



UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE
Scuola di Dottorato di Ricerca in Scienze dell'Ingegneria
Curriculum Energetica

Studio e sviluppo
di sistemi solari a concentrazione

Tutor:

Chiar.mo Prof. Gabriele Comodi

Tesi di Dottorato di:

Ing. Lorenzo Egidi

Coordinatore del Curriculum:

Chiar.mo Prof. Ferruccio Mandorli



UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE
Scuola di Dottorato di Ricerca in Scienze dell'Ingegneria
Curriculum Energetica

Studio e sviluppo
di sistemi solari a concentrazione

Tutor:

Chiar.mo Prof. Gabriele Comodi

Tesi di Dottorato di:

Ing. Lorenzo Egidi

Coordinatore del Curriculum:

Chiar.mo Prof. Ferruccio Mandorli

Sommario

Introduzione	1
Capitolo primo	4
1. Lo scenario energetico	4
1.1. Politiche ambientali.....	5
1.1.1. Protocollo di Kyoto	5
1.1.2. L'Unione Europea	6
1.2. Mix energetico.....	9
1.2.1. Mondiale.....	9
1.2.2. Europeo	10
1.2.3. Italia.....	12
1.3. Energie rinnovabili.....	13
1.3.1. Energia idroelettrica	14
1.3.2. Energia geotermica.....	15
1.3.3. Energia eolica.....	16
1.3.4. Biomasse	17
1.3.5. Energia solare.....	18
1.3.6. Energia marina	18
Capitolo secondo	20
2. L'energia solare.....	20
2.1. Il sole e la radiazione solare	20
2.1.1. L'orbita terrestre.....	23
2.2. Solare fotovoltaico	25
2.2.1. Effetto fotovoltaico	25
2.2.2. Cella fotovoltaica	28
2.2.3. Dalla cella all'impianto fotovoltaico	35
2.3. Solare termico	36
Capitolo terzo	41

3.	La tecnologia a concentrazione	41
3.1.	Il fotovoltaico a concentrazione	45
3.1.1	Celle fotovoltaiche multigiunzione	46
3.1.2	Ottica di concentrazione primaria	52
3.1.3	Ottiche secondarie	59
3.1.4	Sistema d'inseguimento	63
3.2	Tipologie d'impianto.....	65
3.3	Solare termico a concentrazione	69
3.3.1	Concentratori solari	70
3.3.2	Conversione energia solare in energia elettrica.....	76
	Capitolo quarto.....	78
4.	Prove sperimentali CPV	78
4.1	Prove indoor	78
4.1.1	Componenti fotovoltaico a concentrazione.....	78
4.1.2	Banco ottico indoor	87
4.1.3	Prestazioni celle fotovoltaiche e delle ottiche secondarie	94
4.2	Prove outdoor	122
4.2.1	Banco di prova outdoor	122
4.2.2	Caratterizzazione outdoor delle fotovoltaiche e delle ottiche secondarie.	127
	Capitolo quinto.....	143
5.	Monitoraggio impianto HCPV	143
5.1	Impianto HCPV.....	144
5.1.1	Dati tecnici	145
5.1.2	Strumenti di misura	147
5.2	Analisi delle prestazioni	149
5.2.1	Effetto dello sporco sulle prestazioni	163
5.2.2	Dati di temperatura.....	165
5.2.3	Inseguimento	171
5.3	Problematiche riscontrate.....	174

Capitolo sesto	175
6. Solare termico a concentrazione	175
6.1. Prototipo CSP	176
6.1.1. Struttura	177
6.1.2. Eliostati	177
6.1.3. Sistema di movimentazione	178
6.1.4. Ricevitore	179
6.1.5. Circuito idraulico	180
6.1.6. Scheda di controllo	185
6.2. Strumenti di misura	187
6.2.1. Sonde di temperatura	187
6.2.2. Misuratori di portata	188
6.2.3. Pireliometro	191
6.3. Risultati campagna sperimentale	192
6.3.1. Misuratore di portata Altecnic USC	192
6.3.2. Misuratore di portata Omega	201
6.4. Validazione del modello numerico	208
6.4.1. Modello numerico	208
6.4.2. Risultati modello numerico	211
6.4.3. Produzione annua	213
6.4.4. Studio parametri geometrici	214
6.5. Sistema CSP di taglia superiore	226
6.5.1. Calcolo delle prestazioni tramite il modello numerico	228
Conclusioni e sviluppi futuri	230
Bibliografia	234
Indice delle figure	240

Introduzione

La disponibilità energetica è stata sempre una componente essenziale della civiltà umana, in quanto l'utilizzo sempre più globale dell'energia ha portato ad un miglioramento della qualità della vita e del benessere, ma ha anche generato effetti nocivi per l'ambiente. Negli ultimi 150 anni il consumo energetico planetario è sempre cresciuto stabilmente, tale consumo veniva soddisfatto per quasi la totalità mediante l'utilizzo dei combustibili fossili.

Tale modello di sviluppo che ha caratterizzato soprattutto le società industriali, ha iniziato a dare segni di cedimento nei primi anni del 2000. La crisi che ha avuto inizio nel 2008 prima negli Stati Uniti per poi estendersi in Europa e in altri paesi, e che ancora oggi è presente in forme diverse, ha messo in ginocchio un sistema industriale ed economico, coinvolgendo in primo luogo le questioni dell'energia e dell'ambiente, che sembrava fino a pochi anni fa inarrestabile. I rapporti dell'ENEA dei primi anni del duemila, hanno messo in evidenza che a causa della crisi economica si sia reso meno stringenti i vincoli legati all'uso delle risorse energetiche e al loro impatto ambientale.

Durante i periodi di crisi l'innovazione assume un ruolo fondamentale soprattutto per la creazione del benessere e per il rilancio della crescita. Di conseguenza durante questi periodi diventa molto importante cogliere le opportunità che si presentano per un nuovo sviluppo sia di tipo economico, industriale o ambientale; soprattutto se lo sviluppo energetico si configura come un punto fondamentale, e maggiormente se lo sviluppo è accoppiato con la sostenibilità per la salvaguardia dell'ambiente e del pianeta.

L'attenzione sarà focalizzata sullo sviluppo energetico e sulla sostenibilità ambientale, in quanto è necessaria una presa di coscienza per creare un modello di sviluppo sempre più sostenibile; perché non è possibile continuare ad utilizzare le risorse energetiche in maniera incontrollata. Soprattutto bisogna controllare e limitare l'utilizzo delle risorse non rinnovabili, in quanto hanno un'estensione finita e tendono quindi ad esaurirsi e causano danni ambientali, attraverso l'emissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera, come l'effetto serra ed il riscaldamento globale.

La creazione di un sistema che si basi sullo sviluppo sostenibile e sulla sostenibilità ambientale sarà una grande sfida per le generazioni future; ma un uso sempre più diffuso delle energie rinnovabili avrà un ruolo fondamentale per raggiungere un obiettivo così importante. Un percorso per raggiungere lo sviluppo sostenibile può essere quello dell'efficienza energetica e dello sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili.

Negli ultimi anni si è formata un legame tra le parole, fonte energetica rinnovabile ed energia sostenibile e tra fonti rinnovabili e rispetto per l'ambiente. Però bisogna fare una distinzione, se è vero che una fonte energetica per essere sostenibile deve essere rinnovabile; non tutte le fonti rinnovabili, o almeno non tutte le applicazioni delle fonti rinnovabili rappresentano criteri di sostenibilità da un punto di vista globale. In quanto, alcune fonti rinnovabili, sono soltanto rinnovabili dal punto di vista energetico e non per l'intero ciclo di vita del prodotto, soprattutto per quanto riguarda lo smaltimento del prodotto alla fine del ciclo di vita. Invece per quanto riguarda l'efficienza bisogna razionalizzare i consumi e aumentare l'efficienza per quanto riguarda la rete di produzione e distribuzione dell'energia. Inoltre la micro-generazione distribuita di energia unita alla tecnologia per la gestione dei carichi (Smart Grid) rappresentano una realtà con ampi margini di sviluppo. Tra le energie rinnovabili, l'energia solare occupa un posto di rilievo in quanto è una delle risorse più ampiamente disponibile.

Negli ultimi anni, grazie sia ad un sistema di incentivi, sia alle economie di scala che hanno favorito un calo dei prezzi, c'è stata una grande diffusione dei pannelli fotovoltaici e termici. Tutto ciò ha portato che in alcune regioni con elevati livelli di radiazione solare si è raggiunta la condizione di grid parity; ovvero il costo di produzione dell'energia mediante i moduli è competitivo con le centrali tradizionali a combustibili fossili. Attualmente questi sistemi hanno raggiunto la maturità tecnologica e non sono attesi ulteriori sviluppi, in quanto il costo aggiuntivo del pannello non giustificherebbe la produzione di energia supplementare [1][2][3].

Questo elaborato è focalizzato sulla tecnologia solare a concentrazione, considerata una delle tecnologie più promettenti per lo sfruttamento dell'energia solare, in quanto permette di superare molti limiti della tecnologia fotovoltaica e termica tradizionale. Inoltre, la tecnologia a concentrazione consente di raggiungere più rapidamente la grid parity, poiché mostra il trend più rapido per la riduzione dei costi di produzione dell'energia da fonte solare. In particolare ci si concentrerà sullo sviluppo sperimentale di prototipi e dei componenti di impianti solari a concentrazione di piccola taglia per la produzione di energia elettrica e termica. Più precisamente, riguardo al fotovoltaico a concentrazione, ci si concentrerà sullo studio delle celle fotovoltaiche a tripla giunzione e sulle ottiche secondarie, mentre per quanto riguarda il solare termico a concentrazione verrà eseguita un'analisi sperimentale su di un prototipo ideato per utenze di piccola taglia. Tali applicazioni rientrano tra le più innovative, in quanto oggi, la tecnologia a concentrazione ha avuto un grande sviluppo soltanto per gli impianti di grandi dimensioni. Tuttavia c'è un crescente interesse per gli impianti di piccole e medie dimensioni grazie sia alla loro maggior flessibilità e minori costi di capitale, sia per una maggiore efficienza e minore occupazione di suolo rispetto al fotovoltaico tradizionale, che li rendono particolarmente adatti per essere integrati negli edifici nuovi ed esistenti. Attualmente, l'utilizzo dei sistemi solari a concentrazione di piccola taglia

per applicazione civili ed industriali è molto limitata e l'integrazione di tali sistemi negli edifici è limitata alle sole simulazioni.

Per prima cosa, nel capitolo 1 si analizzerà le principali politiche ambientali adottate per ridurre le emissioni di sostanze inquinanti e favorire l'uso delle energie rinnovabili. Verranno analizzate l'evoluzione negli anni dei mix energetici mondiale, europeo ed italiano. Inoltre saranno analizzate le principali fonti di energia rinnovabile.

Nel secondo capitolo sarà approfondita l'energia solare e verranno illustrati i principi di funzionamento e le principali caratteristiche sia della tecnologia del solare fotovoltaico sia del solare termico con le principali tipologie d'impianto.

Nei capitoli successivi verranno trattate le tecnologie solari a concentrazione. In particolare nel capitolo 3 sarà spiegato il principio di funzionamento dei sistemi a concentrazione e le funzioni dei principali componenti degli impianti. Inoltre verranno illustrate le più importanti tipologie impiantistiche con le relative caratteristiche.

Nel capitolo 4 verranno illustrati i componenti del fotovoltaico a concentrazione utilizzati durante le prove e l'attrezzatura usata per allestire i banchi di prova indoor ed outdoor. Di seguito verranno presentati i risultati ottenuti durante le prove indoor e outdoor, dove sono state testate due celle fotovoltaiche con la medesima parte fotosensibile, ma realizzate con due tecnologie differenti (IMS e DBC). Insieme alle celle fotovoltaiche sono state testate anche differenti ottiche secondarie sia riflettive che rifrattive. Tramite il banco di prova indoor è stato possibile effettuare i test sia delle celle che delle ottiche secondarie in condizioni controllate, mentre con il banco di prova outdoor si è testato il tutto in condizioni di funzionamento reali.

Grazie alla collaborazione tra l'università e l'azienda HT Sun è stato installato all'interno del campus un impianto HCPV da 7 kWe. Nel capitolo 5 verranno esposti i risultati emersi durante i 3 anni di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico a concentrazione. Durante il monitoraggio, oltre alle prestazioni dell'impianto, sono stati valutati anche l'effetto dello sporco sulle prestazioni, la precisione d'inseguimento e l'effetto della temperatura sulle prestazioni del sistema.

Per quanto riguarda il solare termico a concentrazione, nel capitolo 6 verranno presentati i risultati ottenuti dall'analisi sperimentale di un prototipo che sfrutta il principio dei sistemi a torre centrale. Il prototipo è stato progettato e realizzato per soddisfare le esigenze delle utenze di piccola taglia come ad esempio per la produzione di acqua calda sanitaria nelle utenze domestiche, riscaldamento delle piscine private o come integrazione alla caldaia tradizionale.

Capitolo primo

1. Lo scenario energetico

La continua crescita del fabbisogno energetico mondiale, dovuta soprattutto ad un incremento della popolazione mondiale ed ai paesi emergenti, rende sempre più importante la tematica della sostenibilità ambientale.

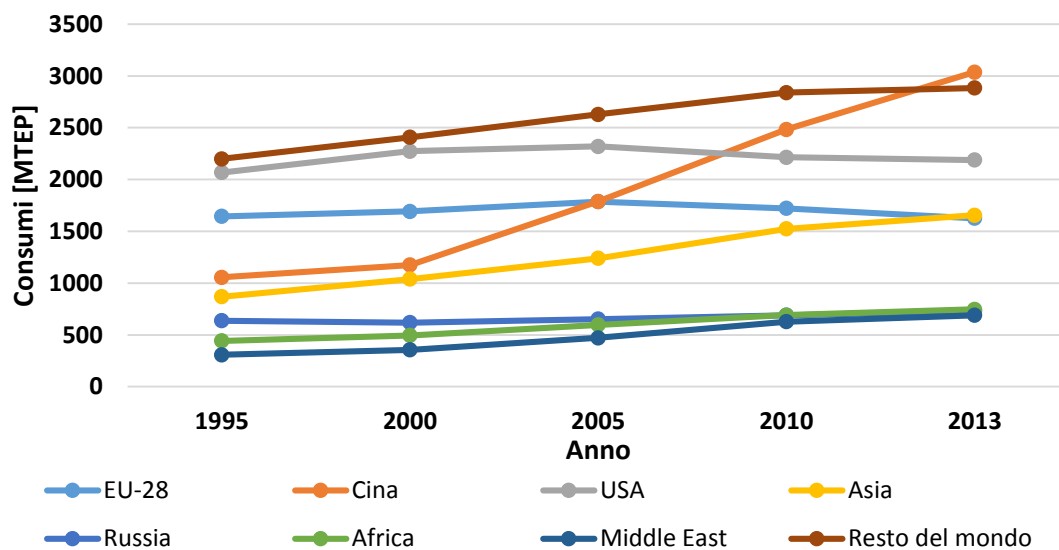


Figura 1: Consumi energia primaria 1995 - 2013[4]

Dalla figura 1 è possibile vedere come la crisi economica che ha colpito l'occidente (Usa e Europa) ne ha diminuito i consumi di energia, invece i paesi come la Russia e soprattutto la Cina hanno continuato ad aumentare il proprio fabbisogno di energia primaria negli anni. Nel 2013 si è raggiunto un consumo globale di 13555 Mtep, rispetto al 2000 si è avuto un incremento dei consumi di energia primaria pari al 25%. Il continuo aumento del fabbisogno energetico mondiale mostra ampie criticità sia in termini di sfruttamento delle risorse primarie sia in termini ambientali come gli effetti climalteranti e delle emissioni.

Per affrontare il problema della sostenibilità del nostro modello di sviluppo non bisogna soltanto agire sull'aspetto tecnologico ma bisogna agire anche per quanto riguarda il lato sociale ed amministrativo/legislativo.

Dal punto di vista tecnologico, dai primi anni 2000 si è visto uno sviluppo molto rapido delle fonti rinnovabili, soprattutto per quanto riguarda il fotovoltaico e l'eolico, per mitigare l'effetto dei sistemi tradizionali di produzione dell'energia [5][6][7]. Spesso lo sviluppo e la diffusione di queste

tecnologie è legata ai meccanismi di incentivazione [8] usati dai vari paesi al fine di rispettare i limiti di emissioni imposte dagli accordi internazionali. Tali politiche incentivanti sono senz'altro positive in quanto aiutano la diffusione di tali tecnologie, soprattutto per quanto riguarda il fotovoltaico [1][2], e la riduzione sia delle emissioni, sia della dipendenza dalle fonti fossili; però possono portare alla formazione di bolle speculative. Negli ultimi anni si sono visto grandi miglioramenti per quanto riguarda la gestione delle risorse tramite l'avvento delle Smart Grid.

Invece dal punto di vista legislativo è stata fatta una campagna di sensibilizzazione attraverso leggi e direttive che impongono la riduzione delle emissioni inquinanti. L'Unione Europea è capofila per quanto riguarda la campagna di sensibilizzazione grazie ai finanziamenti messi a disposizione dal programma Horizon 2020. Nei capitoli seguenti verranno illustrate le principali politiche ambientali adottate nel corso degli anni.

1.1. Politiche ambientali

1.1.1. Protocollo di Kyoto

La data storica che ha segnato l'avvio delle politiche ambientali a livello internazionale è 11 dicembre 1997, giorno in cui 160 paesi hanno sottoscritto il protocollo di Kyoto. Tale protocollo proviene dalla UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change), programma quadro che non prevedeva limiti, poi imposti attraverso successivi protocolli redatti nelle COP (Conference of Parties). Perché il trattato potesse entrare in vigore, si richiedeva che fosse ratificato da non meno di 55 nazioni firmatarie e che le nazioni che lo avessero ratificato producessero almeno il 55% delle emissioni inquinanti; quest'ultima condizione è stata raggiunta solo nel novembre del 2004, quando anche la Russia ha perfezionato la sua adesione.

I paesi che hanno sottoscritto tale protocollo si impegnano a ridurre le emissioni di sostanze nocive (biossido di carbonio ed altri cinque gas serra, ovvero metano, ossido di diazoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoruro di zolfo) di una quota variabile da nazione a nazione, rispetto alle emissioni registrate nel 1990, preso come anno di riferimento, nel periodo 2008-2012.

A fine del 2012 i paesi che hanno sottoscritto il protocollo di Kyoto sono 192.

Nazione	Kyoto target 2008-2012
Canada	-6%
Unione Europea	-8%

Italia	-6.5%
Germania	-21%
Francia	0%
Grecia	+25%
Irlanda	+13%
Spagna	+15%
Regno Unito	-12.5%
Australia	+8%
Giappone	-6%
Russia	0%
Portogallo	+27%
Olanda	-6%

Tabella 1: Obiettivi Protocollo di Kyoto

Le quote di riduzione delle emissioni inquinanti delle varie nazioni tengono conto delle differenti economie, infatti per le nazioni più energivore si hanno limiti più stringenti, mentre si hanno margini meno stringenti per le nazioni meno sviluppate. Invece sono escluse dal protocollo tutti i paesi in via di sviluppo o con economie deboli le quali non sono in grado di effettuare gli investimenti necessari per ridurre le immissioni di sostanze inquinanti.

Durante la conferenza del UNCCC del 2012 a Doha, è stato stilato un accordo per estendere il protocollo fino al 2020; purtroppo soltanto pochi paesi hanno aderito all'estensione del protocollo, l'Unione Europea è uno di essi, mentre hanno rifiutato paesi come il Canada, Russia, USA, Cina, Brasile ed India.

1.1.2 L'Unione Europea

L'unione europea è da tempo impegnata per affrontare i cambiamenti climatici attraverso la sostenibilità ambientale e la riduzione degli inquinanti. A livello europeo una delle prime misure politiche per ridurre le emissioni di gas a effetto serra, è stato il programma ECCP (European Climate Change Programme) avviato nel 2000. L'obiettivo del programma era quello di individuare e sviluppare tutti gli elementi necessari per attuare il protocollo di Kyoto. Nel Dicembre del 2002, l'Unione Europea ha lanciato l'EU ETS (European Union Emission Trading System) il primo e il più grande mercato del carbonio. L'EU ETS è entrato in funzione il 1° gennaio 2005 tramite la direttiva 2003/87/CE. Tale mercato venne integrato all'interno del protocollo di Kyoto. Il protocollo prevedeva anche un sistema di meccanismi flessibili per la riduzione delle emissioni inquinanti, composto da:

Capitolo 1: Lo scenario energetico

- Clean Development Mechanism: prevede la realizzazione di progetti nei paesi in via di sviluppo che prevedano la riduzione delle emissioni dei gas serra e lo sviluppo economico e sociale nei paesi ospitanti, e crediti di emissioni per i paesi che effettuano l'intervento;
- Joint implementation: consente la collaborazione tra più paesi per la realizzazione di progetti;
- International Emission Trading: permette lo scambio di crediti di emissioni; un paese che ha ottenuto una riduzione superiore al proprio obiettivo può cedere o vendere la parte eccedente ad un paese che non ha raggiunto l'obiettivo prefissato.

Lo schema è diviso in più parte, la prima fase ricopre il periodo 2000-2007, la seconda fase ricopre il periodo tra il 2008 – 2012, mentre la terza fase è iniziata nel 2013 e terminerà nel 2020.

Gli obiettivi per il 2020 sono:

- Riduzione del 20% dei consumi di fonte primarie rispetto alle previsioni, mediante l'aumento di efficienza;
- Riduzione del 20% di gas climalteranti, secondo gli impegni presi con il protocollo di Kyoto. La direttiva 2009/29/CE modifica la precedente al fine di migliorare ed estendere lo scambio delle quote;
- 20% di quota di fonti rinnovabili nella copertura dei consumi finali. A tal fine è stata emanata la direttiva 2009/28/CE

Anche in questo caso, come il protocollo di Kyoto, si ha la ripartizione dell'obiettivo tra i vari stati. Gli obiettivi gravano di meno sui nuovi stati membri e sui paesi con economie più deboli. Partendo dalla stima del 2020 e dalla situazione del 2005, l'obiettivo viene suddiviso in due parti, la prima parte uguale per ogni paese, invece la seconda parte è legata alla popolazione ed al PIL. Per quanto riguarda l'Italia l'obiettivo è di raggiungere il 17% di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Stato membro	Quota parte di energia da FER rispetto al consumo finale		
	Anno 2005	Anno 2013	Anno 2020
Austria	23.3%	32.6%	34.0%
Belgio	2.2%	7.9%	13.0%
Bulgaria	9.4%	19%	16.0%
Cipro	2.9%	8.1%	13.0%
Danimarca	17.0%	27.2%	30.0%
Estonia	18.0%	25.6%	25.0%
Finlandia	28.5%	36.8%	38.0%
Francia	10.3%	14.2%	23.0%

Capitolo 1: Lo scenario energetico

Germania	5.8%	12.4%	18.0%
Grecia	6.9%	15.0%	18.0%
Irlanda	3.1%	7.8%	16.0%
Italia	5.2%	16.7%	17.0%
Lettonia	34.9%	37.1%	42.0%
Lituania	15.0%	23.0%	23.0%
Lussemburgo	0.9%	3.6%	11.0%
Malta	0.0%	3.8%	10.0%
Olanda	2.4%	4.5%	14.0%
Polonia	7.2%	11.3%	15.0%
Portogallo	20.5%	25.7%	31.0%
Regno Unito	1.3%	5.1%	15.0%
Repubblica Ceca	6.1%	12.4%	13.0%
Repubblica Slovacca	6.7%	9.8%	14.0%
Romania	17.8%	23.9%	24.0%
Slovenia	16.0%	21.5%	25.0%
Spagna	8.7%	15.4%	20.0%
Svezia	39.8%	52.1%	49.0%
Ungheria	4.3%	9.8%	13.0%

Tabella 2: Quota fonti rinnovabili

1.2 Mix energetico

1.2.1 Mondiale

Il mix energetico mondiale è composto principalmente dal petrolio ed i suoi derivati, dal carbone e dai combustibili gassosi come il metano e dalle fonti rinnovabili (in particolare eolico, solare, biomasse ed idroelettrico), dal nucleare e da altre fonti di energia.

