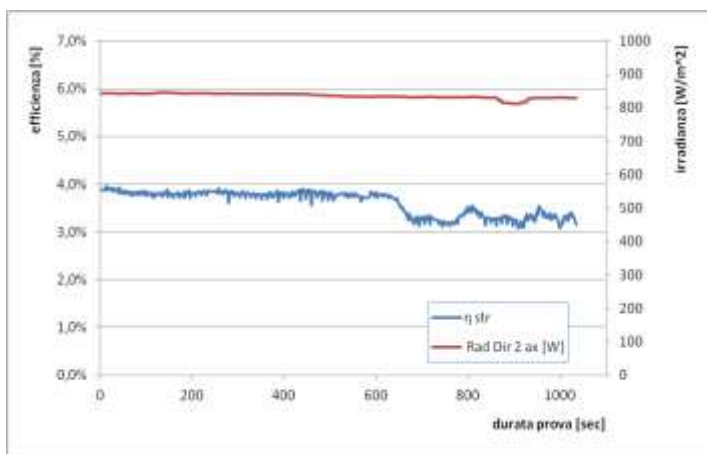


Figura 96: efficienza focale 802,5 mm

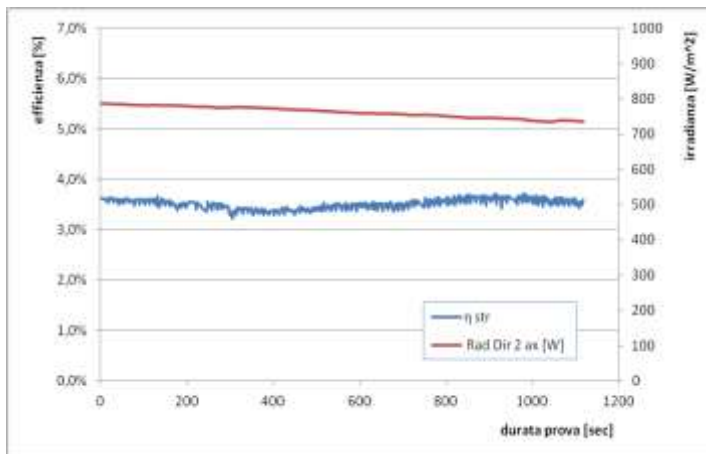


Figura 97: efficienza focale focale 805 mm

Le oscillazioni del rendimento, evidenti soprattutto nei primi due grafici, sono dovute al fatto che tale valore è funzione del rendimento di concentrazione, il quale varia linearmente con l'irraggiamento e la precisione di puntamento. Quest'ultimo valore influenza il rendimento del sistema secondo due fattori, uno costante nel tempo, e l'altro variabile istante per istante strettamente legato alla variazione dell'irradianza.

Resistenza dell'inverter

Analizzando i risultati ottenuti è possibile vedere come la resistenza media dell'inverter vari tra un valore minimo di 106 Ω (in corrispondenza della prova con focale 800 mm) e un valore massimo di 193 Ω (in corrispondenza della prova con focale 797,5 mm).

Efficienza del sistema di misura

I calcoli effettuati consentono di determinare l'efficienza del sistema di misura che assume dei valori variabili tra il 97% ed il 98%. Questo numero da la misura dell'incidenza del circuito di misura sulla potenza trasferita in ingresso all'inverter.

Conclusioni della prova

Tutto il percorso fino ad ora realizzato ci ha visti puntare verso un obiettivo, quello di ottenere il massimo rendimento del sistema e cioè determinare la focale che ci porta a questo risultato. Tante sono state le prove effettuate sul campo che ci hanno fornito una serie di dati che via via abbiamo riordinato ed analizzato. Da queste informazioni sono state tratte conclusioni per ogni sperimentazione effettuata. Se analizziamo i dati della potenza erogata dalla stringa, emerge, come è consequenziale, che questa vari rispetto alle distanze focali con valori che vanno da 83W a 137W. Se ci fermiamo a questi dati, la focale di 800 mm appare la migliore tra le altre perché con questa si riesce ad erogare una potenza maggiore. Il nostro obiettivo è però quello di ottimizzare il rendimento perciò dobbiamo tenere in considerazione anche la funzione irradianza. Analizzando i valori del rendimento di stringa si nota come anche in questo caso siano diversi per ogni focale. Il massimo valore si ha in corrispondenza della distanza focale di 800 mm e risulta circa il 5 %. Quest'ultimo dato ci consente di definire che questa è la distanza focale ottimale.

4.3.4. Osservazioni

Aggiungiamo alcune considerazioni riguardo alla superficie considerata. Come detto, per i calcoli è stata presa a riferimento A_{eff} costruita moltiplicando la corda della parabola ridotta della larghezza del tubo assorbitore per la somma delle lunghezze delle celle.

Come anticipato tuttavia i profili misurati con una tecnica profilometrica messa a punto all'interno del Laboratorio di Sensori e Misure del Dipartimento di Energetica ha mostrato come gli ultimi 80mm della corda non lavorano adeguatamente. Per questo motivo, e solo con l'intento di capire quale sia l'effettivo funzionamento delle celle possiamo calcolare il fattore di correzione per l'efficienza di stringa. Data l'espressione dell'efficienza:

$$\eta_{str} = \frac{P_{str}}{I_{sun} \cdot A_{eff}}$$

E dato che

$$A'_{eff} = k \cdot A_{eff}$$

Sostituendo il valore di A_{eff} e A'_{eff} nell'espressione e risolvendo per k si trova che:

$$k = \frac{A'_{eff}}{A_{eff}} = \frac{1.4300m^2}{1.5683m^2} = 0.912$$

Che ci porta a:

$$\eta'_{str} = \frac{P_{str}}{I_{sun} \cdot A'_{eff}} = \frac{P_{str}}{I_{sun} \cdot k \cdot A_{eff}} = \frac{\eta_{str}}{k}$$

Ovvero, per trovare quale sia il valore dell'efficienza relativa a A'_{eff} sarà sufficiente dividere i risultati dei calcoli della precedente sezione per k .