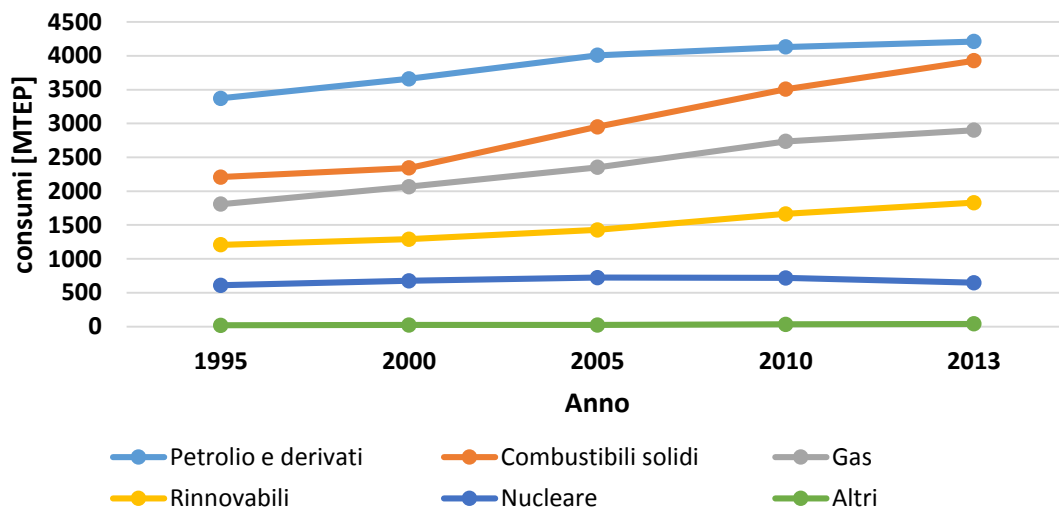


Figura 2: Consumi energetici mondiali in MTEP[4]

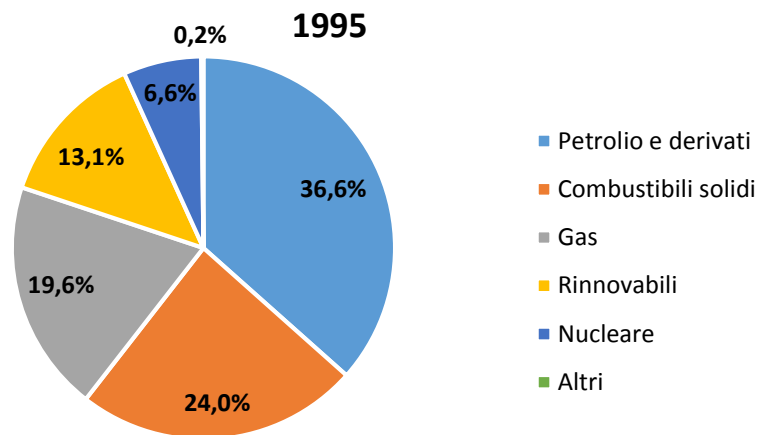


Figura 3: Mix energetico mondiale nel 1995[4]

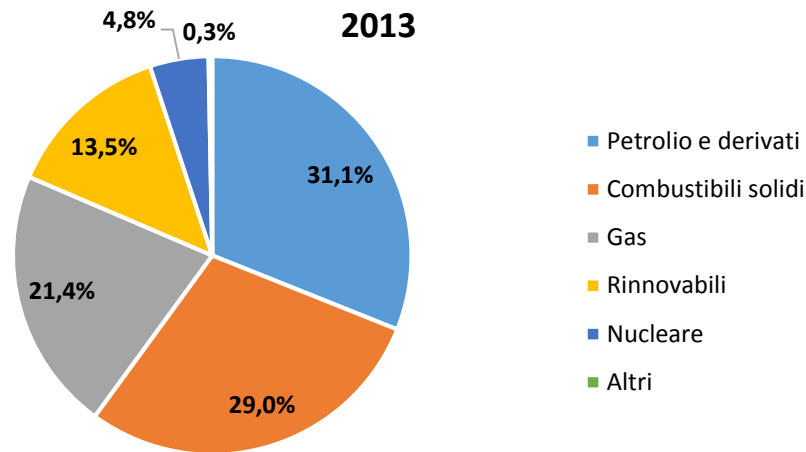


Figura 4: Mix energetico mondiale nel 2013[4]

Dalle figure 3 e 4 è possibile vedere come negli ultimi anni si sia fermata la crescita di richiesta di petrolio in quanto è passato dal 36,6% del 1995 al 31,1% del 2013; invece si è avuto un aumento di richiesta per quanto riguarda il carbone ed il gas naturale, si è passato rispettivamente dal 24 al 29% e dal 19,6 al 21,4%. Per quanto riguarda le energie rinnovabili la loro quota è rimasta stabile, infatti sia nel 1995 che nel 2013 si aveva una percentuale del 13%.

1.2.2 Europeo

In Europa (28 paesi) la situazione cambia rispetto a quella mondiale, in quanto l'uso di petrolio e derivati a partire dal 2005 diminuisce. Per il carbone è possibile notare una diminuzione già dal 1995 per quanto riguarda il suo utilizzo, invece le energie rinnovabili nel corso degli anni aumentano sempre di più la propria quota di utilizzo.

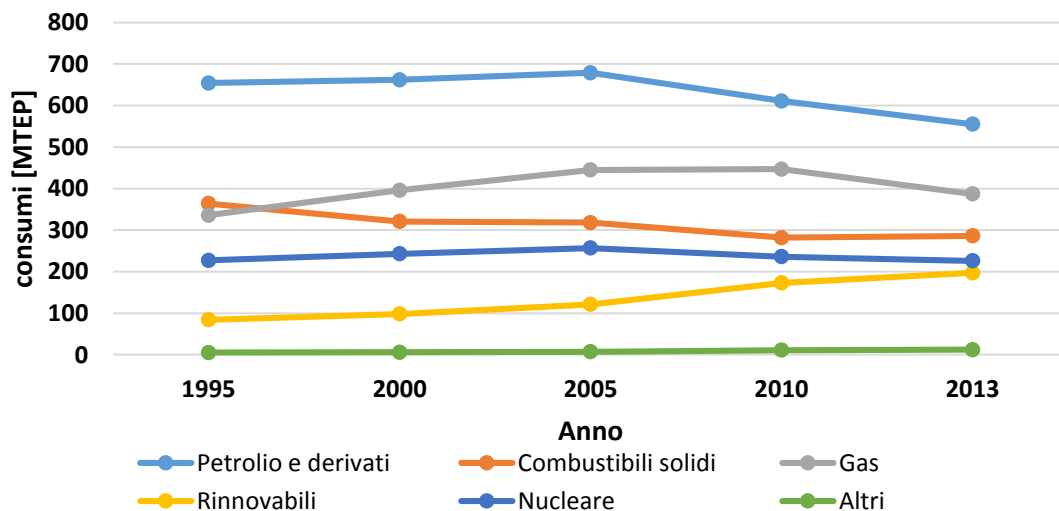


Figura 5: Consumi energetici europei 1995- 2013[4]

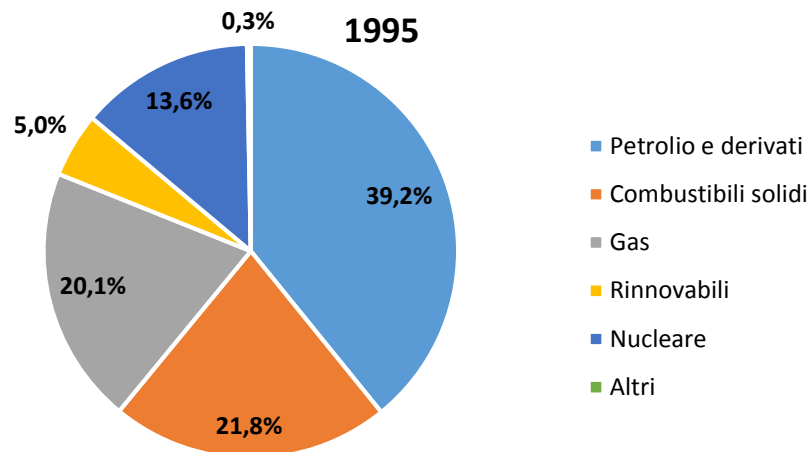


Figura 6: Mix energetico europeo nel 1995[4]

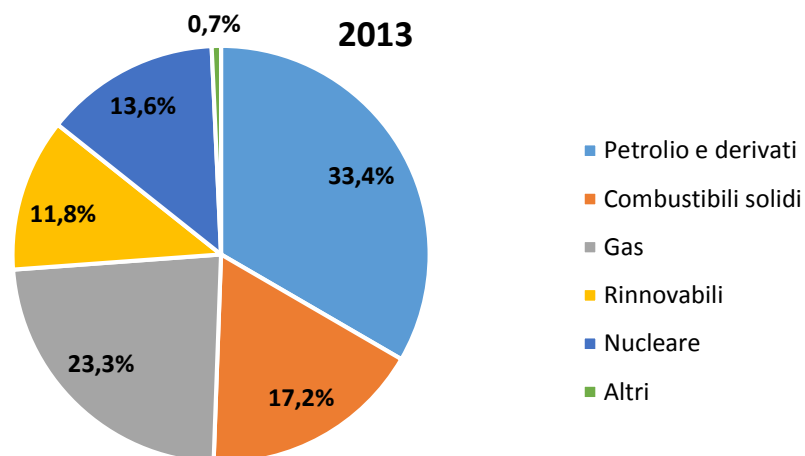


Figura 7: Mix energetico europeo nel 2013[4]

Come detto in precedenza l'utilizzo del petrolio e del carbone sono diminuiti, infatti passano rispettivamente dal 39,2% del 1995 al 33,4% del 2013 e dal 21,8 al 17,2%. Invece è aumentata la dipendenza da gas naturale che passa dal 20,1% al 23,3%. Aumenta lo sfruttamento delle energie rinnovabili che dal 5% arrivano nel 2013 a quasi il 12%, mentre lo sfruttamento dell'energia nucleare rimane quasi costante negli anni.

1.2.3 Italia

In Italia la situazione non cambia di molto rispetto al mix energetico europeo, la differenza più sostanziale è dovuta dall'assenza del nucleare in Italia, tale mancanza viene compensata con una maggiore percentuale di gas naturale.

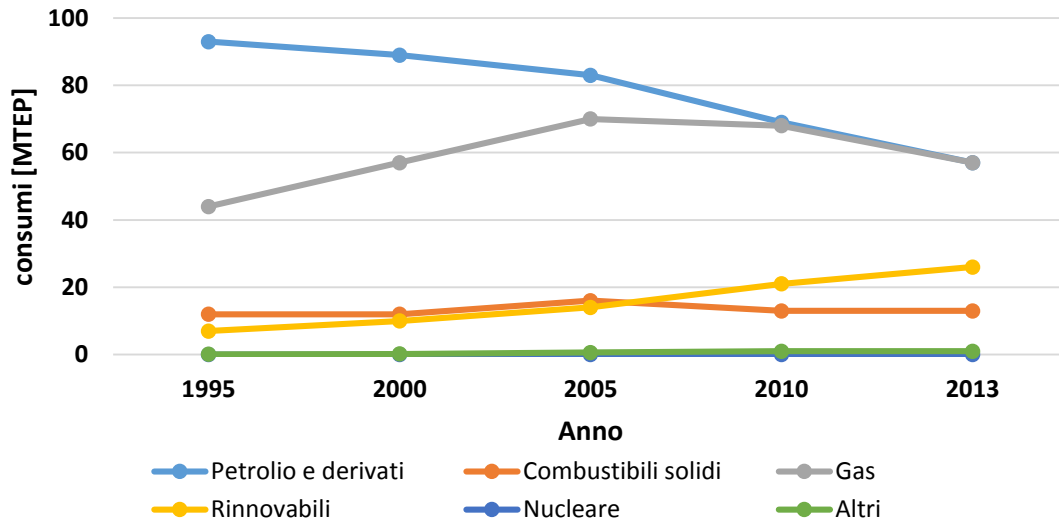


Figura 8: Consumi energetici in Italia 1995-2013[4]

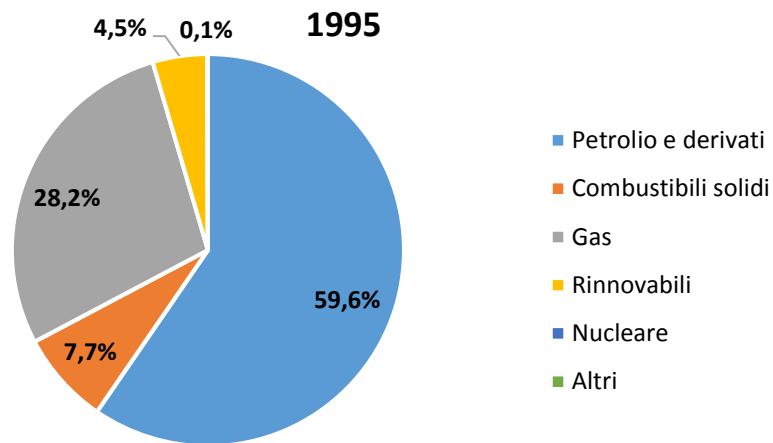


Figura 9: Mix energetico italiano nel 1995[4]

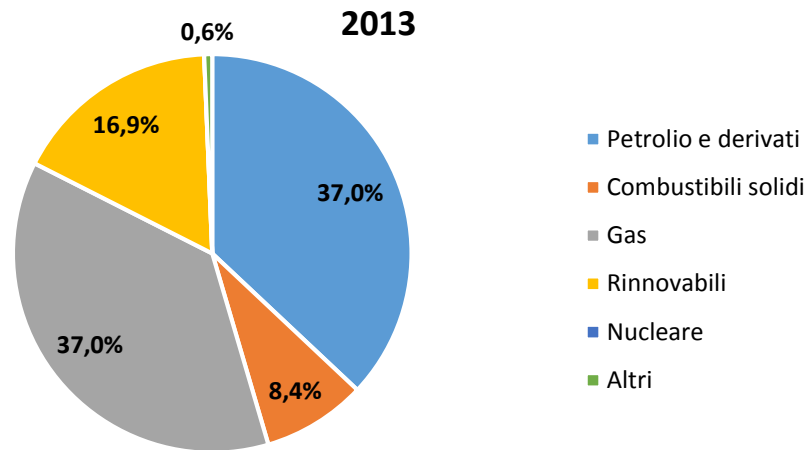


Figura 10: Mix energetico italiano nel 2013[4]

Da notare che lo sfruttamento delle energie rinnovabili è passato dal 4,5% del 1995 a quasi il 17% del 2013. Inoltre è possibile vedere che l'uso di petrolio e derivati è sceso dal 59,6% al 37%, mentre la percentuale di gas naturale è passata dal 28% al 37% del 2013.

1.3 Energie rinnovabili

L'energia rinnovabile viene definita come quell'energia che si rigenera con la stessa velocità con cui si utilizza e non è esauribile nella scala dei tempi umani. In realtà non esiste una definizione univoca dell'insieme delle fonti rinnovabili, in quanto, in diversi ambiti ci sono svariate opinioni sull'inclusione o meno di una o più fonti nel gruppo delle "rinnovabili". Se prendiamo come riferimento la normativa italiana (D.Lgs. 29/12/2003 n. 387) vengono considerate energie rinnovabili: " il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici".

Le fonti rinnovabili possono essere classificate in:

- "fonti programmabili";
- "fonti non programmabili".

Questa distinzione è fatta per separare le fonti rinnovabili che possano essere programmate in base alla richiesta di energia da quelle che non possono essere programmate. Le fonti rinnovabili come l'idroelettrico e le biomasse rientrano a far parte delle fonti che possono essere programmate, invece l'eolico, il geotermico e il solare fanno parte delle fonti non programmabili.

Le principali energie rinnovabili utilizzate sono:

- Energia idroelettrica
- Energia geotermica
- Energia eolica
- Biomasse
- Energia solare.

1.3.1 Energia idroelettrica

È una delle più antiche forme di energia utilizzata dall'uomo. L'energia idroelettrica viene prodotta dal corso di fiumi e laghi attraverso la costruzione di dighe e condotte forzate. L'energia potenziale di una massa d'acqua viene trasformata in una prima fase in energia cinetica durante un salto o in un percorso in discesa; l'energia cinetica viene poi convertita in energia meccanica da una turbina. Sullo stesso asse della turbina è collegato un generatore elettrico (alternatore) che ha la funzione di trasformare l'energia meccanica all'asse della turbina in energia elettrica che viene immessa nella rete elettrica

Le centrali idroelettriche si possono dividere in due tipologie:

- Impianti che sfruttano una caduta d'acqua attraverso un dislivello;
- Impianti che utilizzano le velocità delle correnti.

Nel primo caso la potenza dell'impianto dipende dal salto e dalla portata; il salto è la differenza tra la quota dove è stata immagazzinata la risorsa idrica e la quota dove l'acqua viene restituita all'ambiente cioè dopo la turbina. Invece con la portata si intende la massa d'acqua che fluisce attraverso la macchia nell'unità di tempo. Nella seconda tipologia d'impianto la potenza è determinata dalla velocità della massa d'acqua e dalla superficie attiva della turbina.

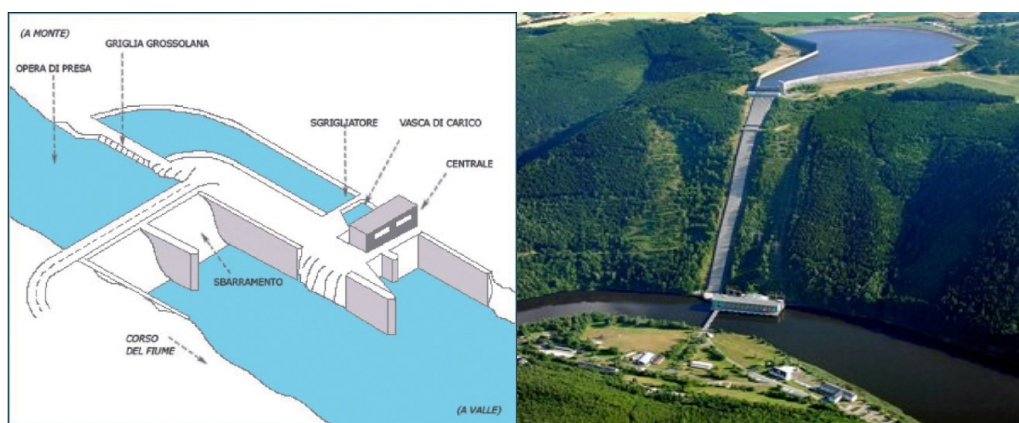


Figura 11: Impianti idroelettrici

1.3.2 Energia geotermica

L'energia geotermica è ottenuta grazie al calore endogeno terrestre. Tale calore deriva dal calore primitivo residuo del pianeta e dal decadimento degli isotopi radioattivi come l'uranio 235 e l'uranio 238 presenti in gran parte del mantello. L'energia termica conservata tra le rocce del sottosuolo si rende disponibile mediante fluidi geotermici (acqua o vapore acqueo). Questi fluidi penetrano nel sottosuolo attraverso le rocce permeabili formando delle falde acquifere che tendono a riscaldarsi a causa del calore endogeno terrestre. Una volta scaldati, tali fluidi tendono a risalire in superficie lungo le fratture presenti nella crosta terrestre, generando così fenomeni geotermici naturali che si manifestano sotto forma di geysir, fumarole o sorgenti idrotermali.

Per produrre energia elettrica questi fluidi geotermici sono mandati in una turbina collegata a un alternatore, oppure il fluido è immesso in uno scambiatore di calore e da qui il vapore generato passa nella turbina ed è pronto per l'utilizzazione. In sostanza le centrali geotermiche sono molto simili alle centrali termoelettriche; l'unica differenza sta nella caldaia che in questa tipologia d'impianto non è presente o meglio è di tipo naturale, essendo costituita da un serbatoio geologico.

A differenza di altre fonti rinnovabili, l'energia geotermica è sempre disponibile, 365 giorni all'anno e 24 ore su 24. Questo fattore, decisamente positivo, rende questa risorsa molto utile e conveniente, capace di produrre energia in modo continuo e costante durante l'intero arco dell'anno.

Il grosso inconveniente di questa fonte energetica è che non può essere trasportata a distanza elevate perché si avrebbero rilevanti dispersioni termiche.

Gli impianti geotermici sono principalmente di tre tipi:

- Sistemi dry steam, i quali utilizzano vapore ad alta temperatura ($>235\text{ }^{\circ}\text{C}$) in una turbina Rankine.
- Sistemi flash, serbatoi ad acqua dominante con temperatura superiore a $150 - 170\text{ }^{\circ}\text{C}$, l'acqua arriva in superficie e passando dalla pressione di serbatoio a quella dell'atmosfera si separa in vapore, che viene inviato in turbina, e liquido che viene pompato nel serbatoio.
- Sistemi a ciclo binario, con temperature comprese tra i 120 e $180\text{ }^{\circ}\text{C}$, i vapori vengono inviati ad uno scambiatore che ha il compito di riscaldare un fluido bassobollente, il quale poi una volta riscaldato viene mandato in turbina.



Figura 12: Impianto geotermico

1.3.3 Energia eolica

L'eolico è in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia elettrica. L'energia cinetica del vento è convertita in energia meccanica di rotazione dall'aerogeneratore, più precisamente dal rotore che è composto dalle pale e dal mozzo; infine l'energia meccanica di rotazione viene convertita in energia elettrica da un generatore elettrico. Dalla teoria di Betz è noto che si sfrutta, nel caso ideale, soltanto il 59% della potenza messa a disposizione del vento. Il limite del 59% non dipende dalle caratteristiche geometriche dell'aerogeneratore ma è dovuto al fatto che la velocità del vento diminuisce già a monte della macchina; questa diminuzione di velocità è causata dalla presenza della turbina che si comporta come un ostacolo poroso. La potenza dell'aerogeneratore dipende dall'area del rotore, perché soltanto la portata d'aria che attraversa il rotore viene elaborata e quindi subisce la conversione dell'energia, e dalla sua efficienza aerodinamica. Negli ultimi anni si ha la tendenza di costruire impianti eolici off-shore in modo da avere bassi valori di rugosità che ci permettono di avere velocità maggiori a parità di quota.

Le turbine eoliche possono essere suddivise in:

- Generatori ad asse orizzontale, il cui rotore è parallelo alla direzione del vento,
- Generatori ad asse verticale, il cui rotore è perpendicolare alla direzione del vento.



Figura 13: Impianto eolico

1.3.4 Biomasse

La normativa nazionale, recependo quella europea 2009/28/CE, definisce la biomassa come “la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, compresa la pesca e l’acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde urbano nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”. I materiali organici di scarico appena citati dalla normativa vengono convertiti in combustibili solidi, liquidi e gassosi.

La conversione energetica della biomassa può ricondursi a due macro categorie di processi:

- Termochimici;
- Biochimici;

I processi termochimici consistono in una catena di reazioni chimiche, provocate dall’azione del calore, che hanno lo scopo di trasformare la materia in energia. Tra i processi più importanti si possono trovare la combustione diretta che consiste nell’ossidazione del combustibile (la biomassa) da parte di un comburente, costituito dall’ossigeno presente nell’aria. Le biomasse vegetali sono considerate, oltre che energia rinnovabile, anche a emissioni zero, perché la quantità di anidride carbonica emessa in atmosfera a seguito della combustione è paragonabile a quella assorbita dalle piante durante il loro ciclo di vita. Un’altra tecnica usata è la gassificazione che converte le biomasse in composti gassosi. Essa avviene mediante l’incompleta ossidazione di una sostanza sottoposta a temperatura elevate.

Nei processi di conversione biochimici le reazioni chimiche avvengono grazie all’azione di enzimi e micro-organismi. Tra i processi più importanti sono da considerare la digestione anaerobica che avviene in anaerobiosi e consiste nella degradazione da parte di micro-organismi delle sostanze organiche complesse.

Uno dei vantaggi principali nell'utilizzare la biomassa per la produzione di energia sta nel fatto che le materie utilizzate sono prodotti di scarto di altri processi di produzione e trasformazione di materie prime.

È possibile classificare le biomasse in base al loro stato fisico:

- Biomasse solide (cippato, legna, pellet, energy crops);
- Biomasse liquide (olio vegetale puro, biodiesel, bioetanolo);
- Biomasse gassose (biogas).

1.3.5 Energia solare

L'energia solare è la fonte principale di energia sulla terra. Gran parte delle fonti di energia presenti sul nostro pianeta deriva direttamente o indirettamente dall'energia del Sole. Ad esempio l'energia immagazzinata nelle biomasse, proviene da quella solare ed è trasformata in energia chimica grazie al processo di fotosintesi clorofilliana, stesso discorso può dirsi per il petrolio. Anche il ciclo dell'acqua da cui deriva l'energia idroelettrica è movimentato dal sole come anche la formazione dei venti che sono sfruttati dai sistemi eolici.

La radiazione che proviene dal sole e che colpisce la superficie terrestre può essere utilizzata per:

- Per produrre calore tramite dei pannelli solari termici o collettori solari;
- Per produrre energia elettrica tramite celle fotovoltaiche;

1.3.6 Energia marina

L'energia marina presente nei mari può essere sfruttata attraverso:

- Tecnologie fluidodinamiche
 - Energia delle correnti
 - Maree
 - Moto ondoso
- Gradiente
 - Salino
 - Termico

La maggior parte delle tecnologie che sfruttano l'energia marina è ancora a livello sperimentale, uno dei sistemi più sviluppati è quello che sfrutta l'energia delle maree, il quale sfrutta gli spostamenti

gli spostamenti delle masse d'acqua causati dalle maree, tale tecnologia soffre della variabilità delle maree che seguono le fasi lunari.

Capitolo secondo

2. L'energia solare

2.1. Il sole e la radiazione solare

Il sole è classificato come una nana gialla di dimensioni medie-piccole composta essenzialmente da idrogeno ed elio (74% e 25% in massa); ha una massa pari a 2×10^{30} Kg e rappresenta da sola il 99,9% della massa del nostro sistema solare.

Nel nucleo del sole avvengono le reazioni di fusione termonucleare, che trasforma l'idrogeno in elio liberando energia sotto forma di radiazioni γ e x . La temperatura del nucleo, ovvero dove avvengono le reazioni di fusione termonucleare, è di circa 13×10^6 K; mentre la temperatura superficiale del sole è migliaia di volte inferiore. La superficie solare ha uno spettro di emissione simile a quello di un corpo nero ad una temperatura di 5777 K.

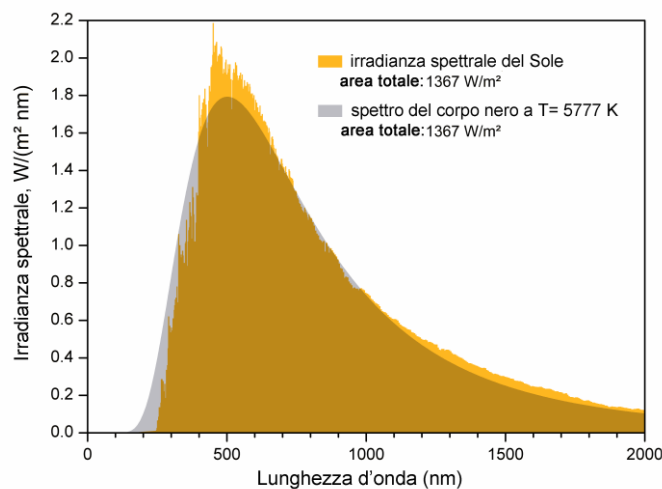


Figura 14: Spettro della radiazione solare

La radiazione solare complessiva che il sole emette nello spazio è pari a $3,9 \times 10^{26}$ W, di cui soltanto una piccola parte arriva sulla Terra, ovvero $1,75 \times 10^{17}$ W.

La quantità di radiazione solare che arriva sulla Terra dal sole per unità di tempo su un metro quadro di superficie perpendicolare ai raggi solari, misurata sulla superficie superiore dell'atmosfera terrestre prende il nome di costante solare ed è pari a 1367 W/m^2 . La costante solare non è un valore

fisso ma varia durante il corso dell'anno, tra l'inizio di gennaio (perielio) e l'inizio di luglio (afelio) si ha una variazione di circa il 7%; questa variazione dipende dalla distanza Terra-Sole dovuta all'orbita terrestre di forma ellittica.

La quantità di radiazione che arriva sul suolo terrestre è pari a 1000 W/m^2 ; questa diminuzione è dovuta al fatto che la radiazione si attenua nel passaggio tra i vari strati dell'atmosfera; come si nota dalla Figura 15 parte della radiazione è:

- riflessa verso lo spazio;
- diffusa dalle molecole di vapore acqueo e gas di scarico;
- assorbita dalle particelle che costituiscono l'atmosfera.

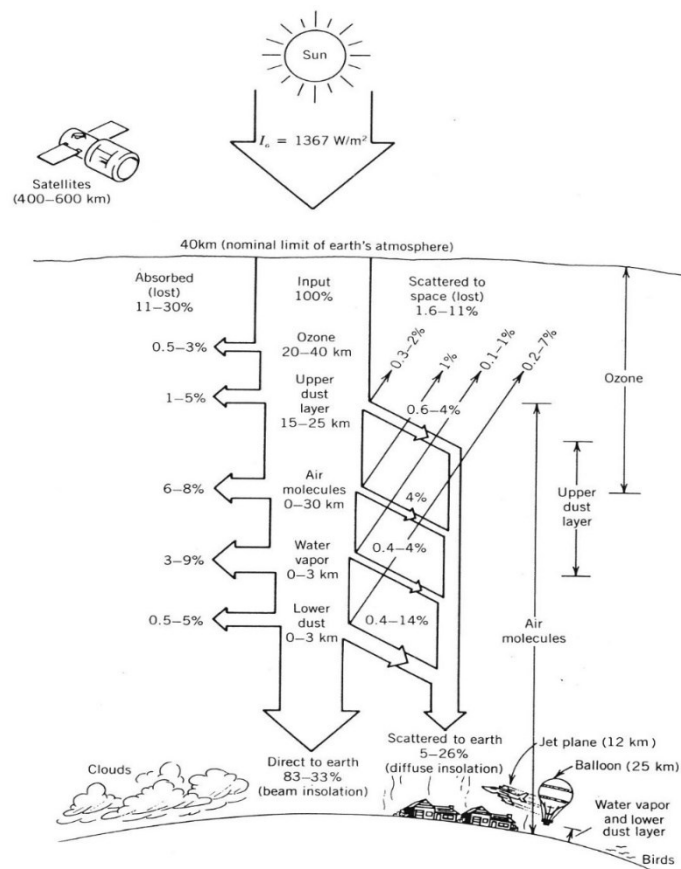


Figura 15: La radiazione solare

La parte di radiazione che raggiunge direttamente il suolo è chiamata diretta, mentre la parte rimanente è chiamata radiazione diffusa. Alla radiazione diretta e diffusa deve essere aggiunta la radiazione che viene riflessa dal suolo e dagli oggetti circostanti sulla superficie considerata, che prende il nome di albedo.

Nella tabella seguente vengono riportate le quote di radiazione diretta e diffusa in base alle condizioni atmosferiche. Dalla Tabella 3 è possibile vedere che in condizioni di cielo sereno la radiazione diretta

è predominante rispetto a quella diffusa, che invece aumenta all'aumentare della nuvolosità e dell'umidità.

Radiazione solare	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percepibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
Globale [W/m²]	1000	600	500	400	300	200	100	50
Diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
Diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

Tabella 3: La radiazione solare in diverse condizioni atmosferiche

Oltre alle condizioni atmosferiche, bisogna tener conto anche dello spessore dell'atmosfera che la radiazione deve attraversare, tale spessore varia a seconda della stagione e dell'ora, per questo è stato definito l'indice di massa d'aria chiamato anche AM (air mass).

Questo parametro è definito come il rapporto tra la lunghezza dell'effettivo percorso dei raggi solari nell'atmosfera e il suo spessore (ovvero la lunghezza del percorso quando il sole è allo zenith). L'air mass viene calcolato come:

$$AM = \frac{1}{\sin \beta}$$

dove β è l'angolo formato dalla direzione dei raggi solari con l'orizzonte (allo zenit $\beta=90$ e $AM=1$, mentre all'orizzonte $\beta=0$ e $AM=+\infty$); invece con $AM=0$ si considera il valore della radiazione solare al di fuori dell'atmosfera.

Come si vede dalla Figura 16 la radiazione solare che colpisce la superficie terrestre diminuisce la sua intensità al passaggio nell'atmosfera; questa diminuzione è dovuta alla presenza nell'atmosfera di ozono, ossigeno, vapore acqueo ed anidride carbonica.

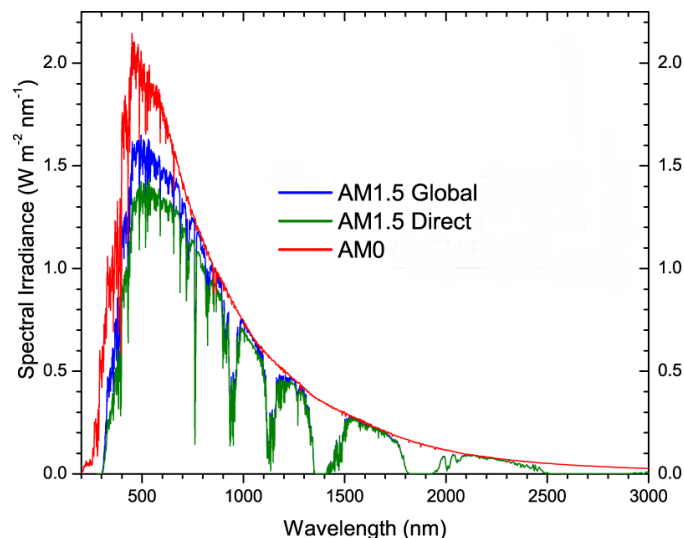


Figura 16: Curva di Wien con diversi AM

2.1.1. L'orbita terrestre

I principali moti che la terra esegue nello spazio sono due: il moto di rotazione ed il moto di rivoluzione. Il moto di rotazione avviene attorno all'asse terrestre, ed è antiorario, tale moto causa l'alternarsi del giorno e della notte ed ha un periodo di circa 24 ore. Invece il moto di rivoluzione intorno al sole descrive un'orbita ellittica; il piano che contiene l'orbita ellittica descritta dalla terra è chiamato piano dell'eclittica ed è inclinato di $23^{\circ}27'$ rispetto al piano equatoriale. L'inclinazione del piano dell'eclittica determina sia l'alternarsi delle stagioni, nell'arco di una rotazione completa della terra intorno al sole, sia una variazione dell'irraggiamento che colpisce il suolo terrestre.

Durante il mese di dicembre l'emisfero Nord della terra è inclinato di $23^{\circ}27'$ in direzione opposta al sole, questo provoca un abbassamento della radiazione solare, un abbassamento della temperatura ambientale e una durata del giorno ridotta. Con il proseguire della rotazione della terra intorno al sole l'inclinazione dell'emisfero Nord varia e si ha un aumento della temperatura e della durata del giorno. La radiazione solare aumenta fino a raggiungere il valore massimo nel Solstizio d'estate (21 giugno) e il sole raggiunge la sua massima altezza ovvero è perpendicolare al tropico del Cancro. Durante una giornata il sole sorge ad Est e tramonta ad Ovest e nel emisfero boreale culmina verso sud.

Se consideriamo la Terra un punto fisso dello spazio è possibile descrivere il moto apparente del sole; per determinare la sua posizione tramite le coordinate equatoriali o le coordinate altazimutali è necessario la conoscenza di due angoli.

Le coordinate equatoriali, è un sistema assoluto, e definisce la posizione di un corpo celeste noti la declinazione e l'ascensione retta. La declinazione (δ) è l'angolo formato tra i raggi solari a mezzogiorno ed il piano equatoriale; durante l'anno, la declinazione, varia tra i $-23^{\circ}27'$ in inverno ed i $23^{\circ}27'$ in estate. L'ascensione retta è l'angolo compreso tra il piano del meridiano celeste passante per l'astro e il piano del meridiano fondamentale.

Le coordinate altazimutali, invece, definiscono la posizione di un astro tramite l'altezza e l'azimut. L'altezza (h) o elevazione è la distanza angolare del corpo dal piano dell'orizzonte; l'altezza varia da 0° (sul piano orizzontale) a 90° (zenit) ed assume valore negativi sotto l'orizzonte. Il suo valore complementare è definito come zenit. L'azimut (A) è l'angolo orizzontale compreso tra il piano verticale su cui giacciono i raggi solari e la direzione del sud.

Tale sistema di coordinate utilizza angoli che variano durante il giorno e cambiano in base alla posizione in relazione alla latitudine dell'osservatore.

Per definire la posizione di un punto la terra viene convenzionalmente assunta sferica, ed è suddivisa in piani Meridiani e piani Paralleli. Il piano meridiano che viene preso come riferimento è quello passante per l'osservatorio di Greenwich mentre per il Parallelo si assume l'equatore.

Per calcolare la posizione del sole esistono diversi algoritmi di calcolo, in alternativa vengono utilizzati i diagrammi solari, tali diagrammi sono costruiti per ogni latitudine e si suddividono in:

- Diagrammi in coordinate polari: in cui l'osservatore è posto al centro del diagramma e le circonferenze concentriche rappresentano le varie altezze solari

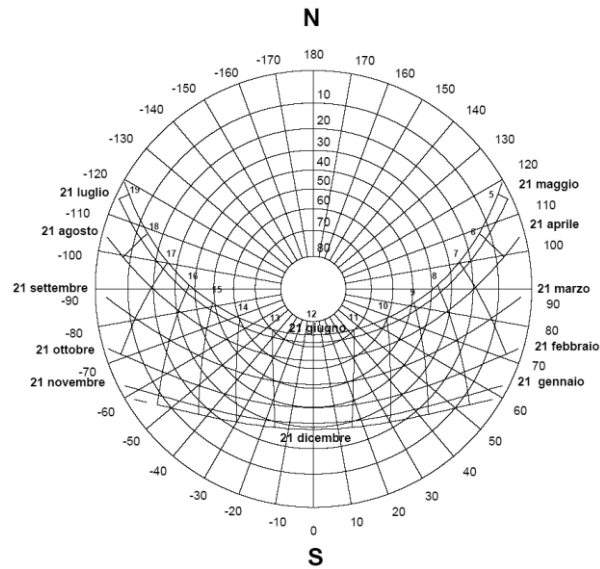


Figura 17: Diagramma in coordinate polari

- Diagrammi in coordinate cartesiane: dove è rappresentata la proiezione verticale del percorso solare così come sarebbe vista da un osservatore posto sulla terra.

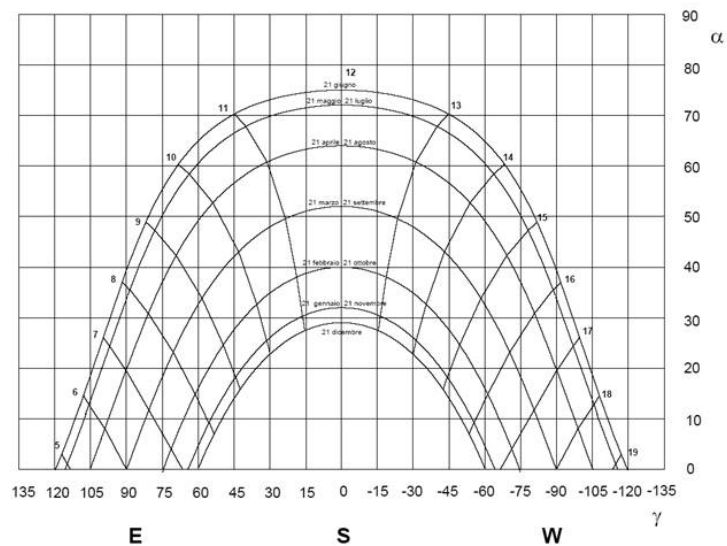


Figura 18: Diagramma in coordinate cartesiane

2.2. Solare fotovoltaico

La radiazione solare viene convertita direttamente in energia elettrica attraverso l'utilizzo di impianti fotovoltaici, tali impianti sono composti da celle fotovoltaiche che sfruttano l'effetto fotovoltaico [9].

2.2.1. Effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico permette di trasformare l'energia solare in energia elettrica, questo fenomeno fisico si manifesta quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (di norma si usa un materiale semiconduttore) passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone, sufficientemente energetico, incidente sulla superficie.

Il materiale semiconduttore utilizzato per la produzione delle celle fotovoltaiche è il silicio; per far sì che l'effetto fotovoltaico si manifesti si utilizza, come detto in precedenza, un materiale semiconduttore questo perché nel caso si utilizzasse un materiale isolante il band gap, ovvero la quantità di energia che permette all'elettrone di passare dalla banda di valenza a quella di conduzione, risulterebbe troppo elevato per essere eguagliato dall'energia del fotone incidente, mentre per i materiali conduttori l'energia del band gap è piccolissima e basterebbero le fluttuazioni termiche per far passare l'elettrone da una banda all'altra.

Per ottenere un effettivo flusso di elettroni, e quindi una corrente elettrica, è necessario creare sul silicio una giunzione p-n. Tale giunzione si crea quando vengono messi a contatto due materiali, uno con eccesso di lacune e l'altro con eccesso di elettroni; entrambi i materiali devono avere valenza diversa.

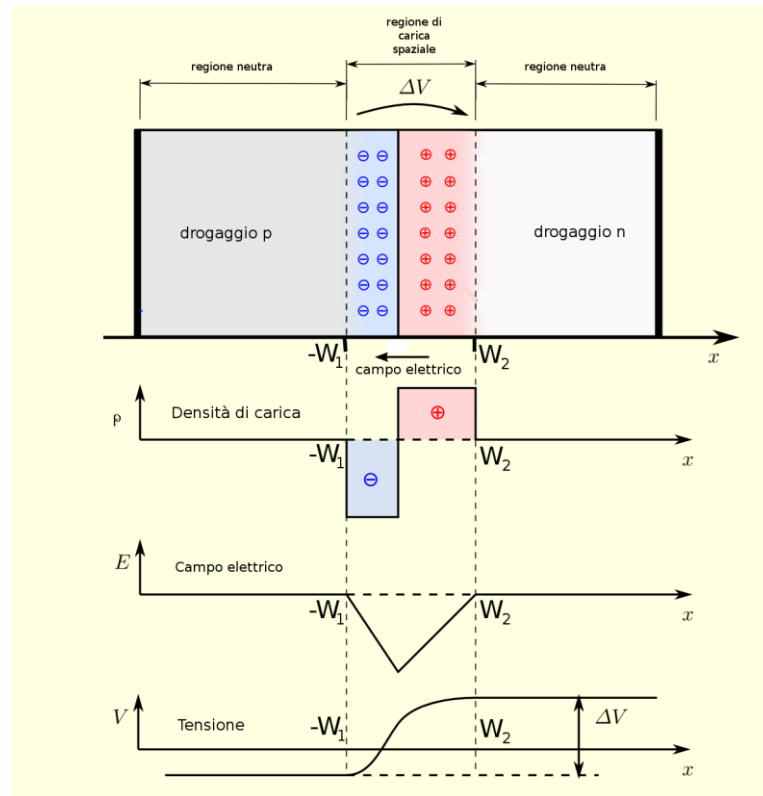


Figura 19: Giunzione p-n

Per creare la giunzione p-n il silicio viene drogato con il boro per creare lo strato con eccesso di lacune (strato p) e il fosforo per lo strato con eccedenze di elettroni (strato n); il boro e il fosforo hanno rispettivamente tre e cinque elettroni nella banda di conduzione mentre il silicio, che è il materiale di base, ne ha quattro. Unendo i due strati si viene a creare un flusso di elettroni dalla zona n alla zona p ed un flusso di lacune in direzione opposta; questo perché il materiale tende a portarsi in condizioni di equilibrio creando così coppie elettroni-lacune. Il raggiungimento dell'equilibrio porta ad avere lo strato p polarizzato negativamente ed il lato n positivamente; quando la differenza di potenziale che si instaura sull'interfaccia raggiunge un valore critico, che per il silicio è di circa 0,6-0,7 [V], il meccanismo di diffusione si ferma.

È possibile chiudere il circuito collegando le due giunzioni a terminali di alimentazione; la polarizzazione può essere diretta o inversa. Si parla di polarizzazione inversa quando la regione di tipo p viene collegata al terminale negativo e la regione di tipo n al terminale positivo, in questo caso le lacune e gli elettroni sono spinti lontano dalla giunzione, ciò comporta un aumento della barriera di potenziale impedendo così il passaggio della corrente. Tale polarizzazione per ovvi motivi non viene utilizzata per le applicazioni solari fotovoltaiche.

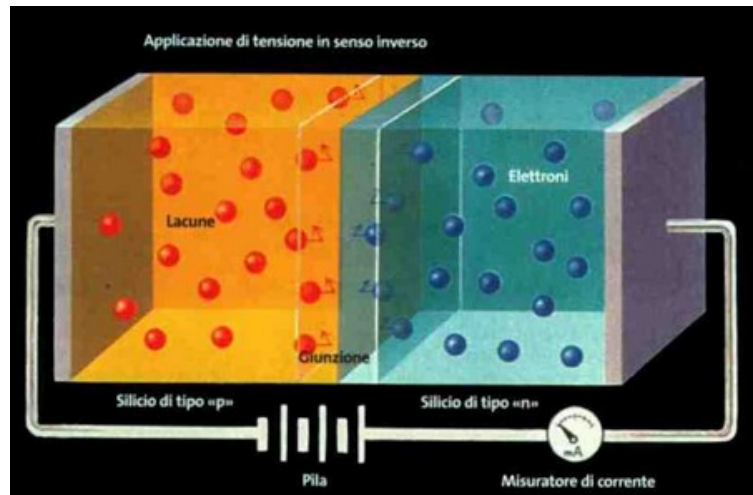


Figura 20: Polarizzazione inversa

Invece la polarizzazione diretta si ha quando la zona di tipo p è connessa al terminale positivo del generatore di tensione, mentre la parte n è collegata al terminale negativo; con questa configurazione le lacune nella regione di tipo p e gli elettroni nella regione di tipo n sono spinti verso la giunzione la quale si assottiglia fino ad abbassare la differenza di potenziale ed consentire il passaggio degli elettroni e delle lacune.

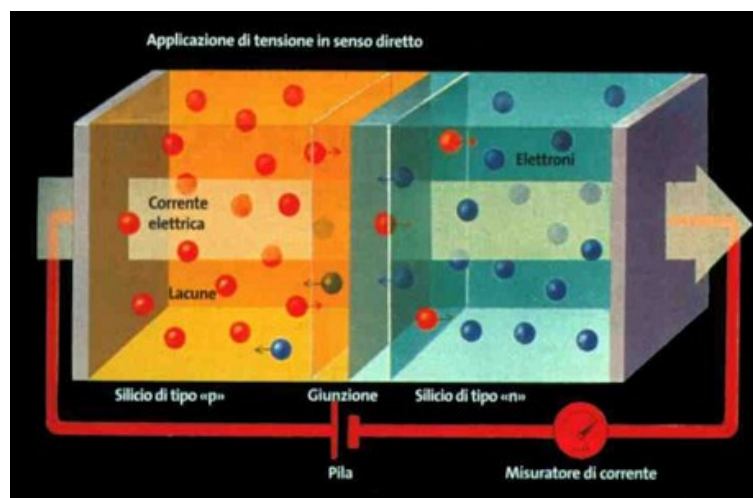


Figura 21: Polarizzazione diretta

La cella fotovoltaica avrà quindi una polarizzazione diretta, dove la radiazione solare fornisce energia attraverso i fotoni, che incidendo sullo strato n, consentono il passaggio di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione; inducendo così sul semiconduttore il rilascio di una coppia elettrone-lacuna. Il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione avviene quando i fotoni che incidono sullo stato irradiato hanno una determinata energia o lunghezza d'onda;

questa energia è chiamata energia di GAP ed è misurata in elettronvolt [eV]. Nel caso delle celle fotovoltaiche, il silicio ha un'energia di gap pari a 1,12 eV. Da tale dato, tramite la formula di Planck si può ricavare la lunghezza d'onda che il fotone deve avere per essere in grado di innescare il processo fotovoltaico.

$$E_{gap} = \frac{h \cdot C_0}{n \cdot \lambda}$$

Da cui si ricava

$$\lambda = \frac{h \cdot C_0}{n \cdot E_g} = \frac{6,6265 \cdot 10^{-34} \cdot 2,998 \cdot 10^8}{1 \cdot 1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19}} \cdot 1,1 \cdot 10^{-6} = 1,1 \mu m$$

Dove:

h = costante di Planck

C_0 = velocità della luce nel vuoto

n = indice di rifrazione nel mezzo

E_g = energia di gap

Dalla formula si può vedere che la lunghezza d'onda del fotone, pari a 1,1 μm , ricade nel vicino infrarosso. Per lunghezza d'onda inferiore, quindi con una quantità di energia più elevata, soltanto una parte di tale energia sarà usata per eccitare l'elettrone e la restante sarà trasformata in calore. Invece per lunghezze d'onda maggiori, quindi con un'energia inferiore, non si avrà l'effetto fotoelettrico.