Quanto visto in quest'ultima parte non porta ad una valutazione corretta dell'efficienza complessiva di un impianto come il CESARE, così come classicamente viene definita. Infatti, l'ingombro dovuto alla porzione di specchio che non lavora correttamente è comunque presente ad abbattere il rendimento del sistema. Semmai costituisce da una parte uno spunto per la valutazione della condizione nella quale stanno lavorando le celle.

4.4. Analisi dei risultati

Questo nostro lavoro sperimentale ci ha visti impegnati sia in laboratorio sia in campo, si sono raccolti dati e raggiunti obiettivi intermedi come i numerosi grafici dimostrano. Diciamo però che il nostro obiettivo principale è stato quello di raccogliere tutti i dati verificati, analizzarli e compararli in modo da mettere in luce tutte le caratteristiche del sistema.

Un dato significativo per la caratterizzazione dei concentratori solari è rappresentato dal rapporto di concentrazione. Per caratterizzare il nostro sistema si è resa necessaria l'individuazione del rapporto di concentrazione del sistema.

In prima istanza è stata presa in considerazione l'equazione riguardante la potenza elettrica di una cella fotovoltaica; adattandola al nostro caso, e ottenendo un'equazione della potenza elettrica per le celle di tipo CESI (DJ) e una per le celle di tipo Narec (Si).

$$P_{el}^{Si}(R_C^{Si}) = \eta_{el}^{Si}(R_C^{Si}, T_n) * \eta_c^{Si} * \eta_o * A_O^{Si} * I_O^{Si}$$

$$P_{el}^{DJ}(R_C^{DJ}) = \eta_{el}^{DJ}(R_C^{DJ}, T_C) * \eta_C^{DJ} * \eta_O * A_O^{DJ} * I_O^{DJ}$$

Dove:

P_{el} è la potenza elettrica delle celle;

η_{el} è il rendimento elettrico delle celle;

η_C è il rendimento di collezione, che rappresenta il rapporto tra la quantità di radiazione riflessa dalle parabole e la quantità di radiazione captata dalle celle fotovoltaiche;

η_O è il rendimento ottico del sistema, che esprime la qualità di allineamento della geometria e la qualità di riflessione degli specchi;

A_O è l'area captante, nelle prove con celle Narec questa risulta doppia rispetto alle prove con celle CESI in quanto vengono considerati due riflettori,

I_O è l'irraggiamento solare sui riflettori.

Mettendo in relazione le due equazioni sopra riportate, considerando il rapporto di collezione scalato di una quantità pari al rapporto delle aree tra le due celle, tramite una serie di passaggi semplificativi si ottiene la relazione sotto riportata:

$$\frac{\eta_{el}^{Narec}(R_C^{Narec}, T_n)}{\eta_{el}^{CESI}(R_C^{CESI}, T_C)} = \frac{P_{el}^{Narec}(R_C^{Narec})}{P_{el}^{CESI}(R_C^{CESI})} * \frac{I_O^{CESI}}{I_O^{Narec}} * \frac{1}{1,6}$$

essendo la dimensione delle celle Narec 0.8cm^2 mentre quella delle celle Narec 1cm^2 ed essendo entrambe lunghe 1cm si è considerato in prima approssimazione che il rapporto degli η_C fosse uguale al rapporto delle aree delle celle.

È stato necessario a questo punto rapportarsi a curve che rappresentassero il comportamento delle celle fotovoltaiche in funzione del rapporto di concentrazione. Con i dati di laboratorio fatti da ENEA su celle di tipo Narec, è stato possibile, interpolando questi dati di laboratorio tramite delle spline cubiche, ottenere la curva caratteristica (Figura 98) che esprime l'efficienza di tali celle per un dato rapporto di concentrazione.

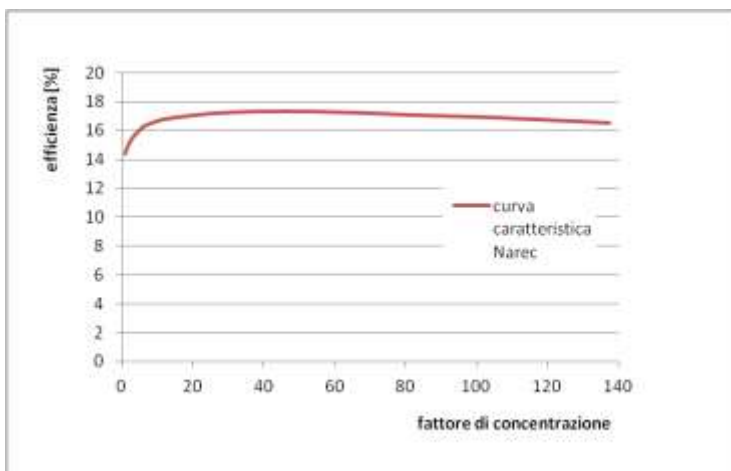


Figura 98: curva caratteristica delle celle Narec

Lo stesso tipo di comportamento è stato tenuto rispetto alle celle di tipo CESI. Mediante un' interpolazione lineare dei dati di laboratorio misurati da ENEA siamo arrivati ad ottenere una curva efficienza-irraggiamento per questo tipo di celle (Figura 99).

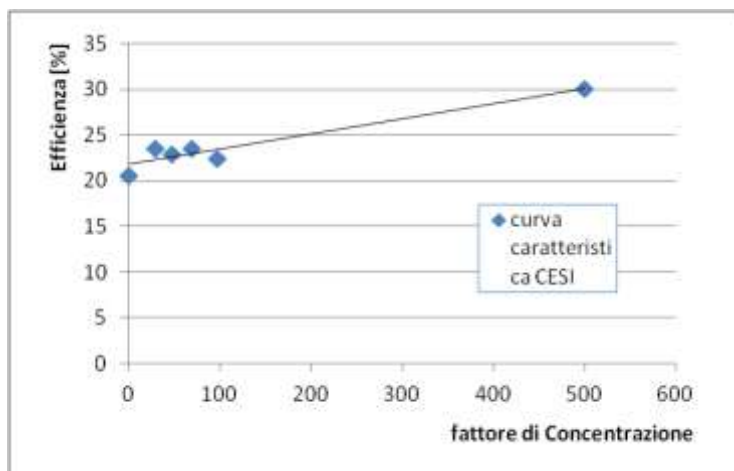


Figura 99: curva caratteristica delle celle CESI

Le curve ottenute sono riferite ad un comportamento ideale di ogni singola cella in condizioni di test standard. La cella montata sui moduli base ha un calo di prestazioni, test di laboratorio effettuati presso il dipartimento di energetica su moduli di celle CESI, sono a conferma di quanto sopra detto.

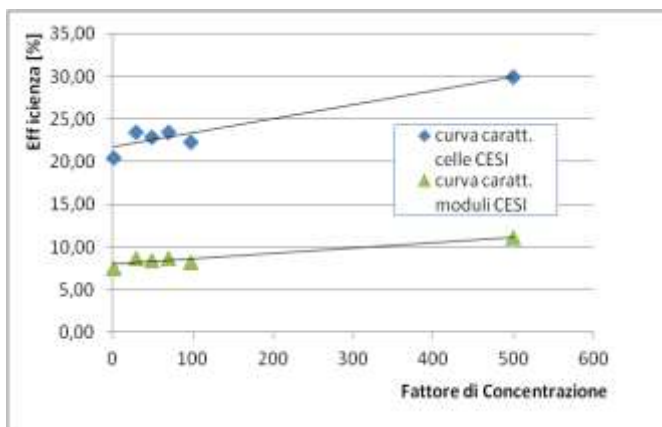


Figura 100: curva caratteristica dei moduli di celle CESI

Questi moduli esposti ad irraggiamento di un sole hanno mostrato un calo di efficienza del 63% rispetto alle performance delle singole celle. Si è pensato quindi ad una correlazione fra il montaggio ed il calo di efficienza riscontrato. Per questo motivo si è applicato ai risultati dei test enea una scalatura tale da allineare i valori misurati da ENEA a quelli mediamente riscontrati sulle celle montate sui moduli base e misurati con irraggiamento pari a 1sun presso il laboratorio di Fisica dello Stato Solido della facoltà di Ingegneria di Firenze. In Figura 100 è riportato il grafico che mostra il risultato del procedimento appena descritto.

Dato che il processo di assemblaggio delle celle sui moduli base risulta identico per i due tipi di celle, si è dunque ipotizzato uno stesso calo di prestazioni dei moduli rispetto alle singole celle Narec. E' stata quindi effettuata una scalatura di pari entità sulla curva di efficienza-irradianza delle celle Narec. Sotto è riportato il grafico che mostra quanto sopra esposto (Figura 101).

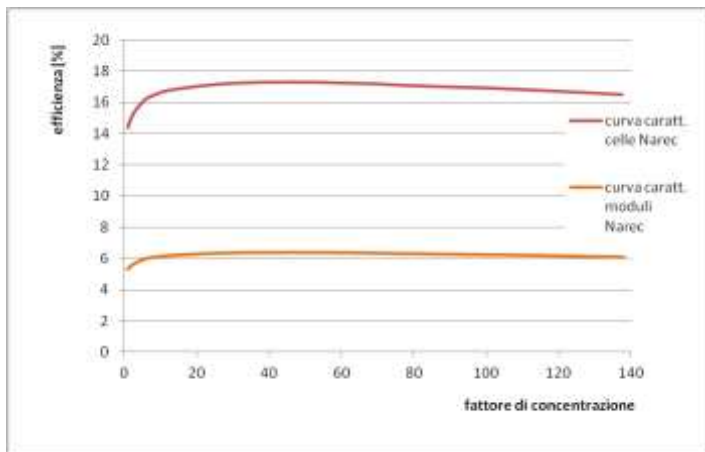


Figura 101: curva caratteristica dei moduli di celle Narec

Partendo da un rapporto di concentrazione ipotetico, mediante metodo iterativo è stato possibile risolvere il sistema di equazioni sopra esposto. Il metodo sopra esposto ha consentito di determinare una caratteristica basilare del nostro sistema, quella cioè del rapporto di concentrazione pari a 47X.