Il silicio è sensibile alle lunghezze d'onda comprese tra i 0,4 e 1,1 μm .

2.2.2. Cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica è il componente fondamentale di un impianto fotovoltaico; su di essa, tramite l'effetto fotovoltaico, avviene la trasformazione dell'energia solare in energia elettrica.

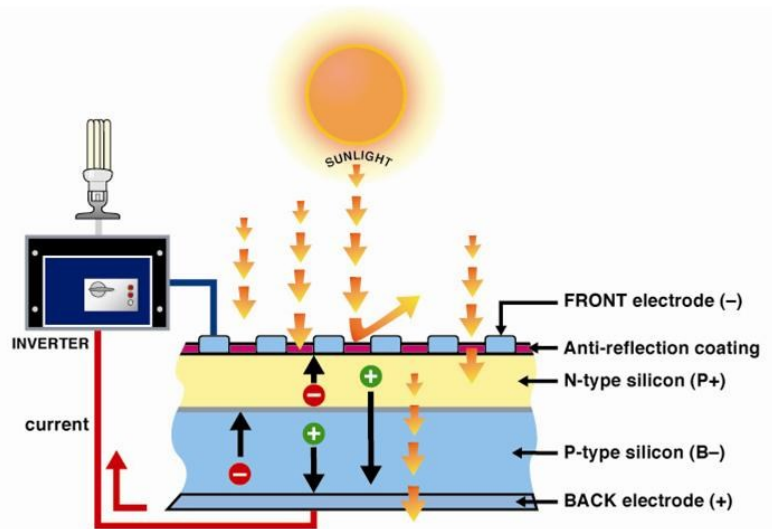


Figura 22: Schema della cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica è composta da un sottile strato di silicio, di spessore di circa 0,3 mm, e generalmente è costituita da silicio monocristallino o policristallino.

Lo strato della cella fotovoltaica che viene esposto alla radiazione solare è lo strato di tipo n; come detto in precedenza la radiazione genera all'interno della cella le coppie elettrone-lacuna, che migrano verso gli elettrodi tramite l'azione del campo elettrico formato dalla giunzione p-n. Gli elettroni vengono raccolti dall'elettrodo superiore, mentre le lacune da quello inferiore, dando così origine ad un generatore elettrico. Il tutto è ricoperto da un vetro con proprietà antiriflettente.

Per determinare le prestazioni delle celle fotovoltaiche viene utilizzata la curva I-V nota anche come curva caratteristica (Figura 23).

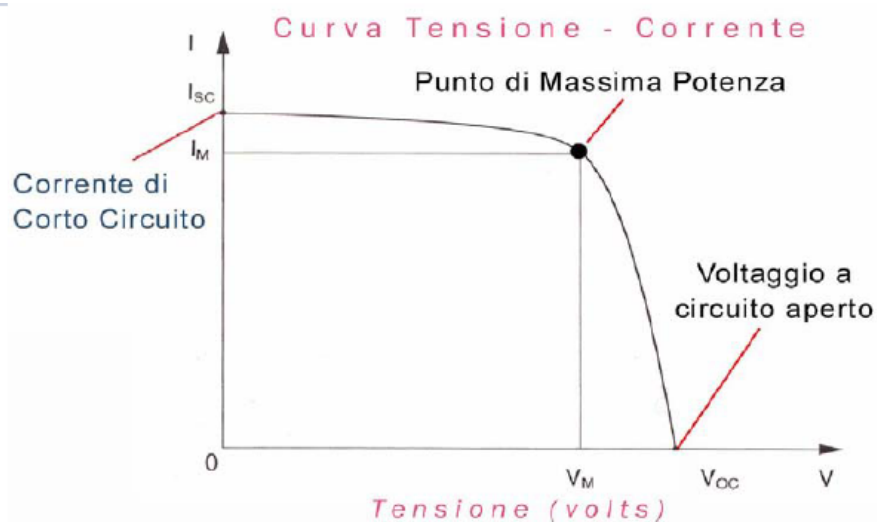


Figura 23: Curva I-V

I parametri fondamentali della curva I-V sono:

- Corrente di corto circuito (I_{sc}): si ha quando $V=0$ e $I=I_{sc}$, dove I_{sc} è la corrente erogata dalla cella quando viene applicato un carico con resistenza nulla, di conseguenza si avrà la I massima;
- Tensione di circuito aperto (V_{oc}): si ha quando $V=V_{oc}$ e $I=0$, dove V_{oc} è la tensione ai morsetti della cella quando viene applicato un carico a resistenza infinita, si otterrà così la V massima;
- Punto di massima potenza (MPPT): è il punto di massima potenza ossia dove il prodotto tra la tensione massima (V_M) e la corrente massima (I_M) è il più alto; $MPPT=V_M \cdot I_M$. La potenza erogata dalla cella è massima in corrispondenza del ginocchio della curva I-V, questo perché si ottiene il rettangolo con la massima area inscrivibile all'interno della curva caratteristica.

Bisogna tener conto che per valutare le prestazioni delle celle fotovoltaiche, bisogna far riferimento in Europa alla normativa IEC 60904/DIN EN 60904, che stabilisce che le prove devono essere eseguite in condizioni STC (Standard Test Conditions):

- irraggiamento pari a $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$;
- spettro della radiazione conforme alla norma IEC 60904-3;
- AM uguale a 1,5;
- temperatura esterna di $25 \text{ [}^\circ\text{C]}$.

In condizioni reali di funzionamento; ovvero al di fuori dei laboratori, le celle fotovoltaiche non operano mai in condizioni STC, quindi diventa molto importante conoscere come variano le caratteristiche elettriche e quindi le prestazioni della cella al variare della radiazione solare incidente e della temperatura ambiente in cui opera.

In Figura 24 si può notare che al diminuire della potenza radiante incidente si ha una forte riduzione della corrente di corto circuito (I_{sc}), mentre il voltaggio non subisce nessuna variazione significativa; questo abbassamento di corrente porterà ad una forte diminuzione della potenza massima erogabile dalla cella.

Influenza della potenza radiante

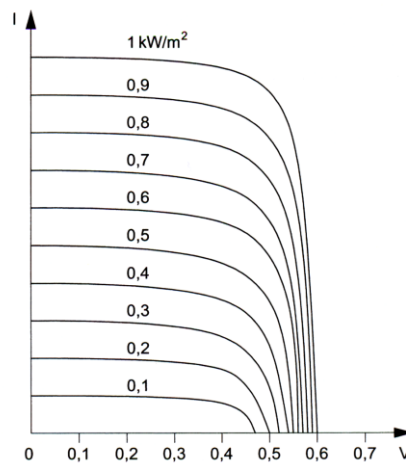


Figura 24: Influenza dell'irraggiamento

Invece in Figura 25 è possibile vedere che la variazione della temperatura, a differenza della radiazione solare, va a modificare la tensione di circuito aperto (V_{oc}); anche la corrente di corto circuito viene modificata ma in maniera molto lieve.

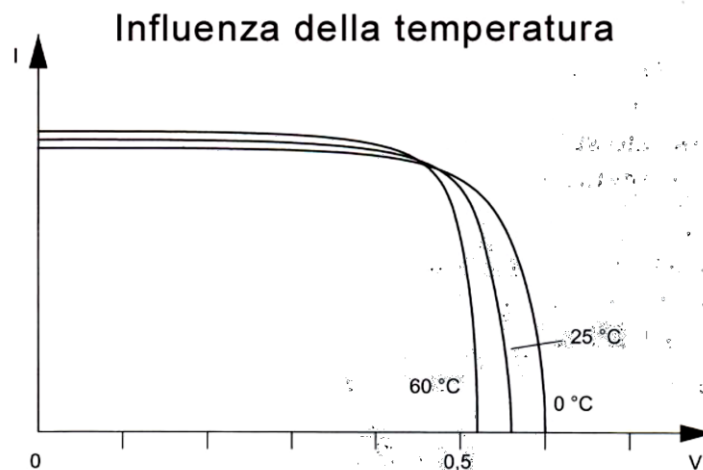


Figura 25: Influenza della temperatura

Oltre alle correnti I_M e I_{SC} è possibile calcolare la corrente I_{dark} , ovvero la corrente di buio. La corrente di buio è la corrente che la cella fotovoltaica eroga quando la radiazione solare è nulla. Tramite essa è possibile ricavare l'equazione caratteristica:

$$I = I_{SC} - I_{dark} = I_{SC} - I_0 \cdot \left[e^{\frac{q \cdot V}{T \cdot K_b}} - 1 \right]$$

dove:

I_0 è la corrente di saturazione del diodo,

T rappresenta la temperatura assoluta,
 q è la carica posseduta dall'elettrone,
 K_b è la costante di Stefan-Bolzman,
 V la tensione della cella.

Inoltre la cella fotovoltaica può essere rappresentata attraverso un circuito elettrico equivalente (Figura 26).

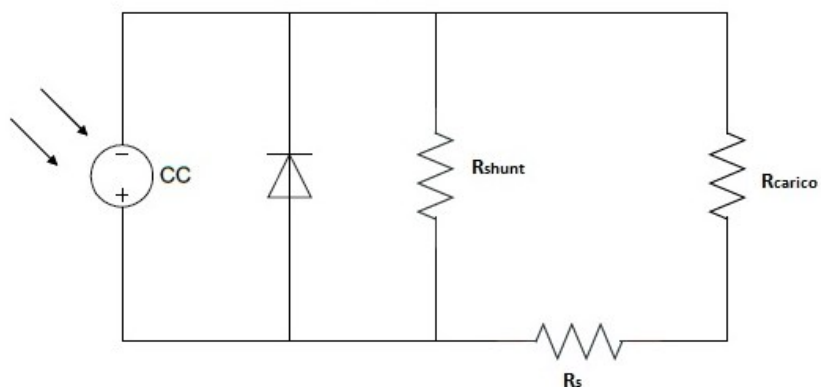


Figura 26: Circuito equivalente cella fotovoltaica

dove R_{shunt} è la resistenza che rappresenta le perdite di corrente all'interno della cella e dipende da come viene prodotta la giunzione, R_s rappresenta le perdite di corrente che si hanno tra i contatti metallici e il silicio, invece R_{carico} è la resistenza che produce il carico collegato alla cella. Naturalmente, dal punto di vista energetico, in condizioni ottimali tutte le coppie elettrone-lacuna che si sono generate dall'effetto fotoelettrico devono fluire verso il carico esterno; per fare ciò la resistenza di shunt deve essere la più alta possibile, quindi la qualità e la purezza della cella deve essere elevata, mentre la R_s deve essere molto piccola e di conseguenza il collegamento elettrico deve risultare il più prestante possibile. In Figura 27 si può notare che una diminuzione della resistenza di shunt produce un abbassamento di voltaggio e che un aumento della resistenza interna produce una perdita di voltaggio ma in maniera più marcata.

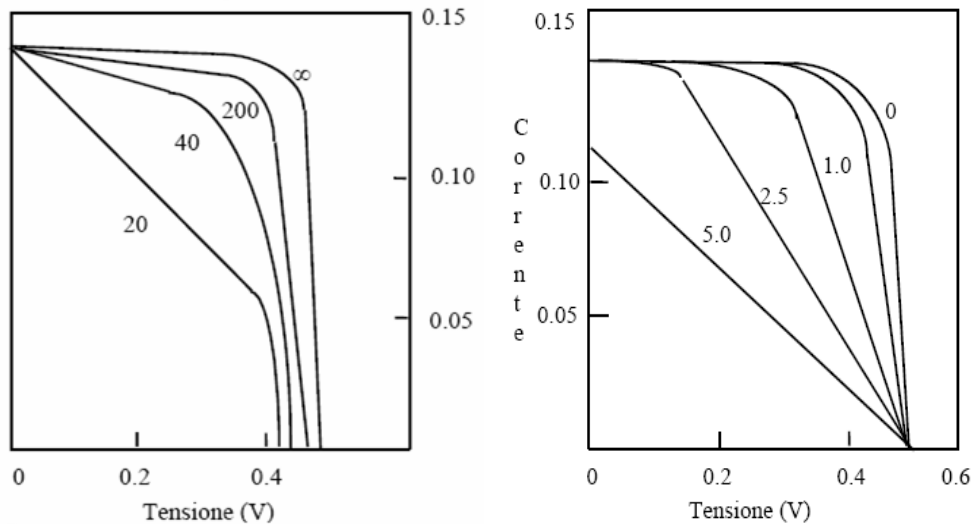


Figura 27: Variazione R_{shunt} (sinistra) e R_s (destra)

Un altro parametro fondamentale della cella fotovoltaica è la sua temperatura di lavoro; tale informazione viene fornita dal costruttore ed è chiamato NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Normalmente tale temperatura è compresa tra i 41 e 50°C, e rappresenta la temperatura della cella quando è sottoposta ad un irraggiamento di 800 W/m², ad una temperatura dell'aria di 20°C, una velocità del vento di 1 m/s e uno spettro di radiazione AM 1,5. Più il valore di NOCT è piccolo tanto è migliore la qualità della cella, perché sta ad indicare una buona capacità di conversione dell'energia e un buon smaltimento del calore.

La cella, nel caso ideale, dovrebbe erogare una corrente costante al variare del voltaggio; come si è visto in precedenza nella pratica ciò non è possibile.

Il parametro che consente di calcolare lo scostamento tra caso reale e caso ideale è il Fill-Factor (FF); tale parametro è calcolato come il rapporto tra la potenza massima (MPPT) e il prodotto tra V_{oc} e I_{sc} .

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

Un altro parametro molto importante è il rendimento energetico nominale della cella, o anche chiamata efficienza nominale. Tale coefficiente è calcolato come il rapporto tra la potenza in condizioni STC e il prodotto tra l'area della cella e la corrente STC:

$$\eta = \frac{P_{STC}}{I_{STC} \cdot A_{CELLA}}$$

Naturalmente per determinare la potenza e la corrente in condizioni di STC le prove devono essere svolte in laboratorio.

Come detto in precedenza la cella fotovoltaica può essere costituita da silicio monocristallino, il quale è un materiale pregiato e costoso ed ha un'efficienza del 25%, o da silicio policristallino che ha un'efficienza inferiore rispetto al silicio monocristallino (12 – 20%) però ha un minor costo dovuto alla minor purezza.

Negli anni si è sviluppata una tecnologia che non fa riferimento alla singola cella ma al modulo, formati tramite la deposizione di strati di materiale semiconduttore. Tali moduli sono molto meno costosi ma hanno rendimenti inferiori.

- Silicio amorfo, utilizzato nei moduli a film sottile, tale tecnologia permette di avere efficienze nell'ordine del 10 – 12%;
- tellurio di cadmio (CdTe) e solfuro di cadmio (CdS) sono caratterizzati da un basso costo di produzione ed un'efficienza simile con i moduli a film sottile; però il cadmio è un materiale tossico, la cui produzione sta diventando vietata;
- arsenuro di gallio (GaAs), consente di avere rendimenti molto elevati (29%) grazie al vantaggio di avere un gap diretto, però i costi di produzione sono molto elevati e ne limita l'utilizzo ad una soluzione di nicchia.

Negli ultimi anni stanno emergendo altre soluzioni, come le celle di diseleniuro di indio rame gallio (CGIS), che hanno raggiunto rendimento nell'ordine del 23%, oppure sistemi innovativi come le celle fotovoltaiche organiche.

DI seguito sono riportati i valori caratteristici di alcune tipologie di celle fotovoltaiche.

Tipologia di celle	A_{cella} [cm²]	V_{oc} [V]	I_{sc} [mA/cm²]	FF [%]	η [%]
Si cristallino (silicio cristallino)	4.0	0.706	42.2	82.8	24.7
Poli-Si (silicio policristallino)	1.1	0.654	38.1	79.5	19.8
Si amorfo (silicio amorfo)	1.0	0.887	19.4	74.1	18.4
Ga As cristallino (arseniuro di gallio)	3.9	1.022	28.2	87.1	25.1
Cu In Ga Se₂ (CGIS)	1.0	0.669	35.7	77.0	18.4

Tabella 4: Valori caratteristici di alcune tipologie di celle fotovoltaiche

2.2.3. Dalla cella all'impianto fotovoltaico

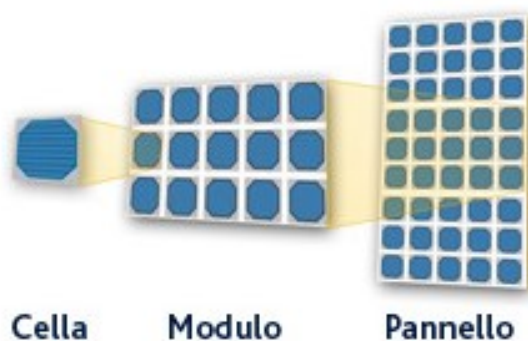


Figura 28: Dalla cella al modulo fotovoltaico

La sola cella fotovoltaica non presenta tensioni e correnti per essere utilizzata per scopi energetici, e dunque occorre necessariamente unire elettricamente più celle per dare origine al modulo fotovoltaico. All'interno del modulo le celle possono essere collegate in serie o parallelo.

Per avere una potenza adeguata si collegano:

- In serie le singole celle per formare una stringa, aumentando così la tensione ai capi;
- In parallelo, le stringhe sono collegate in parallelo in modo tale da aumentare la corrente mantenendo invariato il voltaggio.

Qualora una cella venisse ombreggiata erogherebbe una minore quantità di corrente e poiché le celle sono collegate in serie la stringa verrà attraversata da una corrente uguale a quella della cella ombreggiata; ciò comporterebbe un evidente calo di potenza, inoltre la cella ombreggiata si comporterà come una resistenza e dissiperà la corrente in eccesso surriscaldandosi (hot-spot) e potrebbe danneggiarsi. Per contrastare tale problema si pone in parallelo ad un certo numero di celle dei diodi di by-pass così che la zona ombreggiata venga by-passata e, anche se minore, viene garantita una potenza del modulo accettabile.

Più celle collegate tra loro, in serie e parallelo, formano un pannello fotovoltaico; a loro volta più pannelli collegati elettricamente tra loro in serie ed in parallelo costituiscono un impianto fotovoltaico.

La corrente in uscita dall'impianto fotovoltaico è in corrente continua, per essere immessa in rete la corrente continua deve essere convertita in corrente alternata. Per fare ciò si ha bisogno dell'inverter oltre a convertire la corrente da continua in alternata ha il compito d'inseguire il punto di massima potenza dell'impianto, che varia continuamente al cambiare dell'irraggiamento e della temperatura.

I diodi di by-pass vengono inseriti anche tra i pannelli fotovoltaici e l'inverter per evitare eccessivi abbassamenti di potenza ed hot-spot dovuti all'ombreggiamento dei pannelli fotovoltaici. I diodi di by-pass tra i pannelli e l'inverter hanno dimensioni importanti in quanto devono resistere al doppio della tensione nominale e a 1,25 volte la corrente di ogni una stringa.

Esistono diverse tipologie d'impianti a seconda del sistema d'inseguimento solare utilizzato:

- Impianti fissi, sono i più comuni, vengono installati con orientazione verso sud e con una inclinazione pari alla latitudine
- Impianti con singolo asse di inseguimento, vengono installati a terra e consentono di avere un aumento delle producibilità dell'impianto,
- Impianto a doppio asse d'inseguimento, tale tipologia d'inseguimento è utilizzato soprattutto per impianti a concentrazione.

Gli impianti solari fotovoltaici possono anche essere classificati a seconda della tipologia di installazione:

- a terra, sono gli impianti più grandi, con potenze generalmente nell'ordine del MW di potenza, con impianti anche di 70MW
- su coperture, utilizzata per private abitazioni e capannoni industriali, hanno potenze che variano da 1 a 20 kW per i primi e che arrivano fino ai 500 kW per gli altri, il più delle volte per autoproduzione, contribuiscono ad una generazione diffusa di energia

2.3. Solare termico

La radiazione solare può essere convertita in energia elettrica, tramite i pannelli fotovoltaici come visto in precedenza, oppure può essere convertita in energia termica tramite dei collettori solari. La funzione dei collettori è quello di trasformare la radiazione solare in calore, il quale viene trasferito ad un fluido termovettore che scorre al suo interno. Il fluido termovettore può essere utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria, per il riscaldamento degli ambienti o per la produzione di calore per processi industriali.

Un impianto solare termico è composto da:

- Uno o più collettori solari che hanno il compito di raccogliere la radiazione solare e di trasferirla al fluido termovettore che scorre al loro interno;
- Serbatoio di accumulo del fluido.

Gli impianti possono essere classificati in base alle temperature che riescono a raggiungere:

- Impianti a bassa temperatura (fino a 120 °C);
- Impianti a media temperatura (fino a 500 °C);
- Impianti ad alte temperature (fino a 1000 °C).

Gli impianti solari termici possono essere classificati anche in base alla tipologia di circolazione:

- Circolazione naturale: il fluido scaldandosi diminuisce la sua densità, innescando così un gradiente tale da vincere le perdite di carico del circuito; guardando la Figura 29 è possibile osservare che il fluido scaldandosi risale fino al serbatoio dopodiché raffreddandosi viene richiamato dal collettore innescando una circolazione in senso antiorario. Normalmente a causa delle basse prevalenze dovute dalla circolazione naturale, il bollitore è installato sul pannello.

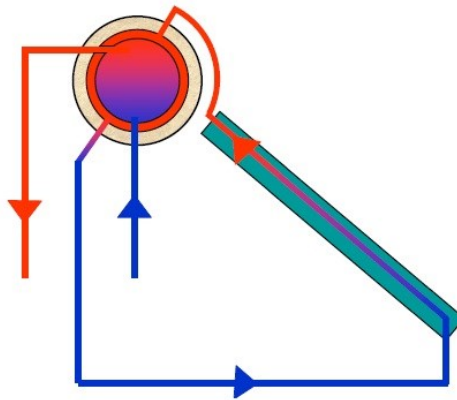


Figura 29: Impianto solare termico a circolazione naturale

- Circolazione forzata: il circuito è dotato di un circolatore che permette lo scambio termico. Questi impianti, rispetto a quelli a circolazione naturale, sono dal punto di vista impiantistico più complessi, in quanto oltre al circolatore si ha bisogno di un vaso di espansione per controllare la pressione all'interno del circuito, un sistema di controllo della temperatura ed una centralina di controllo. Rispetto al sistema precedente si ha un maggior consumo di energia elettrica a causa del circolatore e della centralina, il sistema ha un maggior costo, ma permette di avere una maggiore efficienza, in quanto il serbatoio di accumulo può essere ubicato all'interno di un locale tecnico e quindi è meno soggetto alle dispersioni termiche dovute alle condizioni atmosferiche.