Risulta interessante ed utile a questo punto evidenziare una relazione tra le prove su campo con e senza ottica secondaria e le simulazioni effettuate sulla geometria ottica con e senza il contributo delle ottiche secondarie.

Il procedimento prevede di mettere in relazione tra loro le prove effettuate su campo con e senza il contributo delle ottiche secondarie a parità di focale. Questa relazione ci consente di calcolare la variazione relativa del rendimento delle prove su campo. Sotto riportiamo la formula per un'ulteriore lettura

$$var. rel. campo = \frac{\eta_{senza\ ottica}^{campo} - \eta_{con\ ottica}^{campo}}{\eta_{senza\ ottica}^{campo}}$$

Identico procedimento è stato effettuato per mettere in relazione i risultati ottenuti attraverso il software di simulazione per le configurazioni equivalenti a quelle sopra indicate (stessa focale –

con e senza ottica secondaria). In questo modo è possibile calcolare la variazione relativa del rendimento delle prove su simulatore. Sotto riportiamo la formula

$$var. rel._{simulazione} = \frac{\eta_{senza\ ottica}^{simulazione} - \eta_{con\ ottica}^{simulazione}}{\eta_{senza\ ottica}^{simulazione}}$$

Ottenute le due variazioni di rendimento relativo, vanno messe a confronto tra di loro per capire come può avere influito la presenza o meno delle ottiche secondarie sulle prove.

I risultati ottenuti nei due casi, sono i seguenti:

$$var. rel._{campo} = 25,79 \%$$

$$var. rel._{simulazione} = 12,85 \%$$

I risultati ottenuti, sono diversi

Sebbene non siano dello stesso ordine di grandezza si deve notare come nelle formule sia stato omesso il “valore assoluto” al numeratore. Questo poiché era interessante stabilire se effettivamente il risultato delle simulazioni trovasse riscontro anche nella pratica. Come si nota dalla Figura 102 e come discusso nel capitolo 1 l’ottica secondaria ha come obiettivo, oltre quello di aumentare il fattore di concentrazione, anche quello di “rilassare” la curva dell’efficienza ottica in funzione dell’angolo di accettazione in modo tale che, in caso di lieve disallineamento, il tubo assorbitore e soprattutto le celle non si trovino parzialmente illuminate o peggio ancora non illuminate. Il fatto che la variazione relativa dell’efficienza ottica della configurazione reale in presenza di ottica secondaria sia dello stesso segno di quella dell’ottica simulata è condizione necessaria (ma non sufficiente) affinché sia verificata l’efficacia dell’ottica secondaria.

Per quanto riguarda invece la differenza per i due casi in termini di modulo delle variazioni relative, questa è da imputarsi principalmente alla presenza di inevitabili differenze fra la geometria reale e quella impostata sul simulatore. In particolare la posizione delle ottiche secondarie rispetto alle celle nella realtà dei fatti è risultata leggermente avanzata per permetterne l’ancoraggio al Modulo Base. Questo dal punto di vista della geometria del

sistema ottico non ha provocato cambiamenti relativi al piano di riferimento, ovvero l'ingresso dell'ottica secondaria, ma ha creato un varco non modellato al simulatore, fra il bordo inferiore delle ottiche e le celle, che ha provocato un ulteriore abbassamento della $\eta_{con\ ottica}^{campo}$ riducendo la quantità di raggi incidenti sulle celle PV.

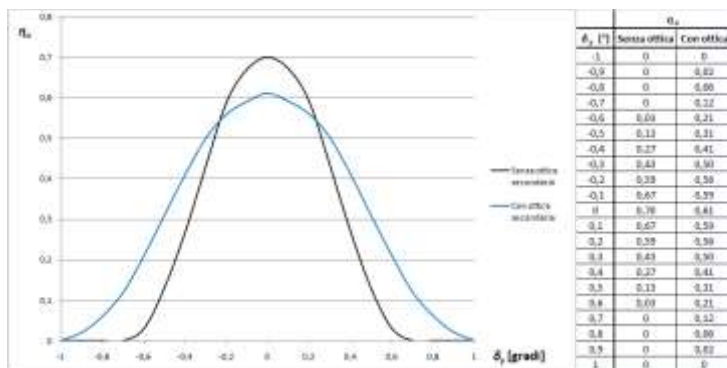


Figura 102:variazione della curva di rendimento in funzione dell'angolo di disallineamento con e senza il contributo di ottiche secondarie

5. Conclusioni

La tesi nasce nel contesto del VII Framework Program per la ricerca dell'Unione Europea sulle energie rinnovabili al fine del raggiungimento dell'obiettivo 20-20-20 e del rispetto degli accordi legati al Protocollo di Kyoto.

L'obiettivo particolare è quello dello studio di sistemi CPV-T ed in particolare dell'approfondimento degli aspetti legati alla generazione fotovoltaica di energia elettrica, alla controllistica ed al tracking solare. Inoltre sono state affrontate messe a punto metodologie per la caratterizzazione del sistema denominato CESARE.

Il punto di partenza è vincolato alla conoscenza dei fenomeni di generazione fotovoltaica legati allo spettro di emissione del Sole ed ai fenomeni specifici dei semiconduttori per cui si verifica l'effetto fotovoltaico. Questo bagaglio di conoscenze ha permesso la comprensione delle procedure di test standard adottate per la caratterizzazione dei campioni da impiegare per il progetto. Al contempo ha anche permesso l'individuazione di procedure proprie, specificamente legate alle esigenze del sistema oggetto di studio, al fine di ottenere una panoramica quanto più completa ed oggettiva delle reali potenzialità dell'impianto. In particolare si fa riferimento all'adattamento, per esempio, della topologia del Modulo Base in modo tale da aver garantito un monitoraggio puntuale della risposta di ciascun elemento attivo del sistema.

È stato inoltre sviluppato e testato un sistema per il puntamento solare in grado di garantire, in virtù della sua sensibilità angolare, un'accuratezza del tracking solare adeguata ad un sistema fotovoltaico a concentrazione.

Parallelamente a questo è stato seguito un percorso di studio e realizzazione di ottiche secondarie in grado di rilassare la specifica di accuratezza di puntamento per ovviare ad imprecisioni al di fuori per il momento dell'insieme di verifiche applicabili. L'impiego di queste ottiche secondarie, almeno teoricamente, sembra essere in grado di offrire una certa "elasticità" del sistema ad errori di allineamento. Siano questi dovuti al sensore, alla struttura di supporto oppure ai giochi sugli attuatori.

Una volta conclusa la fase progettuale è stato poi possibile realizzare la struttura del CESARE ed assemblare le varie parti e procedere con una prima fase di allineamento del sistema, una

verifica dimensionale ed una ottimizzazione della posizione dell'elemento assorbitore. Questo ha portato alla realizzazione di una ulteriore campagna di test più mirata alla verifica del funzionamento delle ottiche secondarie, all'individuazione della miglior distanza fra parabola e tubo assorbitore ed all'individuazione del fattore di concentrazione del sistema. Il valore di 47X, per quanto debba essere ancora sottoposto ad ulteriori verifiche appare verosimile. La possibilità tuttavia che sia sottostimato è sostenuta dal fatto che gli studi portati avanti sulla profilometria dei riflettori parabolici sembra suggerire da un lato, ovviamente, di operare in modo da utilizzare specchi di forma più aderente alla parabola, dall'altro che il fattore di concentrazione sia valutato prendendo una superficie di raffronto che in parte è inefficace e che quindi dovrebbe venire in parte ridotta conducendo ad un incremento del fattore di concentrazione.

In prospettiva il progetto offre sicuramente molti spunti di riflessione, a partire dalle celle impiegate. La lunghezza delle celle, per esempio, in questa fase non ha rivestito un ruolo chiave e le prove sul campo hanno lasciato capire che l'impiego di celle più lunghe, tali da ridurre le porzioni di superficie non attiva tra cella e cella permetterebbero di incrementare la produzione di energia aumentando quindi l'efficienza complessiva del sistema.

Un'altra questione degna di approfondimento e che tuttavia è rimasta in sospeso al momento è quella degli evidenti problemi legati alle procedure di assemblaggio dei Moduli Base. Un'indagine approfondita riguardo alle procedure di collegamento elettrico delle celle al circuito in tecnologia MCPCB potrebbe portare sicuramente ad una riduzione del deterioramento delle performance delle celle e quindi ad un incremento medio dell'efficienza operativa del sistema di generazione elettrica.

In un'ottica di maggior integrazione delle componenti a vantaggio di una minor carico computazionale gravante sulla logica di controllo inoltre sarebbe auspicabile lo sviluppo di circuito logico integrato da associare all'attuale circuito del sensore di puntamento solare.

E sempre riguardo al sensore si ritiene che prevedere la presenza di un secondo elemento sensibile in grado di offrire una valutazione più ampia ancorchè più grossolana della posizione del sole possa aumentare, insieme ad opportune procedure di interpretazione dei segnali, il grado di automazione del sistema nel suo complesso. E

proprio al fine di aumentare il grado di automazione dell'impianto una delle modifiche necessarie al codice di controllo è quella dell'implementazione di procedure automatiche di avvio e arresto affidabili.

APPENDICI

Appendice A.

Codice di acquisizione e controllo per le misure sulle celle (formato m-file per Matlab)

```
function varargout = IV_cellegrandi_sasha(varargin)
% IV_CELLEGRANDI_SASHA M-file for IV_cellegrandi_sasha.fig
%   IV_CELLEGRANDI_SASHA, by itself, creates a new IV_CELLEGRANDI_SASHA or raises
the existing
%   singleton*.
%
%   H = IV_CELLEGRANDI_SASHA returns the handle to a new IV_CELLEGRANDI_SASHA or
the handle to
%   the existing singleton*.
%
%   IV_CELLEGRANDI_SASHA('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the
local
%   function named CALLBACK in IV_CELLEGRANDI_SASHA.M with the given input
arguments.
%
%   IV_CELLEGRANDI_SASHA('Property','Value',...) creates a new
IV_CELLEGRANDI_SASHA or raises the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
%   applied to the GUI before IV_cellegrandi_sasha_OpeningFunction gets called.
An
%   unrecognized property name or invalid value makes property application
%   stop. All inputs are passed to IV_cellegrandi_sasha_OpeningFcn via varargin.
%
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help IV_cellegrandi_sasha

% Last Modified by GUIDE v2.5 05-Apr-2011 12:51:08

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @IV_cellegrandi_sasha_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @IV_cellegrandi_sasha_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',   [] , ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end

end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before IV_cellegrandi_sasha is made visible.
function IV_cellegrandi_sasha_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

```

% varargin    command line arguments to IV_cellegrandi_sasha (see VARARGIN)

% Choose default command line output for IV_cellegrandi_sasha
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes IV_cellegrandi_sasha wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

end
% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = IV_cellegrandi_sasha_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout    cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject     handle to figure
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

end
% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject     handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata   reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)