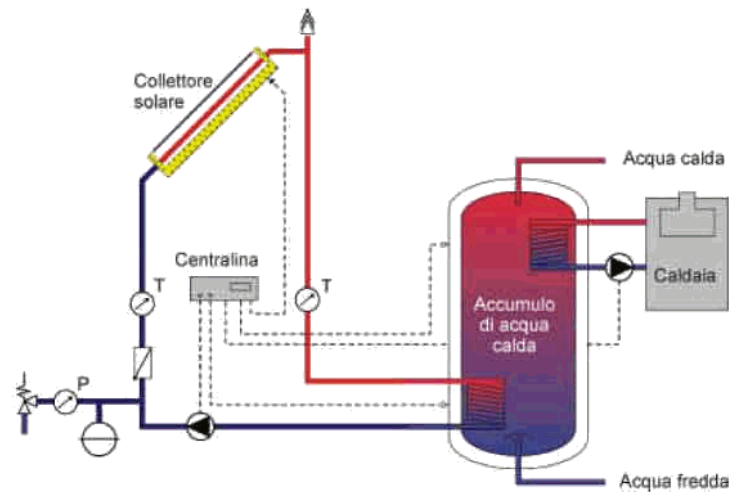


Figura 30: Impianto solare termico a circolazione forzata

Gli impianti possono essere a circuito aperto o chiuso; nel caso di circuito aperto il fluido scaldato dal pannello solare e mandato nel serbatoio viene inviato direttamente all'utenza, tale tipologia d'impianto richiede un sistema per il reintegro del fluido. Invece in un impianto con circuito chiuso si avrà uno scambiatore all'interno del serbatoio di accumulo. Tale tipologia d'impianto è la più utilizzata nei sistemi moderni e permette di utilizzare fluidi differenti per l'impianto solare e l'utenza. In questo caso, di solito, si utilizzano fluidi più pregiati nell'impianto solare come il glicole propilenico, che ha la funzione di antigelo, ed anticorrosiva.

Il principio di funzionamento di un pannello solare è molto semplice. Il pannello può essere visto come una superficie che esposta alla radiazione solare ha il compito di assorbirla e di trasferirla sotto forma di calore ad un fluido termovettore che scorre al suo interno. L'efficienza dei collettori solari è calcolata come il rapporto tra l'energia termica trasferita al fluido termovettore e l'energia solare irradiata sulla superficie.

Le principali tecnologie dei collettori solari sono:

- Collettori piani vetrati;
- Collettori plastici non vetrati;
- Collettori sottovuoto o a tubi evacuati.

I collettori piani vetrati è la tecnologia più diffusa e semplice da realizzare; questa tipologia di collettori funzionano principalmente in range di temperatura tra i 50 e 90 °C. In pratica sono costituiti da una piastra captante al cui interno scorre il fluido termovettore, per massimizzare l'assorbimento e diminuire le dispersioni verso l'esterno sulla piastra captante vengono applicati dei trattamenti superficiali selettivi. Per ridurre ulteriormente le perdite di re-irraggiamento verso l'ambiente esterno, viene posizionato un vetro solare sopra al lato esposto alla radiazione solare della piastra

captante. Il vetro solare deve avere un elevato coefficiente di trasmittanza per massimizzare la quota di energia solare che colpisce la piastra captante. Inoltre tale vetro permette di creare un “effetto serra”, ovvero permette di recuperare parte della radiazione riflessa dalla piastra durante la giornata, e riduce le perdite di re-irraggiamento nelle ore in cui non è presente la radiazione solare; tutto ciò permette di migliorare l'efficienza globale del sistema. Per evitare ulteriori perdite termiche si applica uno strato di materiale isolante sul retro della piastra, e tra la piastra e lo strato isolante viene creato il vuoto.

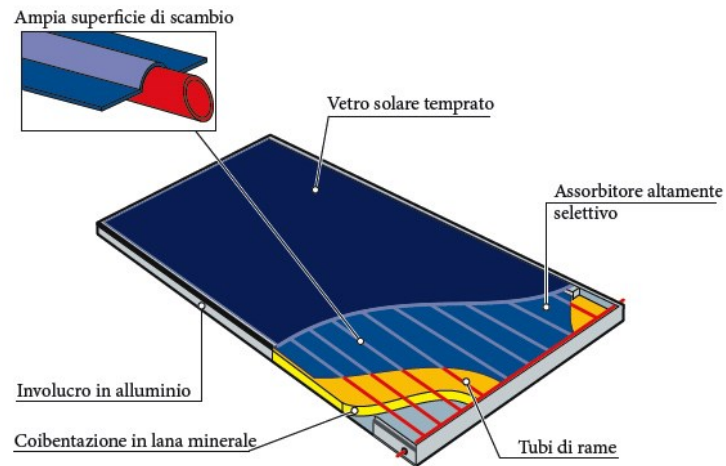


Figura 31: Collettore piano vetrato

I collettori plastici non vetrati sono realizzati in materiale plastico (PVC, polipropilene, neoprene o gomme sintetiche); questi collettori a differenza dei collettori piani vetrati sono privi di isolamento e non hanno nessuna copertura vetrata. Sono utilizzati quasi esclusivamente durante il periodo estivo in quanto richiedono un elevato livello d'irraggiamento e temperature esterne nell'ordine dei 20 °C; la temperatura dell'acqua in uscita dal collettore non supera normalmente i 40 °C.



Figura 32. Collettore in plastica non vetrato

I collettori sottovuoto, rispetto ai pannelli piani vetrati, riescono a ridurre ulteriormente le perdite di calore verso l'esterno. Tali collettori sono formati da una serie di tubi in vetro, al cui interno è posto un altro tubo in vetro all'interno del quale scorre il fluido termovettore. Tra i due tubi in vetro viene creato il vuoto per minimizzare le dispersioni termiche per convezione e conduzione. A causa del vuoto tra i due tubi, la costruzione di questa tipologia di collettore è più complicata e costosa in quanto bisogna garantire una tenuta perfetta per mantenere le condizioni di vuoto tra i due tubi. Questa tipologia di collettori consente di avere efficienze superiori rispetto a quelli piani in quanto a parità di superficie lorda, la superficie netta dei collettori sottovuoto è inferiore del 10 – 15%. I collettori sottovuoto raggiungono normalmente i 100 °C e possono arrivare fino ai 200 °C.

Un innovativo sistema di tubi sottovuoto è costituito da heat pipe e viene utilizzato un fluido bassobollente, tale fluido scaldato dall'irraggiamento solare evapora e risale il collettore nel quale cede calore, condensa e ritorna verso i tubi.



Figura 33: Collettore sottovuoto

Capitolo terzo

3. La tecnologia a concentrazione

La tecnologia solare a concentrazione è stata utilizzata nel corso dei secoli, già dal 1615, da diversi studiosi per la realizzazione di impianti per la produzione di vapore o per alimentare le prime macchine per convertire la radiazione solare in energia elettrica. L'avvento dell'era del petrolio ha frenato lo sviluppo della tecnologia a concentrazione ma, negli ultimi anni a causa della continua maggiore richiesta di combustili fossili, del vertiginoso aumento del prezzo e grazie alle politiche ambientali sempre più stringenti ha portato ad un maggiore sfruttamento delle energie rinnovabili; soprattutto l'energia solare ha visto un incremento per quanto riguarda gli investimenti e le installazioni.

Le tecnologie solari che hanno mostrato la maggior diffusione negli ultimi anni sono quelle viste nel capitolo precedente, ovvero il fotovoltaico al silicio, per la produzione di energia elettrica, e i pannelli termici per la produzione di energia termica. Queste tecnologie hanno permesso la diffusione delle energie rinnovabili, e alla produzione di energia tramite fonte solare, però presentano un'efficienza piuttosto ridotta. Oggi giorno le tecnologie del fotovoltaico e del solare termico hanno mostrato una grandissima diffusione solo nei Paesi dove sono state introdotti sgravi fiscali e tariffe incentivanti che hanno reso economicamente competitive queste tecnologie [8]. Le risorse rinnovabili saranno una vera alternativa alle fonti fossili tradizionali solamente quando il costo di produzione dell'energia da fonte rinnovabile sarà inferiore al costo di produzione da fonte fossile; ovvero quando si verificherà la grid parity. Il parametro utilizzato per valutare il costo di generazione dell'energia elettrica da qualsiasi fonte è LCOE ovvero Levelized Cost of Energy. Tale parametro tiene in considerazione il costo attualizzato dell'energia prodotta in funzione dei costi d'investimento e di esercizio dell'impianto utilizzato per la produzione, e viene calcolato come:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dove:

- I sono i costi di ammortamento;
- M sono i costi di manutenzione ed esercizio;

- F sono i costi per il combustibile;
- E è l'energia prodotta;
- r è il tasso di sconto;
- t è il t-esimo anno;
- n è la vita utile dell'impianto.

I moduli fotovoltaici al silicio in alcune regioni con elevati livelli di radiazione solare, grazie alle economie di scala che hanno favorito il calo dei prezzi, sono state raggiunte le condizioni di grid parity, il che significa che il costo di produzione dell'energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici è competitivo con le centrali elettriche a combustibile fossile [10][11]. Però i pannelli fotovoltaici quando sono sottoposti ad elevati livelli di radiazione raggiungono temperature elevate di esercizio che hanno un effetto negativo sulle prestazioni dei moduli stessi [12][13].

Negli ultimi anni si è investito molto sulla tecnologia a concentrazione perché è la tecnologia più promettente per la conversione dell'energia solare in energia elettrica [14][15][16] e consente di raggiungere più rapidamente la grid parity, in quanto mostra il trend più rapido per la riduzione dei costi di produzione dell'energia da fonte solare soprattutto per i Paesi che mostrano elevati livelli d'irraggiamento.

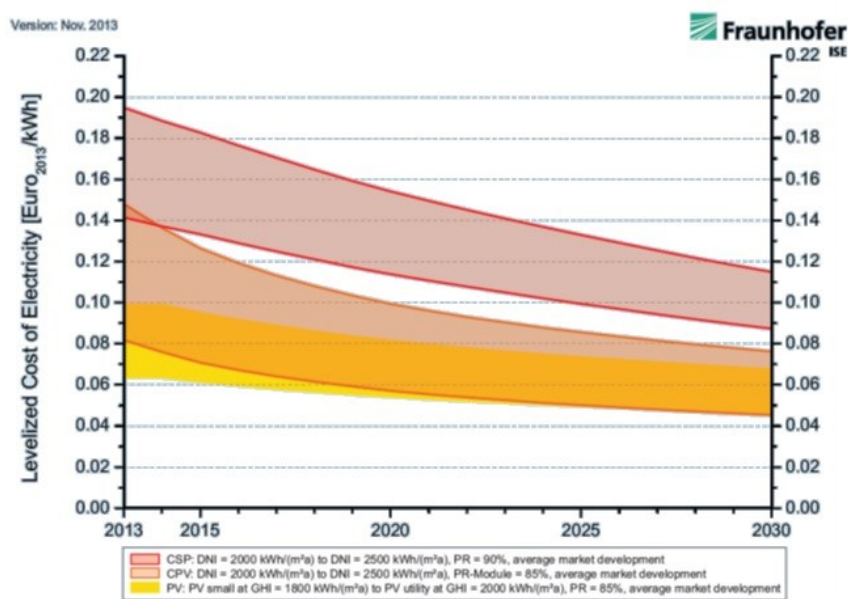


Figura 34: LCOE

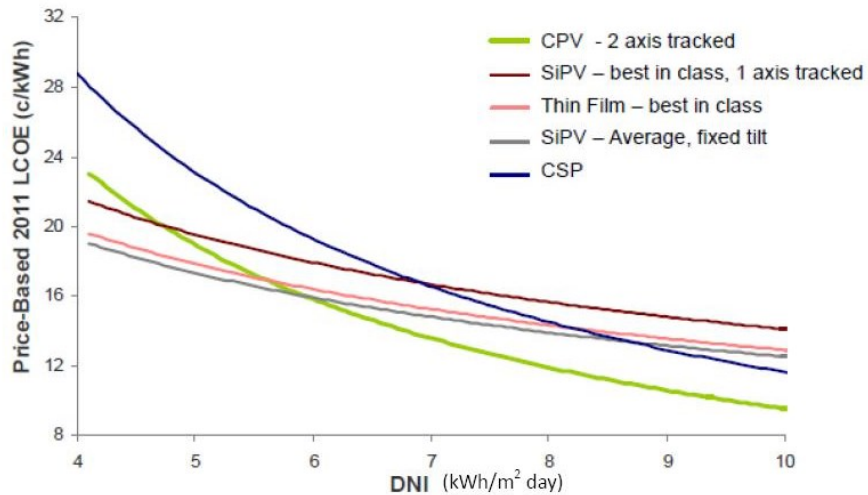


Figura 35: LCOE in funzione dell'irraggiamento

La tecnologia del solare a concentrazione consiste nel concentrare la radiazione solare diretta, in quanto questi sistemi non sfruttano la radiazione solare diffusa, da una grande area in una piccola area utilizzando dispositivi ottici come lenti o specchi.

La tecnologia a concentrazione può essere utilizzata sia per la generazione di calore di processo ed è nota come Concentrating Solar Power (CSP), sia per la conversione diretta in energia elettrica e prende il nome di Concentrating PhotoVoltaics (CPV).

Tale tecnologia è particolarmente adatta per le aree con elevata radiazione diretta, cioè i paesi che fanno parte della “sunbelt”, dove i valori di irraggiamento diretto DNI (Direct Normal Irradiation) oscillano tra i 1700 – 2800 kWh/(m²·anno).

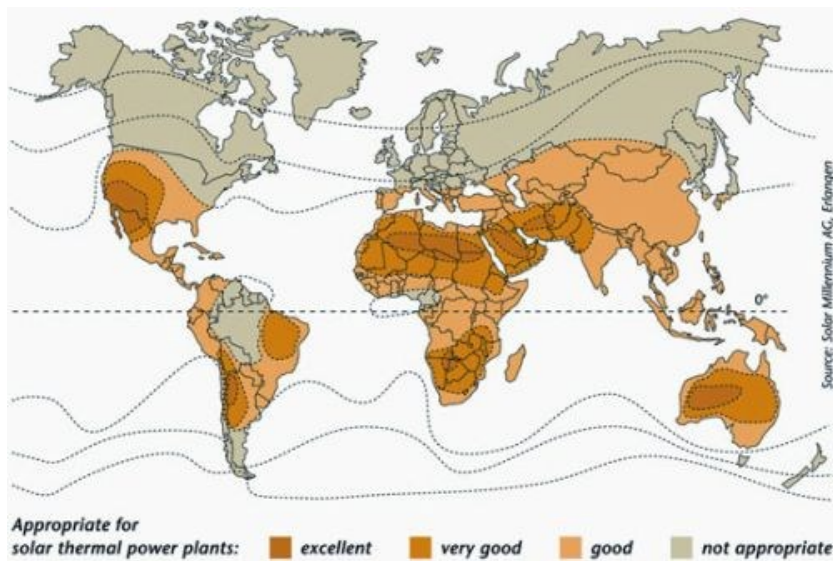


Figura 36: Sunbelt

Capitolo 3: La tecnologia a concentrazione

L'area della "sunbelt" copre la maggior parte delle aree desertiche e paesi in via di sviluppo: Africa, paesi del bacino del mar Mediterraneo, Cina, India, Messico, sud ovest degli USA ed Australia.

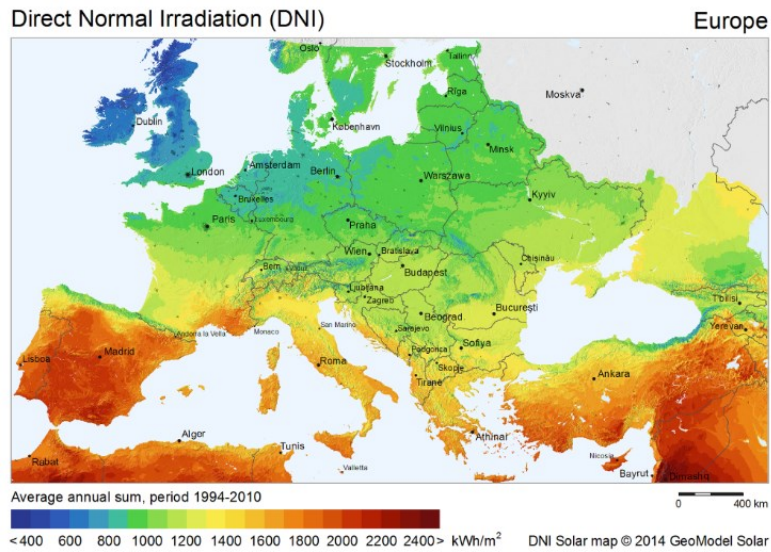


Figura 37: Mappa dell'irraggiamento diretto in Europa



Figura 38: Mappa dell'irraggiamento diretto in Italia

Dalla Figura 38 è possibile vedere che in Italia i luoghi che hanno un adeguato irraggiamento solare diretto dell'ordine di 1700 – 1800 kWh/m² sono la Sicilia, Sardegna, Basilicata, Calabria e Puglia, ovvero l'Italia meridionale.

Nei capitoli seguenti verranno spiegati i componenti e le varie tipologie impiantistiche sia per il fotovoltaico a concentrazione sia per il solare termico a concentrazione.

3.1. Il fotovoltaico a concentrazione

Il fotovoltaico, come già detto precedentemente, è una delle tecnologie che ha avuto una rapida diffusione grazie, alla sua semplicità d'installazione, alla capacità di creare una distribuzione capillare nel territorio e grazie al sistema di incentivi che consentito notevoli economie di scala. Però l'efficienza dei pannelli fotovoltaici non è molto elevata in quanto in condizioni operative si raggiunge un'efficienza di circa il 15%.

Per aumentare questi rendimenti si è sviluppato il fotovoltaico a concentrazione che consiste nel concentrare la radiazione solare diretta, tramite l'uso di ottiche riflettive (specchi) oppure ottiche rifrattive (lenti), su celle fotovoltaiche di dimensioni ridotte. Per sfruttare al meglio la radiazione solare concentrata non si utilizzeranno più le normali celle fotovoltaiche, ma verranno utilizzate delle celle a multigiunzione [17][18], di dimensioni ridotte, che riescono a sfruttare meglio la radiazione solare ed hanno rendimenti più elevati. Oltre all'ottica di concentrazione e alle celle i sistemi a concentrazione necessitano di un sistema d'inseguimento per inseguire la posizione del sole, inoltre vengono utilizzate anche delle ottiche secondarie che hanno il compito di omogeneizzare la radiazione solare, così da aumentare il rendimento complessivo del sistema.

Il fotovoltaico a concentrazione (CPV) permette di avere una maggiore efficienza e di occupare minor spazio rispetto al fotovoltaico tradizionale, tali caratteristiche rendono gli impianti fotovoltaici a concentrazione adatti per essere integrati negli edifici sia nuovi che già esistenti.

Negli ultimi anni c'è stata una maggior richiesta di sistemi a concentrazione che si integrino negli edifici (BIPV, building integrated photovoltaic); molti ricercatori hanno concentrato i loro studi sul miglioramento delle prestazioni e sull'ottimizzazioni di tali sistemi. Ad esempio Sharma [19] ha eseguito un'analisi sperimentale sui materiali in cambiamento di fase per migliorare le prestazioni dei sistemi a bassa concentrazione.

Anche i sistemi fotovoltaici ad elevata concentrazione (HCPV) stanno attirando un crescente interesse da parte dell'industria e dei ricercatori, anche se la riduzione dei costi dei sistemi fotovoltaici tradizionali sta minacciando la competitività del fotovoltaico a concentrazione. I sistemi HCPV permettono di ridurre il materiale fotosensibile sostituendolo con un sistema ottico più economico [20].

Ricapitando, gli elementi che compongono un impianto a concentrazione sono:

- Cella fotovoltaica multigiunzione;
- Ottica di concentrazione primaria;
- Ottica di concentrazione secondaria;
- Sistema di inseguimento.

3.1.1 Celle fotovoltaiche multigiunzione

Le celle fotovoltaiche tradizionali al silicio riescono ad assorbire la radiazione solare solo parzialmente, riescono ad assorbire solo la parte di radiazione compresa nel visibile e nel vicino infrarosso, quindi non riescono a convertire tutta la radiazione solare incidente sulla cella fotovoltaica. Per questo motivo negli ultimi anni si è investito molto nelle celle fotovoltaiche multigiunzione, in quanto tali celle sono costituite da più giunzioni ed ogni giunzione lavora con una determinata banda dello spettro solare. Inoltre grazie alla concentrazione della radiazione solare, rispetto al fotovoltaico tradizionale, si ha una riduzione del materiale fotosensibile che comporta vantaggi tecnici ed economici [21][22].

Le celle multigiunzione vengono anche chiamate III-V multi-junction solar cell perché sono formate da elementi semiconduttori appartenenti al III e V gruppo della tavola periodica; ovvero sono composte da elementi come Gallio, Indio, Arsenico, Fosforo e Boro con substrati in Silicio o Germanio.

Le celle fotovoltaiche al silicio hanno ormai quasi raggiunto il limite dello sviluppo tecnologico che è fissato con un'efficienza pari al 31%, mentre per le celle multigiunzione questo limite è più elevato. Come si può vedere dalla Figura 39, all'aumentare del numero delle giunzioni si ha un aumento dell'efficienza della cella fotovoltaica. Per le celle a tripla giunzione si ha un limite teorico del 51%, mentre con celle fotovoltaiche con 4 o 5 giunzioni possono superare il 50% di efficienza anche in condizioni di lavoro reali. Attualmente non si superano le cinque giunzioni per cella fotovoltaica per motivi economici in quanto si ha un notevole aumento dei costi e un piccolo aumento di efficienza.

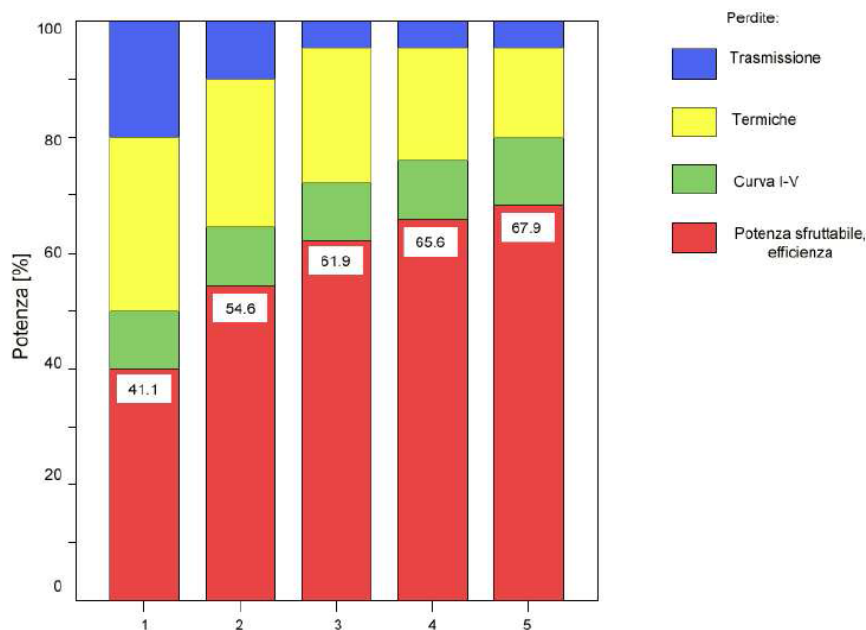


Figura 39: Efficienza al variare del numero delle giunzioni

Dalla Figura 40 è possibile vedere che le celle tradizionali hanno raggiunto un'efficienza del 25%, mentre le celle con due giunzioni sono al 34,1%, le celle a tripla giunzione hanno raggiunto un'efficienza pari al 44,4% [23][24] mentre le celle a quattro giunzioni hanno raggiunto un'efficienza del 46%. Inoltre è possibile vedere che le celle fotovoltaiche a tripla giunzione, a differenza delle altre tipologie di celle, è l'unica che mostra una crescita costante di prestazioni nell'arco di 30 anni.

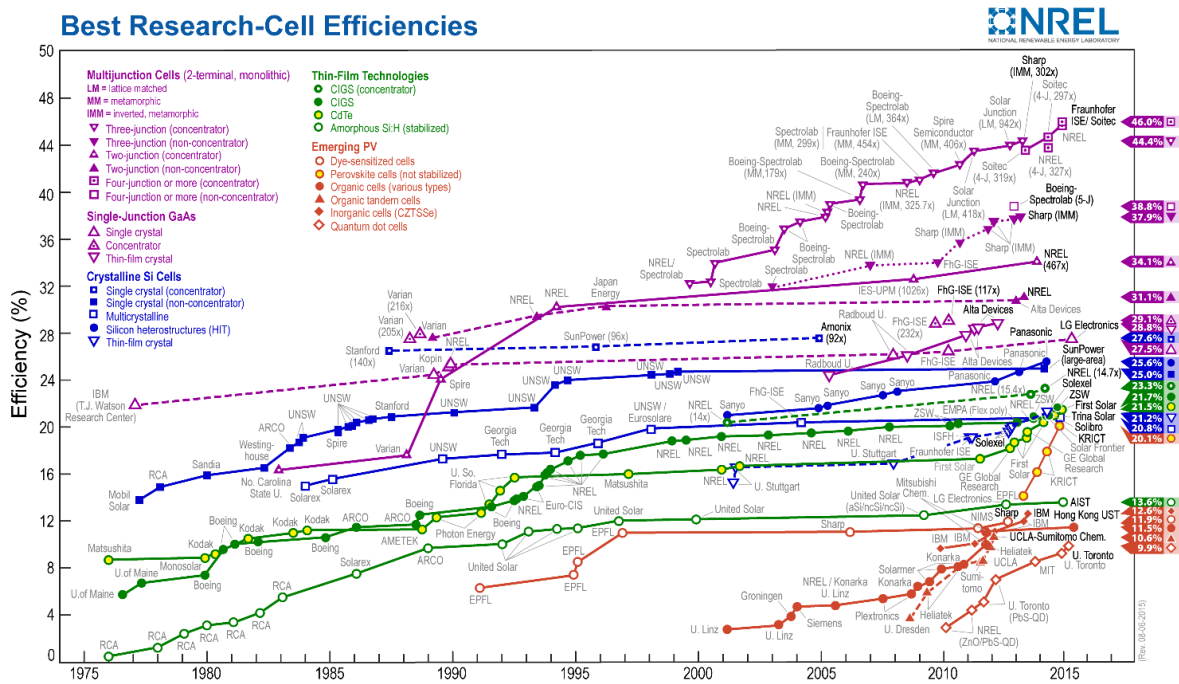


Figura 40: Efficienza delle varie tipologie di celle fotovoltaiche

Un aspetto molto importante per le celle a multigiunzione sono le connessioni elettriche tra le singole giunzioni; attualmente le giunzioni possono essere collegate in due modi:

- Mechanically stacked approach, ogni substrato è realizzato separatamente e vengono incollati uno sull'altro. Su ogni substrato è presente un polo negativo ed un polo positivo. Questa tecnica risulta economica e permettere di connettere celle caratterizzate da materiali aventi parametri reticolari diversi;
- Connessione monolitica, gli strati sono a contatto e collegati tramite un diodo tunnel; si hanno soltanto due contatti elettrici; tutto ciò comporta una migliore efficienza ma richiede l'utilizzo di materiali più pregiati come il Germanio.

Attualmente, la connessione monolitica, è la tecnica più utilizzata per realizzare le celle multigiunzione; le celle realizzate con tale tecnica richiedono un solo substrato, di contro però la crescita di una struttura di questo tipo è molto più complessa rispetto alla realizzazione di più celle fisicamente separate. Come detto in precedenza si hanno soltanto due contatti elettrici, uno sulla superficie della cella top e l'altro alla base della cella bottom. Le varie sottocelle sono connesse in

serie; alla fine si avrà una cella che ha l'aspetto di una cella tradizionale, con un solo contatto positivo e negativo. Per utilizzare la connessione monolitica le sottocelle devono essere realizzate con materiali semiconduttori con diversa energia di gap ma uguale parametro reticolare in modo tale da poter utilizzare la tecnica di crescita epitassiale.

La tecnologia che permette di realizzare le celle con il metodo di accrescimento epitassiale è la Metal Organic Chemical Vapour Deposition (MOCVD)[17]. Tale tecnica consiste nel creare dei film sottili di materiale sul substrato in Germanio; con tale tecnica la crescita dei cristalli non avviene per deposizione fisica ma per reazione chimica.

Attualmente vengono utilizzate celle fotovoltaiche a tripla giunzione, ovvero celle con tre giunzioni, in quanto hanno il migliore rapporto costo – efficienza, gli strati vengono realizzati con: $Ga_{0.5}In_{0.5}P$, $Ga_{0.99}In_{0.01}As$, Ge. Queste celle inizialmente venivano utilizzate soltanto in ambito aerospaziale a causa degli elevati costi, invece adesso possono essere utilizzate anche in ambito civile grazie alla riduzione dei costi.

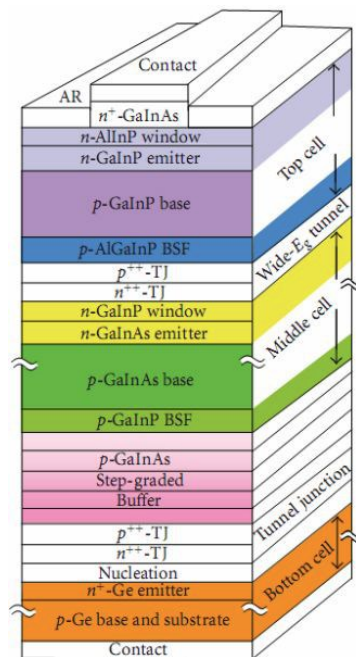


Figura 41: Cella a tripla giunzione

Dalla Figura 41, il diodo tunnel forma una giunzione p-n inversa rispetto ai substrati, questo per evitare di creare un'altra giunzione. Il diodo tunnel per non assorbire radiazione solare deve essere otticamente trasparente; ciò è possibile se ha un'energia di gap superiore rispetto ai substrati sottostanti. Per garantire queste condizioni il diodo viene realizzato con materiale semiconduttore fortemente drogato.

La cella a tripla giunzione, a confronto con la cella tradizionale, riesce a sfruttare meglio la radiazione solare; questo perché ogni giunzione ha un'energia di gap differente e di conseguenza saranno sensibili ad un particolare intervallo di lunghezza d'onda della luce [21][25][26]. La sub-cella con il band di gap più elevato viene posta al di sopra di tutte le altre: essa infatti, interagendo soltanto con i fotoni più energetici, risulta trasparente ai fotoni a più bassa energia che quindi potranno interagire con gli strati più profondi. Al di sotto della cella top vengono posizionate le altre sub-celle che ha un'energia di gap inferiore; la sub-cella che ha l'energia di gap più bassa viene utilizzata come cella bottom e avrà il compito di raccogliere i fotoni che non sono stati assorbiti dagli strati sovrastanti. Considerando la composizione delle varie giunzioni si avrà che partendo dal basso si trova la giunzione in Germanio che è caratterizzata da un bandgap di 0.67 eV a cui corrisponde una lunghezza della luce di $\lambda_{Ge} = 1855$ nm, la quale corrisponde al lontano infrarosso. La giunzione intermedia composta da $Ga_{0.99}In_{0.01}As$ ha un'energia di bandgap pari a 1.4 eV da cui si ricava $\lambda_{GaInAs} = 888$ nm che corrisponde alla lunghezza d'onda del vicino infrarosso; ed infine la cella top, composta da $Ga_{0.5}In_{0.5}P$, possiede un'energia di gap pari a 1.9 eV che comporta una lunghezza d'onda pari a 654 nm che corrisponde alla zona visibile dello spettro.

Dalla Figura 42 si può vedere meglio come ognuna delle sub-celle sfrutta una porzione diversa dello spettro solare.

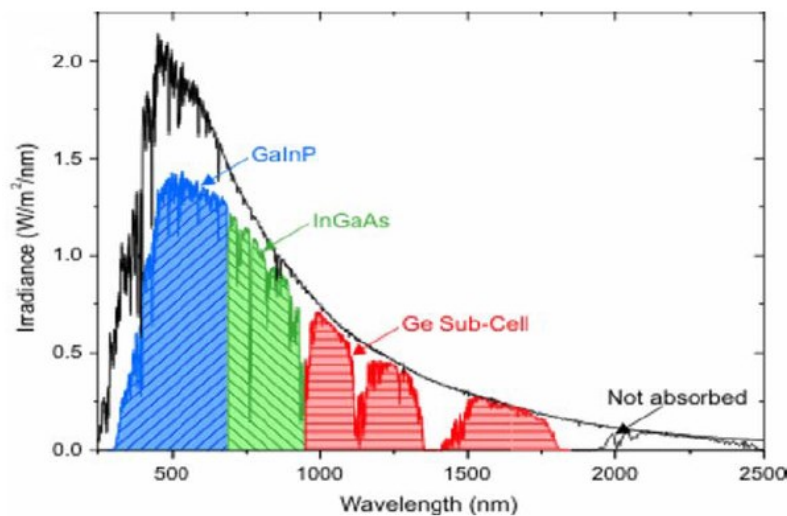


Figura 42: Range di lavoro dei singoli substrati

La Figura 43 mostra l'efficienza quantica per ogni lunghezza d'onda, i vari colori indicano i substrati; è possibile vedere che lo spettro coperto va dall'ultravioletto al medio infrarosso.

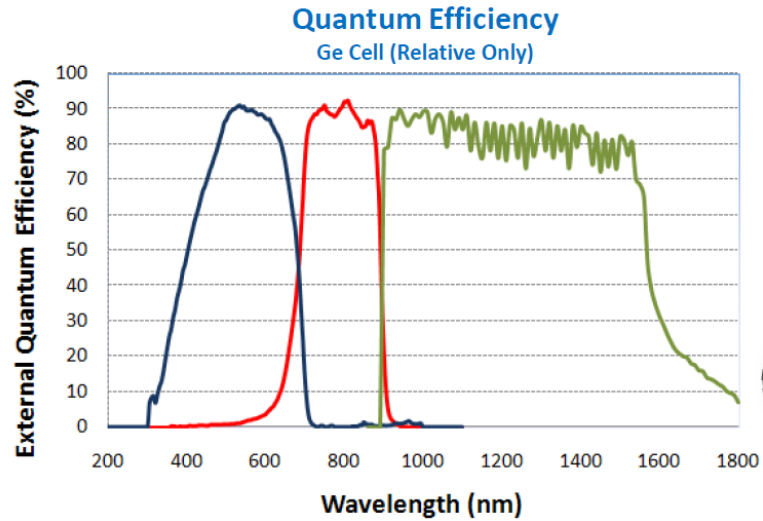


Figura 43: Efficienza quantica cella a tripla giunzione

In Figura 44 è riportato il circuito elettrico equivalente della cella multigiunzione, che a differenza del circuito che rappresenta la cella a singola giunzione, deve essere rappresentato tridimensionalmente. Tale modello permette di determinare le perdite dovute alle resistenze interne.

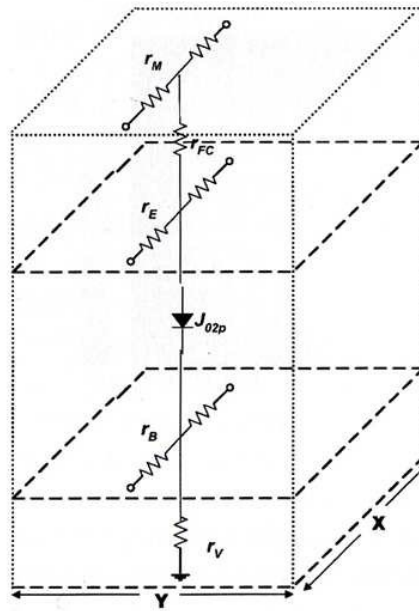


Figura 44: Circuito equivalente 3D

In Figura 45 si può vedere un altro modo per schematizzare elettricamente la cella; ogni sub-cella è indicata come un generatore di corrente dove parallelamente è montato un diodo di by-pass e la resistenza di shunt, tra una sub-cella e l'altra, viene montata una resistenza in serie. In questo modo i vari strati della cella multigiunzione sono collegati in serie; questo comporta che la tensione della

cella è data dalla somma delle tensioni dei singoli strati mentre la corrente è pari alla minor corrente che circola in una delle sub-celle.

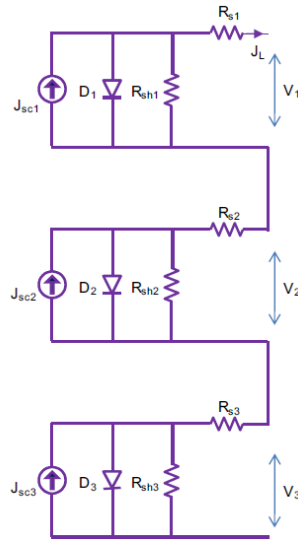


Figura 45: Circuito equivalente cella tripla giunzione

Un effetto molto importante che si fa risentire sulle celle a multigiunzione dovuto alle loro piccole dimensioni è la ricombinazione perimetrale. Tale fenomeno avviene quando non tutte le coppie elettrone-lacuna sono raccolte dal campo di giunzione e inviate al carico esterno. Per avere una minore ricombinazione perimetrale bisogna avere una cella più grande, che però comporta maggiori resistenze interne che fanno diminuire l'efficienza della cella stessa. Infatti dalla Figura 46 si osserva che se si passa da un'area della cella di 0.01 mm^2 a un'area di 0.1 mm^2 si ha un aumento dell'efficienza, però se l'area della cella continua ad aumentare l'efficienza diminuisce a causa delle maggiori resistenze interne.

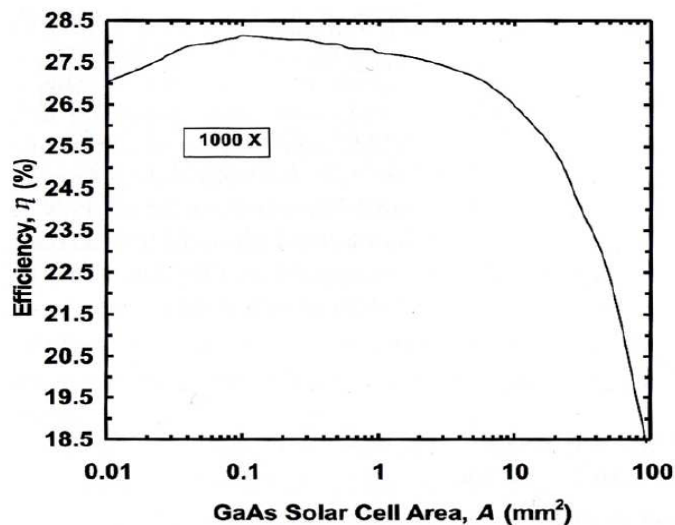


Figura 46: Efficienza della in funzione delle dimensioni

Le celle a tripla giunzione hanno un andamento simile alle celle tradizionali per quanto riguarda la temperatura; l'aumento della temperatura comporta la diminuzione del gap energetico di tutte le giunzioni e di conseguenza si ha un aumento dei fotoni assorbiti da ogni substrato. Però siccome i substrati sono collegati in serie, l'aumento della banda assorbita dal substrato superiore comporta una diminuzione di fotoni per gli substrati inferiori, diminuendo così la corrente erogata dalla cella fotovoltaica.

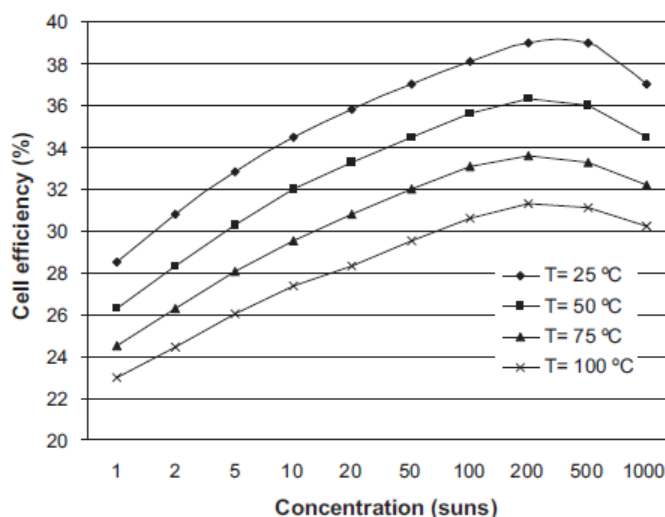


Figura 47: Efficienza della cella in funzione della concentrazione e della temperatura

Dalla Figura 47 è possibile vedere che all'aumentare della temperatura della cella a parità del fattore di concentrazione (tale fattore verrà spiegato nel successivo paragrafo) si ha una minor efficienza. Però indipendentemente dalla temperatura si può notare che i massimi valori di efficienza si hanno con valori di concentrazione compresi tra i 400 e 600 soli.

3.1.2 Ottica di concentrazione primaria

Le celle multigiunzione, come detto in precedenza, raggiungono elevati livelli di rendimento; tali valori di efficienza non si raggiungono soltanto con la radiazione solare che giunge sulla superficie terrestre, ma servono quantitativi maggiori.

Per aumentare la radiazione incidente sulla cella multigiunzione vengono utilizzate le ottiche di concentrazione primarie che hanno il compito di aumentare la concentrazione della radiazione sulla superficie della cella; le ottiche si possono dividere in base al principio ottico che utilizzano:

- Rifrazione;
- Riflessione.

Ci sono alcuni parametri che consentono di confrontare le diverse tipologie di ottiche; questi parametri sono:

- a) Rapporto di concentrazione;
- b) L'efficienza di concentrazione;
- c) L'angolo di accettazione.

a) Il "rapporto di concentrazione" è usato per descrivere quante volte la radiazione solare diretta è concentrata sulla superficie della cella fotovoltaica; si possono definire due rapporti di concentrazione: il rapporto di concentrazione ottico ed il rapporto di concentrazione geometrico.

Il rapporto di concentrazione ottico (CR_O) è definito come l'irraggiamento medio (I_r) sull'area del ricevitore (A_r), diviso per l'intensità solare incidente sulla cella:

$$CR_O = \frac{\frac{1}{A_r} \int I_r dA_r}{I_o} = \frac{I_{m,r}}{I_o}$$

Mentre il rapporto di concentrazione geometrico (CR_G) è definito come il rapporto tra l'area del collettore ottico A_A e l'area della cella A_R .

$$CR_G = \frac{A_A}{A_R}$$

Il rapporto di concentrazione geometrico è un rapporto tra aree e coincide con il rapporto ottico solo se il sistema ottico di concentrazione è ideale; mentre il rapporto di concentrazione ottico tiene conto anche delle prestazioni del sistema ottico e dell'efficienza ottica di concentrazione.

b) L'efficienza di concentrazione è un parametro che stima le perdite dei sistemi ottici, perché tali sistemi non possono trasmettere la totalità della radiazione incidente. Tale parametro è definito come il rapporto tra la potenza messa a disposizione dal concentratore ($P_{prodotta}$) e la potenza incidente sull'area utile (P_{sist}). Tale parametro può essere calcolato come il rapporto tra il rapporto di concentrazione ottico e geometrico.

$$\eta_{ott} = \frac{P_{prodotta}}{P_{sist}}$$

Tale valore dipende principalmente dalla trasmittanza del materiale, di norma è compreso tra il 70% ed il 90%.

c) L'angolo di accettazione, è definito come il massimo angolo di errore di allineamento dell'ottica entro il quale la potenza radiante in uscita dall'ottica è il 90% della prestazione massima nominale. Questo parametro è molto importante perché, nelle applicazioni reali, un elevato

angolo di accettazione consente di mantenere una elevata efficienza anche in presenza di errori di montaggio o errori dovuti all'inseguimento solare.

L'angolo di accettazione viene calcolato come:

$$\theta(C) = \sin^{-1} \sqrt{\frac{n}{C}}$$

Dove n è l'indice di rifrazione ($n=1$ per l'aria).

Quindi per avere elevati valori di efficienza con elevati rapporti di concentrazione, occorrono sistemi molto precisi.

3.1.2.1 Ottiche primarie rifrattive

Le ottiche che fanno parte di questo gruppo sfruttano il principio ottico della rifrazione espresso dalla legge di Snell.

$$n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2$$

Ovvero un raggio luminoso che attraversa due mezzi con indice di rifrazione diverso subisce una rifrazione della normale all'interfaccia proporzionale al rapporto tra gli indici. Nel caso di raggio perpendicolare all'interfaccia, questo non subisce deviazioni. Se si ha un passaggio da un mezzo più denso ad uno meno denso, si avrà un angolo d'ingresso oltre al quale il raggio viene rifratto completamente, esso è pari a:

$$\theta_{crit} = \arcsin\left(\frac{n_2}{n_1}\right)$$

L'indice di rifrazione oltre a dipendere dal mezzo dipende anche dalla lunghezza d'onda della luce incidente, per questo motivo le ottiche che sfruttano il principio della rifrazione saranno soggette alla presenza dell'aberrazione cromatica. Tale fenomeno è dannoso per l'efficienza del sistema fotovoltaico, in quanto la cella non viene irraggiata con uno spettro omogeneo ma ci saranno zone con maggiore densità di radiazione ad una determinata frequenza.

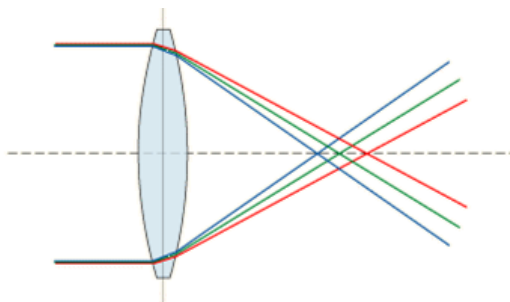


Figura 48: Aberrazione cromatica

Le ottiche più utilizzate sono:

- Lenti prismatiche;
- Lenti Fresnel.

La *lente prismatica* è una lente, solitamente di forma quadrata, composta da una serie di prismi affiancati, tutti i prismi hanno la proprietà di deviare i raggi che incidono sulla superficie esterna su di un'area focale. Lo spot luminoso prodotto dalla lente prismatiche è di forma quadrata.

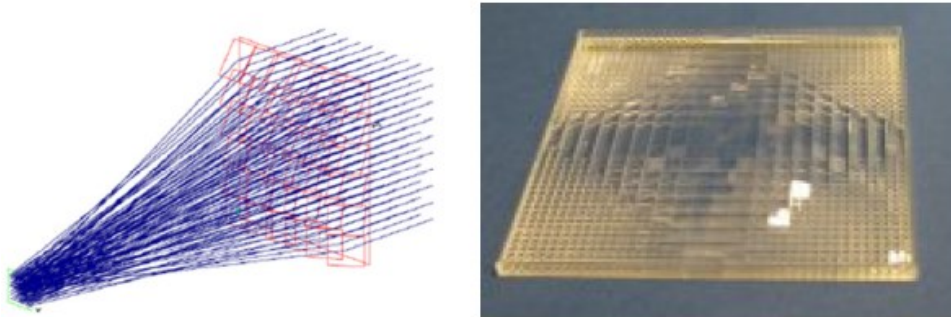


Figura 49: Lente prismaticca

Le *lenti di Fresnel* sono il dispositivo ottico che viene maggiormente utilizzato grazie alla semplicità di costruzione. Per la loro realizzazione ci si basa sul disegno di lenti tradizionali; nella maggior parte delle applicazioni non è possibile utilizzare una lente tradizionale, soprattutto con elevati valori di concentrazione in quanto si avrebbe uno spessore della lente troppo elevato e di conseguenza pesi ed ingombri eccessivi. Il passaggio dalla lente tradizionale a quella di Fresnel avviene frazionando la lente sferica in anelli sferici concentrici detti anelli di Fresnel, così da trasformare la lente sferica in una lente con lo stesso potere diottrico ma con uno spessore molto inferiore rispetto alla corrispondente lente sferica [27]. Oltre a diminuire lo spessore si riesce anche a limitare il cammino ottico del raggio all'interno della lente.