%INIZIALIZZO LE VARIABILI A ZERO
curr=0;
maxpwr=0;
Voc=0;
Isc=0;
FF=0;
Rend=0;
PotLuceLux=0;
PotLuce=0;
SupAtt=0;
dI=0;

%LEGGO LE CASELLE DI TESTO
SupAtt=str2double(get(handles.edit7SA,'String'));
PotLuceLux=str2double(get(handles.edit8I1l,'String'));
filename=get(handles.edit3FileName,'String');
DeltaI=str2double(get(handles.edit4dI,'String'));
PotLuce=str2double(get(handles.edit10,'String'));
%PotLuce=PotLuceLux*0.001464;

%CREO GLI OGGETTI GPIB

g1 = gpib('ni',0,26);
fopen(g1);
volt = query(g1, '?');
g2 = gpib('ni',0,12);
fopen(g2);
fprintf(g2, ['V15X']);

%IMPOSTO IL TIMER

Deltat=0.3;
t=timer('TimerFcn',@sample,'StartDelay',Deltat,'period',Deltat,'ExecutionMode','fixe
dRate');

%CREO UN FILE .dat
fid = fopen([filename,'.dat'],'wt');

%CREO GLI HANDLE ALLE VARIABILI

```

```

mydata=guidata(hObject);
mydata.fid=fid;
mydata.g1=g1;
mydata.g2=g2;
mydata.t=t;
guidata(hObject,mydata)

start(t);

function sample(hObject, eventdata)

%IMPOSTO LA CORRENTE
deltai=DeltaI/1000000;
fprintf(g2, ['I',num2str(curr),'X']);

%MISURO LA TENSIONE
volt = query(g1, '?');
volt=volt(5:16);
V=str2num(volt);

%MEMORIZZO LA TENSIONE DI CIRCUITO APERTO
if curr==0
    Voc=V;
end

%FACCIO IL GRAFICO I-V
hold(handles.axes1,'on')
%Mantiene il valore precedente sukl grafico
plot(handles.axes1,V,-curr,'r+')

%FACCIO IL GRAFICO P-V
hold(handles.axes2,'on')
%Mantiene il valore precedente sukl grafico
plot(handles.axes2,V,-curr*V,'r+')

%SCRIVO SUL FILE
fprintf(fid,'%3.3e\t',V);
fprintf(fid,'%3.3e\n',-curr);

%INCREMENTO LA CORRENTE
curr=curr-deltai;

%CALCOLO LA POTENZA MASSIMA
if V*-curr>maxpwr
    maxpwr=V*-curr;
end

%INSERISCO LA CONDIZIONE DI TERMINE E CALCOLO I PARAMETRI
if V<0
    stop(t)

%MEMORIZZO LA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO
Isc=curr;

%CALCOLO IL FILL FACTOR (100 per averlo in percentuale)...
FF=100*maxpwr/(Voc*(-Isc));
FF=round(FF);

%CALCOLO IL RENDIMENTO (100 per averlo in percentuale, 10000
%perchè ho m^2/cm^2)...
Rend=100*10000*(maxpwr)/(PotLuca*SupAtt);

%CALCOLO LA DENSITA' DI CORRENTE DI CORTO CIRCUITO (1000 perchè

```

```

%passo da A a mA)...
dI=-1000*Isc/SupAtt;

%SCRIVO I VALORI NELLE CASELLE DI TESTO
set(handles.text12FF,'String',...
[num2str(FF),' %']);

set(handles.text11Rend,'String',...
[num2str(Rend),' %']);

set(handles.text13curr,'String',...
[num2str(dI)]);

set(handles.text16,'String',...
[num2str(Voc),'V']);

set(handles.text17,'String',...
[num2str(-1000*Isc),'mA']);

set(handles.text18,'String',...
[num2str(1000*maxpwr),'mW']);

%E SUL FILE
fprintf(fid,'Nome del File:\n');
fprintf(fid,'%s\n',filename);
fprintf(fid,'Superficie attiva della cella [cm^2]:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',SupAtt);
fprintf(fid,'Densità di potenza ricevuta [W/m^2]:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',PotLuce);
fprintf(fid,'Corrente di cortocircuito [A]:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',-Isc);
fprintf(fid,'Densità di potenza ricevuta [W/m^2]:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',PotLuce);
fprintf(fid,'Tensione di circuito aperto [V]:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',Voc);
fprintf(fid,'Potenza di picco [W]:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',maxpwr);
fprintf(fid,'Fill Factor percentuale:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',FF);
fprintf(fid,'Rendimento percentuale:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',Rend);
fprintf(fid,'Illuminazione [lux]:\n');
fprintf(fid,'%3.3e\n',PotLuceLux);

%CHIUDO IL FILE
fclose(fid);

%RIAZZERO LA CORRENTE
curr=0;
fprintf(g2, ['I',num2str(curr),'X']);

%CHIUDO I COLLEGAMENTI CON GLI STRUMENTI
fclose(g1)
delete(g1)
clear g1
fclose(g2)
delete(g2)
clear g2

end

end
end

function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit1 as text

```



```

%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit1 as a double
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

end

function edit2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit2 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit2 as a double
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

end

function edit3FileName_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3FileName (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit3FileName as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit3FileName as a
double
end

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit3FileName_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3FileName (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

end

```

```

function edit4dI_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4dI (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
end
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit4dI as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit4dI as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit4dI_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4dI (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
end