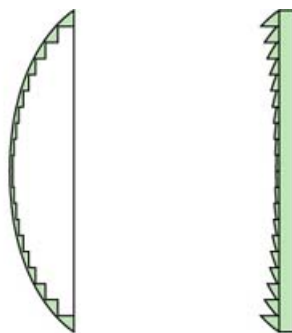


Figura 50: Passaggio da lente sferica a lente di Fresnel

Le superfici inclinate sono chiamate grooves, al centro avranno una inclinazione quasi nulla mentre spostandosi verso i lati si avrà una inclinazione pari alla curva che eseguirebbe la lente concentrica del diametro corrispondente al centro.

In pratica tale lente è in grado, tramite la superficie piana, di captare la radiazione solare diretta e di convogliarla attraverso i grooves verso un unico fuoco.

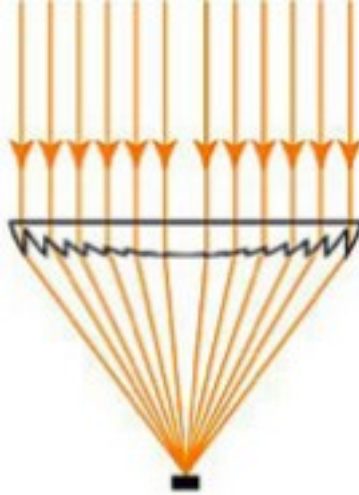


Figura 51: Principio di funzionamento della lente di Fresnel

Le lenti Fresnel in passato venivano realizzate in vetro ma poiché il processo produttivo risultava molto costoso e tale materiale inoltre ne limitava la geometria, si è passato a costruire le lenti Fresnel con materie plastiche. Un materiale plastico con proprietà simili al vetro e adatto per questo tipo di applicazioni è il polimetilmetacrilato (PMMA). Questo materiale, oltre alle sue proprietà ottiche e di resistenza agli agenti atmosferici, è particolarmente adatto perché non viene danneggiato dallo spettro UV e garantisce un'ottima trasmissione nelle lunghezze d'onda utilizzate dalle celle fotovoltaiche a tripla giunzione [28][29][30]. Una lente di Fresnel correttamente progettata può sostenere il funzionamento prolungato nonostante l'esposizione alla grandine e tempeste di sabbia. Alcune misure sperimentali hanno valutato le prestazioni ottiche di questa tipologia di lente; e si è visto che in 20 anni le prestazioni ottiche sono diminuite dal 1% al 4% [30].

I principali parametri per la costruzione di una lente Fresnel sono:

- Distanza focale,
- Numero focale ($f/\#$), ovvero il rapporto tra la distanza focale e la sua apertura. Una lente con numeri $f/\#$ alti, presenta distanze focali maggiori rispetto al diametro; di conseguenza la luce deve essere deviata di un angolo piuttosto ridotto per poter raggiungere il punto focale. Questa tipologia di lenti è detta “lenta”. Invece lenti con $f/\#$ ridotti hanno un fuoco molto vicino alla lente e la rifrazione dei raggi deve essere molto forte; queste lenti vengono dette “veloci”. Per quanto riguarda le perdite le lenti “veloci” presentano maggiori perdite

nell'interfaccia aria-materiale ottico perché i raggi devono essere fortemente rifratti. Invece lenti che hanno valori di $f/\#$ maggiori sono meno critiche e riducono problemi come l'aberrazione cromatica.

- Pitch groove, ovvero il passo tra gli anelli. Più il passo è ridotto, più l'ottica è precisa, però comporta maggiori perdite dovuto allo scattering.

Le prestazioni ottiche della lente Fresnel dipendono da diversi parametri: trasmissione ottica, numero focale, riflettività della superficie della lente, l'angolazione dei groove e le imperfezioni di produzione [31]. In particolare, per i sistemi a concentrazione, Davis [32] suggerisce di utilizzare una lente Fresnel con numero focale maggiore di uno per ridurre la riflessione. Il processo di fabbricazione può introdurre alcune perdite geometriche [33]: le principali cause della riduzione di efficienza delle lenti Fresnel sono gli angoli di spoglia dello stampo, in quanto solitamente la lente viene ottenuta per stampaggio, e arrotondamento degli angoli di sfaccettatura [34].

3.1.2.2 Ottiche primarie riflesse

Le ottiche primarie riflesse sfruttano il principio della riflessione, ovvero la radiazione solare viene riflessa verso la cella fotovoltaica; questi dispositivi, al contrario delle lenti rifrattive, non soffrono delle aberrazioni cromatiche.

È fondamentale la scelta del materiale per massimizzare la radiazione solare riflessa; normalmente viene utilizzato l'alluminio anodizzato che consente di avere un indice di riflettività pari al 95%.

Le ottiche primarie riflesse più comuni sono:

- Ottica di Cassegrain;
- Specchio parabolico;
- Concentratori lineari.

L'ottica di Cassegrain a differenza di altri sistemi utilizza due superfici ottiche; l'ottica è formata da uno specchio parabolico concavo che ha il compito di raccogliere la radiazione solare diretta e di rifletterla su di uno specchio iperbolico convesso che a sua volta concentra la radiazione solare sulla cella fotovoltaica.



Figura 52: Ottica di Cassegrain

Gli *specchi parabolici* riflettono la luce incidente in un unico fuoco, ovvero nel fuoco della parabola

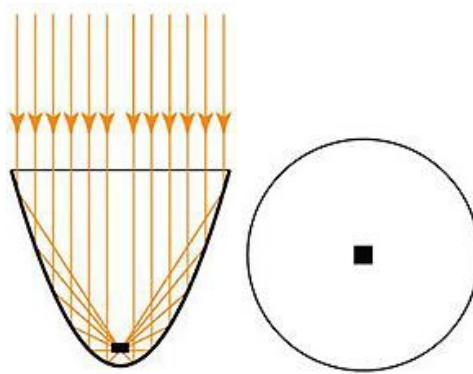


Figura 53: Specchio parabolico

In commercio si trovano molte configurazioni possibili come concentratori parabolici lineari o puntuali e a V.



Figura 54: Concentratori con ottiche primarie riflesse puntuali, lineari e a V

Queste ottiche hanno però molteplici limiti che sono: scarsa compattezza, difficoltà di montaggio e

manutenzione, ed inoltre sono soggetti ad accumulo di sporco ed esposti ad ossidazione.

3.1.3 Ottiche secondarie

I sistemi a concentrazione, oltre alle ottiche primarie, utilizzano anche delle ottiche secondarie le quali vengono montate sopra la cella fotovoltaica. Tali ottiche hanno il compito di [35][36][37][38]:

- Aumentare ulteriormente il rapporto di concentrazione;
- Omogeneizzare la radiazione solare sulla superficie della cella fotovoltaica a tripla giunzione;
- Corregge eventuali errori d'inseguimento solare e aumentare l'angolo di accettazione.

Come detto in precedenza è molto importante l'aumento dell'accettazione angolare soprattutto per gli impianti con elevati livelli di concentrazione.

Anche le ottiche secondarie possono essere di tipo rifrattivo o riflessivo. Le ottiche secondarie che sfruttano il principio della riflessione sono realizzate con materiale altamente riflettente, e devono essere correttamente sagomate in modo che la porzione dei raggi solari concentrati che, provenienti dall'ottica primaria, non colpiscono direttamente la cella fotovoltaica vengono riflessi dall'ottica secondaria e indirizzati verso la cella. Invece le ottiche secondarie che sfruttano il principio della rifrazione sono realizzate in materiale dielettrico ed utilizzano sia il principio di rifrazione sia la riflessione totale interna. Normalmente quest'ultima soluzione è la più utilizzata, soprattutto negli impianti con elevato rapporto di concentrazione, in quanto garantisce angoli di accettazione più ampi; anche a discapito di un costo di realizzazione leggermente più elevato [39].

- **XTP**

L'ottica XTP (Reflective Truncated Pyramid) è la soluzione più semplice che si possa utilizzare; consiste in un elemento riflessivo posto sopra la cella. La porzione dei raggi solari che, provenienti dalla lente Fresnel, non colpiscono direttamente la cella fotovoltaica vengono riflessi dalle pareti laterali dell'ottica e indirizzati verso la cella.

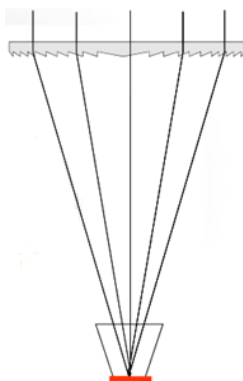


Figura 55: Ottica secondaria XTP

- **RTP**

Questa tipologia di ottica secondaria (RTP, Refractive Truncated Pyramid), chiamata anche omogeneizzatore, sfrutta sia il principio della rifrazione sia quello della riflessione totale dei raggi solari. La luce che entra nel dispositivo viene rifratta dalla superficie entrante riducendo anche l'angolo d'inclinazione. Nonostante ciò non tutti i raggi riescono a colpire direttamente la cella, ma sono diretti verso la superficie laterale dell'ottica; siccome i raggi hanno una inclinazione inferiore rispetto all'angolo critico, vengono riflessi (riflessione totale) e diretti verso la cella.

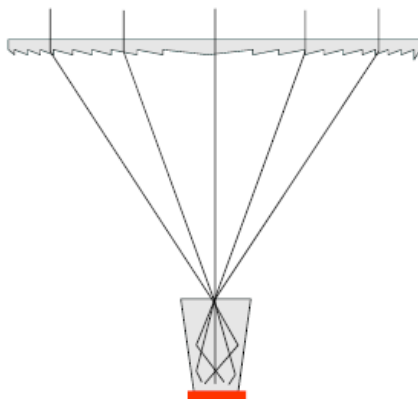


Figura 56: Ottica secondaria RTP

Queste ottiche sono realizzate con vetro di quarzo o vetro borosilicato.

- **Free form**

Questa tipologia di dispositivi hanno delle conformazioni geometriche molto complesse e particolari; lo studio di tali geometrie è generalmente realizzato per mezzo di simulazioni.

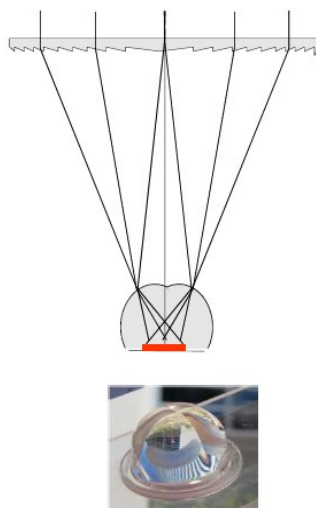


Figura 57: Ottica secondaria Free-form

- **FK**

Viene anch'essa progettata tramite simulazioni software. FK è l'acronimo di Fresnel-Kohler; questo dispositivo fa uso di una lente Fresnel divisa in quattro settori con fuochi separati ed un'ottica secondaria realizzata completamente da stampo in free-form. Questa soluzione permette di avere sulla cella un elevato livello di omogeneità e alti angoli di accettazione.

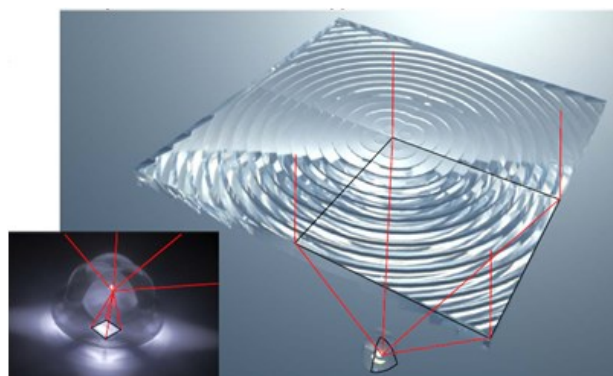


Figura 58: Ottica secondaria FK

- **CPC (Compound Parabolic Concentrator)**

Tale ottica, a differenza delle altre, ha le superfici laterali che seguono l'andamento di una parabola. Tutti i raggi entranti con un'inclinazione inferiore rispetto agli assi delle parabole vengono intrappolati dall'ottica e diretti verso la sezione d'uscita; invece i raggi con inclinazione superiore vengono riflessi più volte sulle superfici laterali prima di uscire dalla sezione d'ingresso

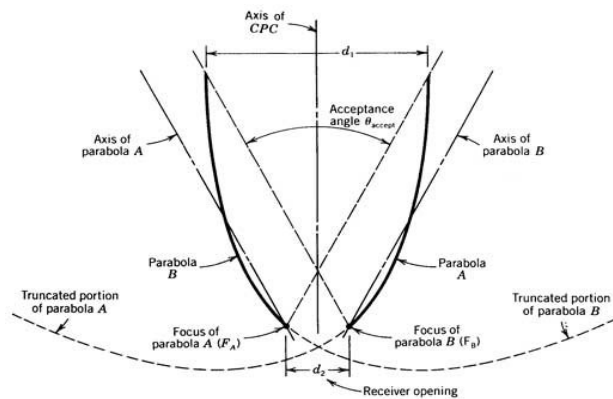


Figura 59: Ottica secondaria CPC

Nella figura sottostante vengono riportate le geometrie di varie ottiche secondarie e la dimensione dello spot luminoso che va ad incidere sulla cella. Le migliori ottiche consentono di omogeneizzare la luce sulla cella, ridurre la dimensione dello spot e di conseguenza ottimizzare le dimensioni della cella.

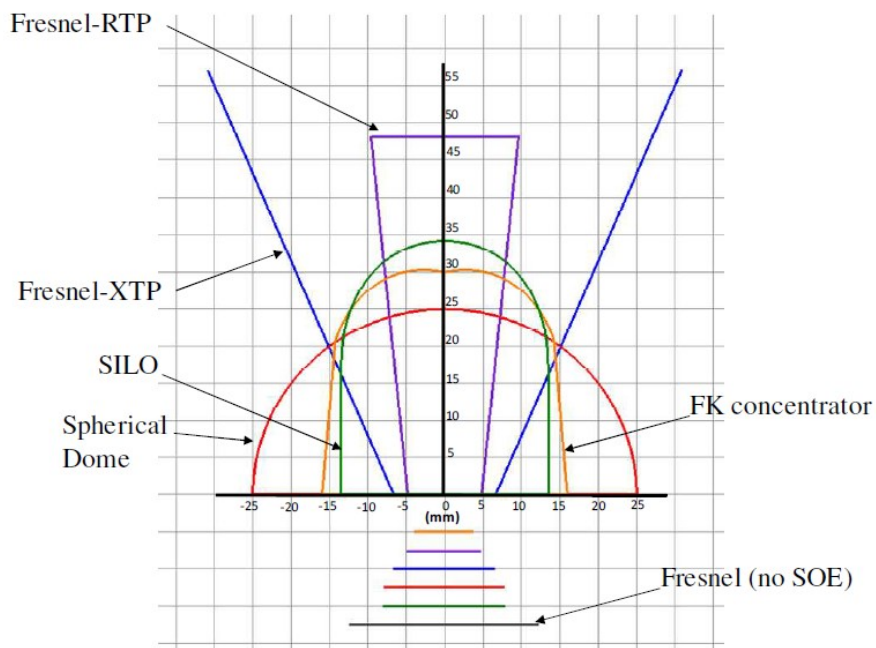


Figura 60: Geometrie ottiche secondarie e dimensioni spot luminoso

3.1.4 Sistema d'inseguimento

Il sistema d'inseguimento è un dispositivo fondamentale per il fotovoltaico a concentrazione; tale sistema ha il compito di orientare in maniera ottimale l'impianto a concentrazione rispetto ai raggi solari, in modo tale che la radiazione solare concentrata colpisca il ricevitore. Esistono diverse tipologie d'inseguitori, i quali possono essere suddivisi in base agli assi d'inseguimento [40]:

- Sistemi fissi, utilizzati soprattutto con i pannelli fotovoltaici tradizionali che saranno esclusi da questa trattazione
- Sistemi one-axis, utilizzati per impianti a bassa e media concentrazione;
- Sistemi two-axis, utilizzati per impianti a medio-alta concentrazione.

I sistemi one-axis garantiscono l'inseguimento solare lungo un solo asse; tali sistemi sono più semplici rispetto ai sistemi two-axis; però le prestazioni del sistema fotovoltaico dipendono fortemente dall'asse scelto. Se l'asse di rotazione è disposto lungo la direzione nord-sud, nel periodo estivo si avrà una riduzione dell'irraggiamento di circa il 2% rispetto ad un sistema d'inseguimento biassiale; se si considera sempre il periodo estivo ma l'asse è orientato lungo la direzione est-ovest si avrà che l'unico momento in cui la superficie captante è rivolta verso il sole è il mezzogiorno, questo comporta grandi perdite di energia (~27%). Nel periodo invernale il comportamento si inverte; in direzione est-ovest si avrà una perdita del 14% rispetto al caso biassiale, mentre in direzione nord-sud si avrà una perdita pari al 36%. Se si considera un intero anno solare un sistema orientato in direzione nord-sud riceve più energia rispetto ad un sistema orientato in direzione est-ovest, però la variazione di potenza, nell'arco dell'anno, in un sistema nord-sud è molto maggiore rispetto ad un sistema est-ovest. I principali assi d'inseguimento sono:

- Inseguitori di tilt, ruotano attorno all'asse est-ovest
- Inseguitori di tip, ruotano attorno all'asse nord-sud, segue il percorso giornaliero del sole. Tale tipologia è indicata per paesi a bassa latitudine dove il percorso giornaliero del sole è più ampio nel corso dell'anno
- Inseguitori di azimut, ruotano intorno all'asse dello zenit
- Inseguitore polare monoassiale, l'asse di rotazione è inclinato rispetto al suolo e parallelo all'asse di rotazione terrestre; è il sistema one-axis più efficiente in quanto riesce ad inseguire la traiettoria del sole nel cielo.

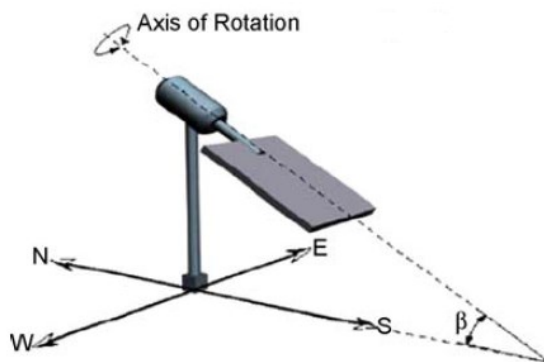


Figura 61: Tracking a singolo asse con angolo d'inclinazione pari all'angolo di latitudine

Gli inseguitori biassiali, a differenza dei monoassiali, presentano due assi di movimentazioni; questi tracker sono studiati per ottenere il perfetto allineamento tra i raggi solari e la normale della superficie della cella in modo tale da annullare le perdite dovute all'effetto coseno. Tra i sistemi biassiali vanno ricordati:

- Inseguitore azimut-elevazione
- Inseguitore polare
- Inseguitore tip-tilt

Nei sistemi azimut-elevazione il tracker deve poter ruotare intorno all'asse zenitale, per l'inseguimento dell'azimut, e ad un altro asse d'inseguimento parallelo al terreno, per l'inseguimento dell'elevazione.

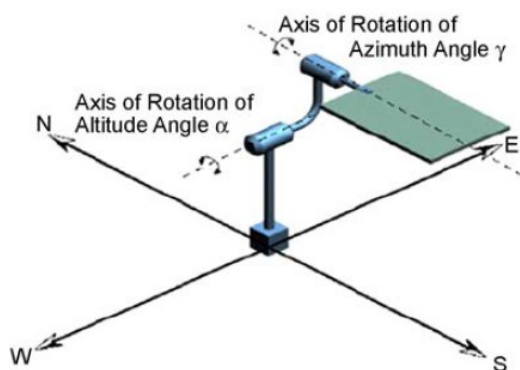


Figura 62 - Tracking biassiale azimut-elevazione

Invece nei sistemi polari si avrà un asse di rotazione parallelo all'asse di rotazione terrestre e sarà quindi rivolto verso il nord celeste, l'angolo d'inseguimento corrisponde all'angolo orario ω ; mentre

il secondo asse di rotazione è perpendicolare all'asse polare e corrisponde all'angolo di declinazione δ .

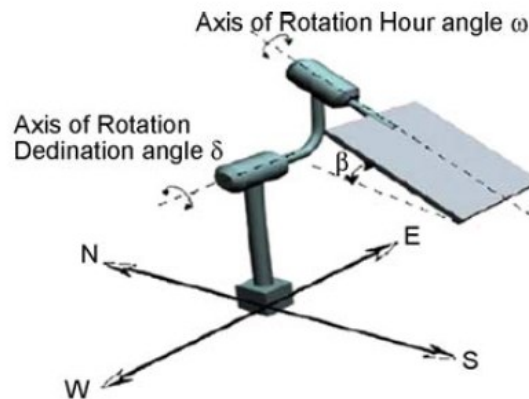


Figura 63 - Tracking biassiale sistema polare

Il sistema tip-tilt, prevede due assi d'inseguimento, uno in direzione nord-sud ed uno est-ovest, rispetto al sistema azimut-elevazione tale sistema riduce la movimentazione.

3.2 Tipologie d'impianto

Nel corso degli anni si sono realizzate varie tipologie impiantistiche per quanto riguarda il fotovoltaico a concentrazione; le varie soluzioni possono essere suddivise in base alla soluzione ottica adottata:

- Sistemi *dense array*: un sistema ottico alimenta una serie di celle fotovoltaiche che sono disposte una accanto all'altra;
- Sistemi *point focus*: ogni cella fotovoltaica viene alimentata da un'ottica indipendente; le celle sono distanziate tra loro di un passo pari alla distanza dell'asse ottico dei singoli sistemi di concentrazione.

All'interno della categoria d'impianti dense array troviamo i sistemi dish dense array e i sistemi linear focus.

I sistemi *dish dense array* sono costituiti da un paraboloide a fuoco puntiforme che ha la funzione di riflettere e concentrare la radiazione solare sul ricevitore. Il paraboloide è composto da diversi moduli assemblati su cui vengono incollati dei pannelli altamente riflettenti.

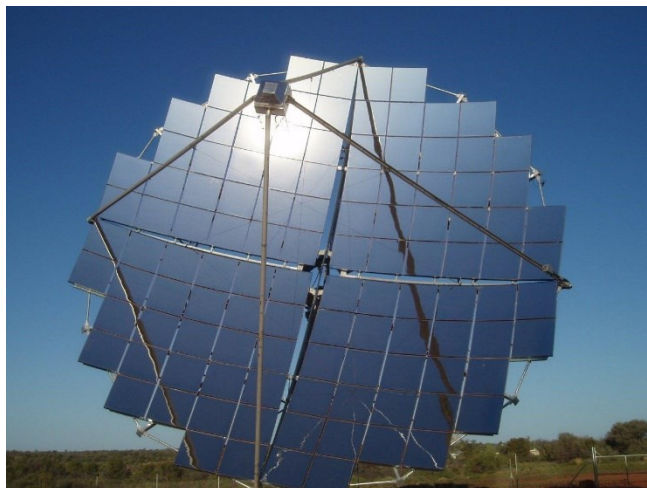


Figura 64: Sistema dense array

Il ricevitore, posizionato nel fuoco del paraboloide, è composto da una matrice di celle fotovoltaiche disposte una vicina all'altra, normalmente non è previsto un'ottica secondaria, se non un riflettore sul bordo dell'array di celle che recupera parte della radiazione concentrata che non colpisce l'array di celle ed inoltre funge anche da sistema di protezione agli agenti atmosferici. Data l'elevatissima densità di flusso solare che può essere ottenuto con i sistemi dish ed il forte impacchettamento adottato per le celle fotovoltaiche è necessario prevedere dei sistemi di raffreddamento attivi nel backplate dell'array fotovoltaico. Generalmente le celle vengono saldate su un piatto in alluminio o rame all'interno del quale scorre un fluido termovettore per il raffreddamento delle celle.