% --- Executes on button press in pushbutton2.
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

    mydata = guidata(hObject);
    t=mydata.t;
    fid=mydata.fid;
    g1=mydata.g1;
    g2=mydata.g2;
    stop(t);

    curr=0;
    fprintf(g2, ['I',num2str(curr),'X']);

    fclose(fid);
    fclose(g1);
    delete(g1);
    clear g1;
    fclose(g2);
    delete(g2);
    clear g2;

end

% --- Executes on button press in pushbutton3.
function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

cla(handles.axes1)
cla(handles.axes2)
set(handles.text12FF,'String',...
    [' %']);

    set(handles.text11Rend,'String',...
    [' %']);

    set(handles.text13curr,'String',...
    ['']);

end

function edit5FF_Callback(hObject, eventdata, handles)

```

```

% hObject    handle to edit5FF (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit5FF as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit5FF as a double
end

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit5FF_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit5FF (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
end

function edit6Rend_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6Rend (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit6Rend as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit6Rend as a double
end

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit6Rend_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit6Rend (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
end

function edit7SA_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit7SA (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit7SA as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit7SA as a double
end

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit7SA_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit7SA (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
end

```

```

function edit8I1l_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit8I1l (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit8I1l as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit8I1l as a double
end

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit8I1l_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit8I1l (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
end

function edit9dCurr_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit9dCurr (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
end
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit9dCurr as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit9dCurr as a
double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit9dCurr_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit9dCurr (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
end

function edit10_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit10 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit10 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit10 as a double
end

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit10_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit10 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
end

```

Appendice B.
Diagramma a blocchi del programma di acquisizione e controllo
del CESARE

Appendice C.

Esempio di file di output generato dal programma di misura dei parametri delle celle

```
2.17E+00    0.00E+00    1.98E+00    5.00E-03
2.17E+00    1.00E-04    1.96E+00    5.10E-03
2.17E+00    2.00E-04    1.95E+00    5.20E-03
2.17E+00    3.00E-04    1.93E+00    5.30E-03
2.17E+00    4.00E-04    1.91E+00    5.40E-03
2.16E+00    5.00E-04    1.91E+00    5.50E-03
2.16E+00    6.00E-04    1.87E+00    5.60E-03
2.16E+00    7.00E-04    1.87E+00    5.70E-03
2.16E+00    8.00E-04    1.80E+00    5.80E-03
2.16E+00    9.00E-04    1.77E+00    5.90E-03
2.15E+00    1.00E-03    1.73E+00    6.00E-03
2.15E+00    1.10E-03    1.69E+00    6.10E-03
2.15E+00    1.20E-03    1.64E+00    6.20E-03
2.15E+00    1.30E-03    1.64E+00    6.30E-03
2.15E+00    1.40E-03    1.53E+00    6.40E-03
2.15E+00    1.50E-03    1.47E+00    6.50E-03
2.14E+00    1.60E-03    1.42E+00    6.60E-03
2.14E+00    1.70E-03    1.36E+00    6.70E-03
2.14E+00    1.80E-03    1.30E+00    6.80E-03
2.14E+00    1.90E-03    1.23E+00    6.90E-03
2.13E+00    2.00E-03    1.16E+00    7.00E-03
2.13E+00    2.10E-03    1.09E+00    7.10E-03
2.13E+00    2.20E-03    1.01E+00    7.20E-03
2.13E+00    2.30E-03    1.01E+00    7.30E-03
2.12E+00    2.40E-03    8.32E-01    7.40E-03
2.12E+00    2.50E-03    7.24E-01    7.50E-03
2.12E+00    2.60E-03    5.90E-01    7.60E-03
2.12E+00    2.70E-03    3.99E-01    7.70E-03
2.11E+00    2.80E-03    -2.96E-01    7.80E-03
2.11E+00    2.90E-03    Nome del File:
2.10E+00    3.00E-03    MB1_DJ_spv_c01
2.10E+00    3.10E-03    Superficie attiva della cella [cm^2]:
2.10E+00    3.20E-03
2.09E+00    3.30E-03    9.40E-01
2.09E+00    3.40E-03    Densità di potenza ricevuta [W/m^2]:
2.08E+00    3.50E-03
2.08E+00    3.60E-03    9.70E+02
2.07E+00    3.70E-03    Corrente di cortocircuito [A]:
2.07E+00    3.80E-03    7.90E-03
2.06E+00    3.90E-03    Tensione di circuito aperto [V]:
2.06E+00    4.00E-03    2.17E+00
2.05E+00    4.10E-03    Potenza di picco [W]:
2.05E+00    4.20E-03    1.08E-02
2.04E+00    4.30E-03    Fill Factor percentuale:
2.03E+00    4.40E-03    6.30E+01
2.03E+00    4.50E-03    Rendimento percentuale:
2.02E+00    4.60E-03    1.19E+01
2.02E+00    4.70E-03
2.00E+00    4.80E-03
2.00E+00    4.90E-03
```


Bibliografia

- [1] G. R. Whitfield et al. (1999), "The Development And Testing Of Small Concentrating PV", Solar Energy Vol. 67, Nos. 1-3, pp. 23-34.
- [2] H. Lerchenmuller et al. (2005), "Proceeding of International Conference on Solar Concentration for generation of Electricity or Hydrogen", Scottsdale, Arizona
- [3] A. Luque, V. M. Andreev (2007), "Concentrator Photovoltaics", Springer Press
- [4] R. Winston, J. C. Miñano, P. Benitez (2005), "Nonimaging Optics", Elsevier Academic Press.
- [5] E. Muñoz et al. (2009), "CPV Standardization: An Overview", Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, pp. 518-523.
- [6] EurObserv'ER (2012), "Photovoltaic Barometer 2011"
- [7] EurObserv'ER (2011), "Photovoltaic Barometer 2010"
- [8] EurObserv'ER (2011), "The State of Renewable Energies in Europe – 10th EurObserv'ER Report"
- [9] Andy Extance, Carlos Marquez (2011), "The Concentrated Photovoltaics Industry Report 2010", CPV Today
- [10] Società Italiana di Fisica (2008), "Energia in Italia: Problemi e prospettive (1990-2020)"
- [11] M.S. Tyagi (1991), "Introduction to Semiconductor Materials and Devices", Capitolo 12 - Optoelectronic Devices, New York, John Wiley and Sons
- [12] Sociedade Portuguesa de Energia Solar (2008), "1st International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings - Eurosun2008 - Book of abstracts", Lisbona
- [13] G. Chiani, M. De Lucia et al. (2008), "Efficiency of a linear parabolic mirror for geometrical deformations", Eurosun 2008 - Atti del congress - 098, 7-10 Ottobre, Lisbona, Portogallo
- [14] G. Chiani, M. De Lucia et al. (2008), "Placement and orientation of solar troughs", Eurosun 2008 - Atti del congress - 100, 7-10 Ottobre, Lisbona, Portogallo
- [15] G. Johnson (2009), "Plugging into the Sun", National Geographic, USA, n.216-3, september, pp.28-52

- [16] M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi (2009), "Verso una energia sostenibile", Le Scienze, Italia, Le Scienze s.p.a., n.496, dicembre, pp.52-59
- [17] SMA Solar Technology AG (2010), "Sunny Boy 1200 - datasheet"
- [18] SMA Solar Technology AG (2010), "Interfaccia RS485 - datasheet"
- [19] D. Cocco, C. Palomba, P. Puddu (2008), "Tecnologie delle energie rinnovabili", SGEEditoriali, Padova
- [20] F. Groppi, C. Zuccaro (2011), "Impianti solari fotovoltaici a norme CEI", Editoriale Delfino, Milano
- [21] N. De Leo (2010), "Sistemi di Tracking e Controllo per Impianti Solari", Tesi di Dottorato in Energetica e Tecnologie Industriali Innovative, Scuola di Dottorato in Ingegneria Industriale, Università degli Studi di Firenze
- [22] P. Giovannetti (2010), "Sviluppo, Realizzazione e Caratterizzazione di Sistemi Solari Termici e Fotovoltaici Lineari a Concentrazione", Tesi di Dottorato in Energetica e Tecnologie Industriali Innovative, Scuola di Dottorato in Ingegneria Industriale, Università degli Studi di Firenze
- [23] L. Maugeri (2008), "Con tutta l'energia possibile", Sperling & Kupfer (collana "Energia e Management"), Milano
- [24] G. Pierucci (2010), "Analisi ottica di un sistema PVC Parabolic Trough e progettazione di ottiche secondarie ottimizzate", Tesi di Laurea specialistica in Ingegneria Energetica, Università degli Studi di Firenze
- [25] D. Visi (2011), "Caratterizzazione sperimentale di un concentratore termo-fotovoltaico", Tesi di Laurea in Ingegneria Industriale, Università degli Studi di Firenze
- [26] K.C. Heasman, A. Cole et al. (2007), "Development of laser grooved buried contact solar cells for use at concentration factors up to 100X", Narec, Photovoltaic papers, England
- [27] A. Cole, K.C. Heasman et al. (2007), "Front contact modeling of monocrystalline silicon laser grooved buried contact solar cells", Narec, Photovoltaic papers, England
- [28] IEA (2011), "World Energy Outlook 2011", www.iea.org
- [29] IEA (2012), "World Energy Outlook 2012", www.iea.org
- [30] CESI (2009), "Specifica Tecnica Preliminare per Celle Solari da Usare in Sistemi a Concentrazione", REV.0

- [31] Keithley Instruments(1981), "Service Manual – Model 181 Digital Nanovoltmeter", Document no.30816, Ohio, USA
- [32] Keithley Instruments(1982), "Operator's Manual – Model 181 Digital Nanovoltmeter", Document no.32421, Ohio, USA
- [33] Keithley Instruments(1982), "Instruction Manual – Model 220 Programmable Current Source", Document no.220-901-01, Rev.H, VIII ristampa – Agosto 2000, Ohio, USA
- [34] Keithley Instruments(1982), "Programming Manual – Model 220, 230 Programmable Current Source", Document no.220-901-01, Rev.C, III ristampa – Maggio 2000, Ohio, USA
- [35] E. Becquerel (1839), "Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumiere solaire au moyen des courants electriques", Comptes Rendus de L'Academie des Sciences, vol. 9, pp. 145-149
- [36] STMicroelectronics (2011), "SPV1001 - Cool bypass switch for photovoltaic applications", technical paper, Doc ID 18076 Rev 2
- [37] G. Timò (2011), "Concentrating Photovoltaics", Technical Guide of QualEnergia.it, Power Generation System Department - Concentrating Photovoltaic and Leds Head, Italia
- [38] F. Chenlo, M. Cid (1987), "A linear concentrator photovoltaic module: analysis of non-uniform illumination and temperature effects on efficiency", Sol. Cells 20