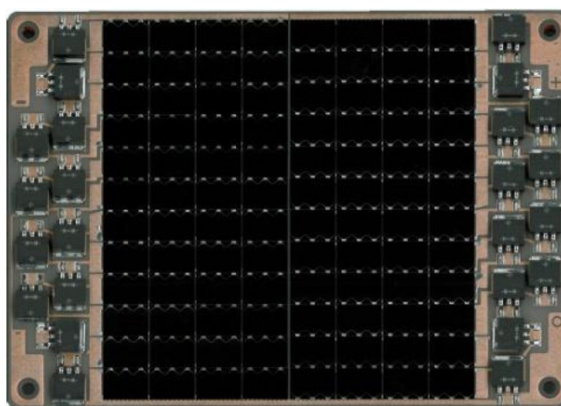


Figura 65: Ricevitore sistemi dense array

La distanza del fuoco del sistema e la dimensione dell'array di celle fotovoltaiche viene scelta in funzione del livello di concentrazione che si vuole ottenere. Tale tipologia d'impianto richiede un sistema d'inseguimento solare a doppio asse.

I sistemi *linear focus* possono utilizzare sistemi di lenti Fresnel lineari o specchi parabolici, rivestiti di materiale altamente riflettente, per concentrare la radiazione solare diretta in una striscia lineare nel quale vengono posizionate le celle fotovoltaiche.



Figura 66: Sistemi linear focus

I concentratori sono allineati a file parallele generalmente secondo una direzione nord-sud e sono dotati di un sistema d'inseguimento monoassiale, in quanto inseguono il sole ruotando attorno al loro asse longitudinale secondo una direzione est-ovest.

I sistemi *point focus*, sono tra i sistemi più diffusi, sono caratterizzati dal fatto che l'ottica concentra la radiazione solare in una singola cella. L'ottica di concentrazione può essere costituita da una lente (ottica rifrattiva) o da uno specchio (ottica riflessiva).

I sistemi *dish point focus*, utilizzano l'ottica di Cassegrain, che come si è visto nel capitolo precedente, è composta da due ottiche riflettive che concentrano la radiazione solare sulla cella fotovoltaica.



Figura 67: Sistema point focus con ottica Cassegrain

I sistemi *point focus ad ottica rifrattiva* sono quelli che hanno avuto una maggiore diffusione negli ultimi anni. In questi sistemi la radiazione solare diretta viene concentrata tramite un'ottica primaria rifrattiva su di una cella fotovoltaica di piccole dimensioni. L'ottica primaria che viene generalmente utilizzata è una lente Fresnel; tali sistemi utilizzano anche ottiche secondarie (riflessive o rifrattive) per migliorare l'omogeneità della radiazione solare sulla cella fotovoltaica e per correggere eventuali errori d'inseguimento.

Il sistema d'inseguimento utilizzato per questa tipologia d'impianto è il sistema d'inseguimento a doppio asse.



Figura 68: Sistema point focus ad ottica rifrattiva

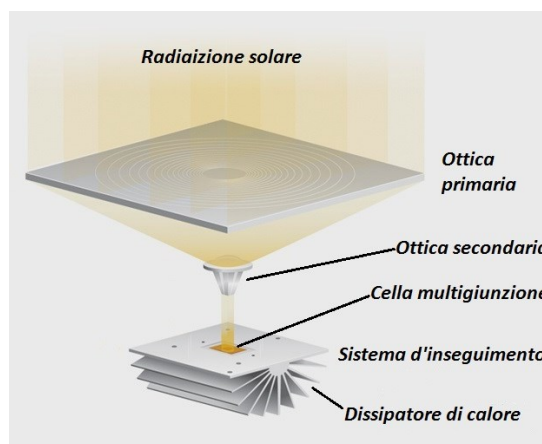


Figura 69: Componenti sistemi point focus ottica rifrattiva

Inoltre gli impianti fotovoltaici a concentrazione possono essere classificati in base al rapporto di concentrazione, abbiamo quindi:

- Alta concentrazione (HCPV, High Concentrated Photovoltaic); il livello di concentrazione è compreso tra i 300 e 2000 soli (300-2000X);

- Media concentrazione (MCPV, Medium Concentrated Photovoltaic); la luce solare viene concentrata tra le 40 e 300 volte (40-300X);
- Bassa concentrazione (LCPV, Low Concentrated Photovoltaic) (1-40X); la luce viene concentrata tra 1 e 40 volte.

3.3 Solare termico a concentrazione

Per solare termico a concentrazione o CSP (Concentrating Solar Power) si intende un impianto che utilizza la radiazione solare diretta (DNI) concentrata per creare una fonte di calore ad alta temperatura da cui è possibile generare energia elettrica attraverso un ciclo termodinamico oppure energia termica di processo o accumularla in appositi dispositivi.

I sistemi solari termici a concentrazione, sono anch'essi insieme al fotovoltaico a concentrazione, una delle tecnologie più promettenti tra le energie rinnovabili [41], perché è considerata una delle alternative più promettenti per sostituire la produzione di energia da impianti a combustibile fossile grazie al basso impatto ambientale per quanto riguarda l'anidride carbonica e le emissioni di sostanze inquinanti [42].

I raggi solari vengono riflessi o rifratti, tramite un collettore e concentrati nel fuoco ottico del collettore stesso; se in tale punto viene posizionato un corpo nero perfettamente assorbente, detto ricevitore, l'energia contenuta in ciascun raggio viene assorbita dal ricevitore. Di norma il ricevitore è dotato di un sistema di scambio termico per trasportare, tramite un fluido termovettore, l'energia termica proveniente dai raggi solari, in modo tale da utilizzarla per scopi tecnologici o per essere convertita in energia elettrica.

Un impianto solare a concentrazione può essere diviso in due aree:

- Il campo solare (solar field), che ha il compito di concentrare la radiazione solare diretta e convertirla in calore ad alta temperatura;
- Sistema di conversione dell'energia (power block), che converte il calore ad alta temperatura in energia elettrica.

Il campo solare è composto da:

- Collettore o concentratore solare, sistema di specchi o lenti che hanno il compito di concentrare la radiazione solare,
- Ricevitore, converte la radiazione solare concentrata in calore ad alta temperatura;
- Sistema d'inseguimento solare, permette al collettore di inseguire la posizione del sole;

- Sistema di accumulo, permette di stoccare l'energia termica prodotta in eccesso e di utilizzarla quando la radiazione solare diminuisce; è fondamentale per garantire continuità al sistema di produzione di energia elettrica.

Invece il sistema di conversione dell'energia utilizzato per convertire il calore in energia elettrica è composta da:

- Gruppo turbina – alternatore, ha il compito di convertire l'energia termica in meccanica e poi in elettrica;
- Gruppo di circolazione, composto da pompe che consentono lo spostamento del fluido termovettore.

Nel paragrafo seguente verranno illustrate le principali tipologie d'impianti termici a concentrazione.

3.3.1 Concentratori solari

I principali sistemi utilizzati per concentrare la radiazione solare sono [43]:

- Parabolic trough (concentratore parabolico cilindrico a fuoco lineare);
- Solar tower (impianto a torre centrale);
- Parabolic dish (concentratore parabolico a fuoco puntiforme);
- Linear Fresnel reflector (concentratore lineare di Fresnel).

I sistemi *parabolic trough*, sono la configurazione tecnologica più utilizzata e matura grazie alla maggior esperienza in termini di ricerca e di prodotti industriali commercializzati [44]. Il concentratore ha una forma parabolica cilindrica, costituito da moduli ricoperti di materiale altamente riflettente come argento o alluminio anodizzato. I concentratori sono allineati in file parallele con direzione nord-sud e tramite ad un sistema d'inseguimento monoassiale insegue la posizione del sole secondo la direzione est-ovest. Questo comporta un sistema d'inseguimento più semplice e meno costoso, però causa una perdita di energia captabile del 15-20% rispetto a sistema d'inseguimento a doppio asse. Il concentratore riflette e concentra i raggi solari su di un ricevitore posizionato nel fuoco del collettore stesso.

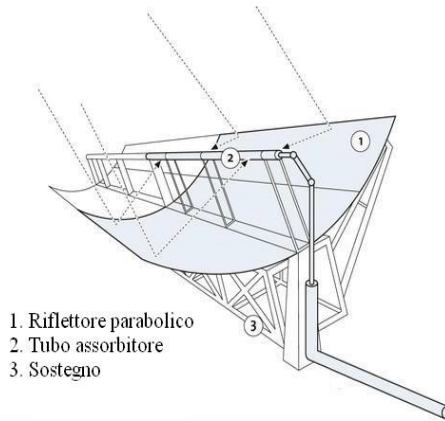


Figura 70: Parabolic trough

Il ricevitore è costituito da un tubo in acciaio inossidabile sulla cui superficie esterna viene depositato un rivestimento selettivo di materiale composito metallo-ceramico, tale rivestimento permette di avere un'elevata assorbenza della radiazione solare e una bassa emissività di calore nell'infrarosso. Il tubo d'acciaio viene incapsulato in un tubo esterno di vetro borosilicato che ha la funzione di proteggere il rivestimento selettivo e di ridurre al minimo le dispersioni termiche verso l'esterno. Tra il tubo in acciaio ed il vetro viene realizzato il vuoto, inoltre sul tubo in vetro viene applicato un trattamento antiriflesso che ha il compito di ridurre al minimo l'energia riflessa.



Figura 71: Ricevitore parabolic trough

I fluidi termovettori principalmente utilizzati sono olio diatermico, sali fusi o vapore che può essere utilizzato direttamente in turbina.

Tali impianti riescono a raggiungere, dato l'inseguimento monoassiale, un fattore di concentrazione compreso tra i 70 e 100 soli e sono in grado di raggiungere temperature nell'ordine dei 300 – 600 °C.

I sistemi *solar tower*, è la tipologia d'impianto più diffusa dopo i sistemi parabolic trough, e rappresentano l'alternativa ai sistemi parabolici quando sono necessarie temperature di esercizio più elevate [44]. I sistemi solar tower sono composti da una serie di eliostati che hanno il compito di riflettere la radiazione solare su di un ricevitore posto sulla sommità di una torre. Gli eliostati possono circondare completamente la torre su cui è posizionato il ricevitore oppure possono essere disposti ad emiciclo verso nord nel emisfero boreale (verso sud nel emisfero australe).

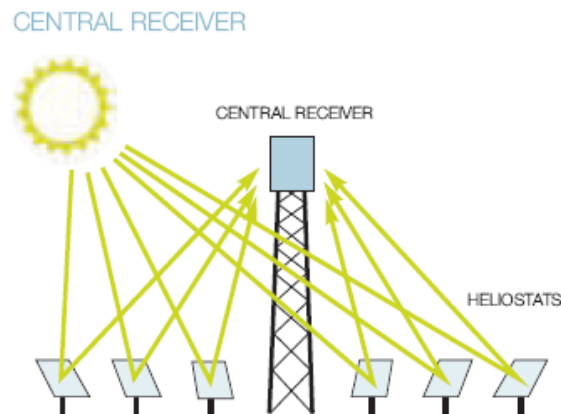


Figura 72: Sistema solar tower

Gli eliostati, di forma piana e piatta, sono ricoperti con materiali altamente riflettente (lo stesso utilizzato nei sistemi parabolic trough), con efficienza di riflessione del 90-97%. Gli eliostati sono dotati di un sistema d'inseguimento a doppio asse del tipo azimut-elevazione. A causa dell'elevato costo del sistema d'inseguimento gli eliostati hanno notevoli dimensioni; da esempio il più grande impianto solare a torre centrale, Ivanpah Solar Power Facility situato nel deserto nel Mojave (Stati Uniti), è composto da tre generatori per una potenza complessiva di 392 MW ed utilizza degli eliostati che hanno un'area di 14 m².

Tali impianto raggiungono fattori di concentrazione compresi tra i 700 e i 1000 soli e temperature nel ordine dei 600 – 1000°C a seconda del tipo di ricevitore utilizzato.

Esistono diverse tipologie di ricevitori:

- Ricevitore esterno, di forma cilindrica, formato da serpentine al cui interno scorre il fluido termovettore. Le serpentine sono realizzate in lega di nichel o acciai speciali e vengono

trattate con dei coating per incrementare l'assorbimento della radiazione solare e minimizzare le perdite per re-irraggiamento. Con questa soluzione si riesce a raggiungere una temperatura di 600°C, non possono essere utilizzati i sali come fluido termovettore perché potrebbero solidificare. Durante la progettazione è necessario trovare un compromesso per le dimensioni del ricevitore in quanto un ricevitore di piccole dimensioni riduce le perdite termiche ma comporta una ridotta superficie di scambio.

- Ricevitore a cavità, riduce le dispersioni termiche che si hanno con il ricevitore esterno, in quanto la radiazione solare viene concentrata su le superficie assorbenti collocate all'interno di una cavità la quale può essere chiusa quando non c'è irraggiamento.
- Ricevitore volumetrico, è composto da una superficie di scambio a nido d'ape con struttura in materiale ceramico o in acciaio. Come fluido termovettore primario viene utilizzata l'aria che viene fatta passare attraverso la struttura, dopo di che l'aria trasferisce il calore ad un fluido termovettore secondario che viene mandato al generatore.
- Ricevitore a diretto assorbimento, il fluido termovettore scende sulle pareti inclinate e viene irraggiato direttamente, il fluido può trovarsi sia in una cavità interna che in pareti esterne. Di solito come fluido termovettore vengono utilizzati Sali fusi anneriti per migliorare l'assorbimento. Con questo ricevitore è possibile raggiungere temperature di circa 1000°C.

I sistemi solar tower hanno un elevato rendimento termodinamico legato alle elevate temperature di funzionamento. L'impiego di diversi tipi di fluidi termovettore consente il funzionamento in un ampio range di condizioni operative. Impianti di grande scala hanno dimensioni molto grandi sia per quanto riguarda l'altezza della torre sia per quanto riguarda il suolo occupato dagli eliostati.

I sistemi *parabolic dish* è composto da un concentratore a forma di paraboloide ricoperto di materiale altamente riflettente, che ha il compito di concentrare la radiazione solare in un unico punto (fuoco della parabola), dove viene posizionato il ricevitore. Tali impianti possono raggiungere fattori di concentrazione pari ai 2000 soli e sono in grado di raggiungere temperature dell'ordine dei 750 – 1000 °C ma riescono a fornire basse potenze nel ordine dei 5-100 kW elettrici.

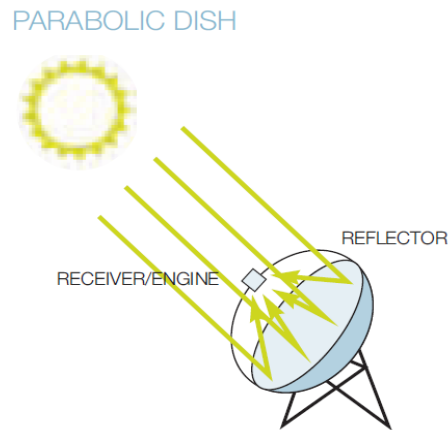


Figura 73: Sistema parabolic dish

Il materiale riflettente utilizzato è lo stesso di quello visto nei concentratori parabolic trough. I concentratori possono assumere diverse forme da cui si originano diverse configurazioni:

- Tiles, il paraboloide è realizzato mediante una struttura a spicchi o a settori sui quali viene incollato il materiale riflettente aventi diverse concavità;
- Stretched membranes, il concentratore è composto da membrane di piccole dimensioni accoste in modo da creare spazi vuoti. Con tale configurazione si ha un aumento del ingombro del paraboloide dovuto all'aumento degli spazi vuoti, tra una membrana e l'altra, comporta un aumento di peso e di dimensioni della struttura portante e quindi si avrà un maggior impatto visivo. Tuttavia il sistema è molto competitivo per quanto riguarda il costo e la manutenzione;
- Foils, il concentratore è formato da lamelle di materiale altamente riflettente incollato su di una struttura di supporto.



Figura 74. Sistemi parabolic dish tiles, stretched membranes e foils

L'inseguimento della posizione apparente del sole viene effettuato tramite un meccanismo d'inseguimento a doppio asse; in questo modo è possibile sfruttare la radiazione diretta per l'intero

arco della giornata. Le modalità d'inseguimento solare maggiormente utilizzate sono: inseguimento azimutale-elevazione o inseguimento polare.

Nel ricevitore, di un sistema solar dish, solitamente è integrato un motore Stirling; quindi in questo caso il ricevitore deve assorbire la radiazione solare concentrata e trasferirla al fluido di lavoro del motore termico. Il ricevitore è posizionato nel fuoco del concentratore. Per ridurre le perdite di irraggiamento verso l'esterno e di convezione è utilizzato un ricevitore a cavità. I ricevitori più utilizzati sono:

- A scambio diretto (directly illuminated tube receiver), la superficie esposta alla radiazione solare concentrata è composta da una serie di tubi nel quale circola direttamente il fluido di lavoro del motore, con tale tipologia si possono raggiungere temperature del ordine dei 800 °C,
- A fluido intermedio (indirectly illuminated tube receiver), l'assorbitore utilizza un fluido termovettore che evapora e ricondensa su una mesh di tubi al cui interno circola il fluido di lavoro del motore. Anche se ci sono due scambi termici, questa soluzione permette di avere una migliore omogeneità di riscaldamento del fluido di lavoro grazie allo scambio termico in cambiamento di fase,
- Ricevitori ibridi, sono in grado di assorbire sia l'energia solare sia l'energia termica prodotta dai combustibili,
- Altri cicli, gli impianti possono utilizzare anche cicli Brayton o ORC, nel quale il generatore è esterno e non integrato nel ricevitore del sistema. In questo caso il ricevitore è una serpentina nel quale scorre il fluido termovettore che viene inviato al generatore ORC o ad uno scambiatore secondario (ciclo Brayton).

I sistemi parabolic dish, rispetto ai sistemi visti precedentemente, sono maggiormente adatti per la generazione distribuita in quanto hanno un ingombro inferiore e potenze più limitate.

I sistemi *Linear Fresnel reflector* sono considerati una soluzione promettente grazie alla capacità di superare vincoli tecnico-economici associati ad impianti a concentrazione più convenzionali per applicazioni termiche che richiedono temperature medio-alte [45][46]. Tali sistemi sono formati da file di specchi piani che concentrano la radiazione solare su di un tubo ricevitore lineare posto al di sopra degli specchi stessi. Tali sistemi sfruttano il principio delle lenti Fresnel, le quali rifraggono la radiazione solare per concentrarla in un unico punto. Ogni fila di specchi può essere movimentata separatamente.

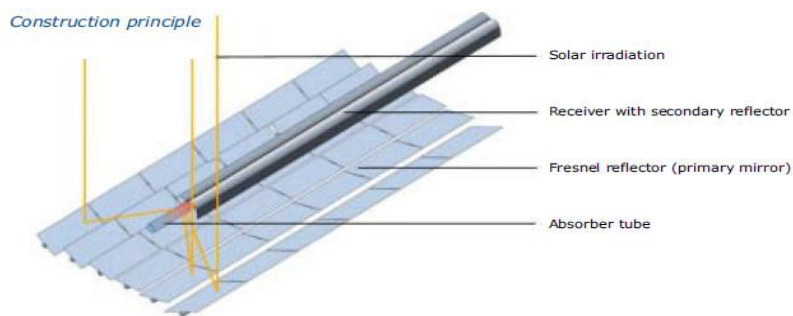


Figura 75: Linear Fresnel reflector

Sopra al ricevitore può essere applicato un riflettore secondario che ha lo scopo, sia di aumentare ulteriormente il fattore di concentrazione, sia quello di correggere eventuali errori di posizionamento degli specchi.

I fattori di concentrazione vanno dai 25 soli fino a 100 soli e si raggiungono temperature comprese tra i 200 e 450 °C. Come fluido termovettore può essere utilizzata acqua pressurizzata o olio diatermico a seconda delle temperature raggiunte. Tale tipologia di sistema ha prestazioni molto inferiori rispetto ai sistemi visti precedentemente ma compensa con costi di realizzazione e gestione notevolmente inferiori.

3.3.2 Conversione energia solare in energia elettrica

La conversione del calore ad alta temperatura in energia elettrica può avvenire con diverse tecnologie:

- Impianto a vapore a ciclo Rankine;
- Impianto a ciclo Brayton;
- Motore Stirling
- Impianto ORC

Gli impianti a ciclo Rankine utilizzano turbine a vapore per produrre energia elettrica; il vapore può essere riscaldato direttamente nel concentratore, o in uno scambiatore se vengono utilizzati altri fluidi primari. Possono essere presenti caldaie a combustibile che rendono il sistema ibrido. Possono essere alimentati da impianti parabolic trough oppure solar tower.

Gli impianti a ciclo Brayton utilizzano turbine a gas; tale impianto viene utilizzato con i sistemi solar tower in quanto per avere buoni rendimenti del ciclo bisogna raggiungere elevate temperature.

Il motore Stirling è un motore a combustione esterna, che utilizza un ciclo chiuso di espansioni e compressioni per produrre lavoro (due isoterme e due isocore). Sono presenti due pistoni, uno attivo ed un secondo, displacer, che regola i volumi delle trasformazioni. Il rendimento aumenta con temperatura e pressione dei gas, ma di solito si limita la temperatura a 700°C. I fluidi maggiormente utilizzati sono idrogeno ed elio, che hanno bassa viscosità, alto calore specifico, ma sono estremamente difficili da contenere e richiedono una buona tenuta del motore. D'altra parte il motore a combustione esterna non ha sistemi di valvole e distribuzione, semplificando molto la parte costruttiva e gli organi in movimento.

I motori Stirling utilizzati nel solare si possono dividere in

- motori a cinematica, a 2 o 4 cilindri, di cui solo la metà attivi e gli altri di spostamento (displacer). La conversione dell'energia avviene tramite un tradizionale albero
- Motori free piston, motori lineari, in cui i pistoni sono concentrici, il cui movimento è regolato esclusivamente dalle masse e dalla pressione dei gas; la conversione elettrica avviene tramite convertitori lineari a magneti permanenti.

I cicli ORC stanno avendo una notevole diffusione nella seconda decade degli anni 2000, sono cicli a bassa temperatura, possono sfruttare sorgenti a partire da 180-200°C, quindi sono adatti anche a sistemi con bassa concentrazione, o addirittura possono essere messi a valle di sistemi ad alta temperatura sfruttando l'energia di scarico.

Capitolo quarto

4. Prove sperimentali CPV

Nel seguente capitolo verranno illustrati i principali componenti del fotovoltaico a concentrazione utilizzati come le celle fotovoltaiche a tripla giunzione realizzate con due substrati differenti (IMS e DBC) e le ottiche secondarie sia riflesse che rifrattive.

Inoltre di seguito vengono descritte le prove sperimentali, eseguite su entrambe le tipologie di celle fotovoltaiche con le differenti ottiche secondarie, per valutarne i comportamenti e le prestazioni.

Per valutare le prestazioni dei vari componenti si sono utilizzati due banchi di prova, uno indoor ed uno outdoor.

Il banco di prova indoor è composto da un simulatore solare che permette di valutare le prestazioni delle celle fotovoltaiche e delle rispettive ottiche secondarie in un ambiente controllato. Mentre con il banco di prova outdoor, grazie ad un sistema d'inseguimento, è stato possibile valutare le prestazioni delle celle fotovoltaiche in condizioni di funzionamento reale.

4.1 Prove indoor

Di seguito saranno descritti tutti i componenti utilizzati per le prove indoor, ovvero le celle fotovoltaiche e le ottiche secondarie utilizzate, i componenti utilizzati per allestire il banco ottico e gli strumenti di misura utilizzati durante le prove. Dopodiché verranno descritte le prove eseguite sulle celle fotovoltaiche con le differenti ottiche secondarie. Inoltre verrà valutato il comportamento delle celle al variare della distanza tra la sorgente luminosa e la cella stessa.

4.1.1 Componenti fotovoltaico a concentrazione

4.1.1.1 Celle fotovoltaiche

Durante le prove verranno testate due celle fotovoltaiche a tripla giunzione aventi la medesima parte fotosensibile ma realizzate con due tecnologie differenti: una realizzata con la tecnica IMS (Insulated Metal Substrate), mentre l'altra cella è realizzata con la tecnologia DBC (Direct Bonded Copper).

La parte fotosensibile, della cella fotovoltaica a tripla giunzione è formata, come detto nei capitoli precedenti, da tre strati composti da $\text{Ga}_{0.5}\text{In}_{0.5}\text{P}$, $\text{Ga}_{0.99}\text{In}_{0.01}\text{As}$ e Ge che hanno il compito di convertire la radiazione solare in energia elettrica.

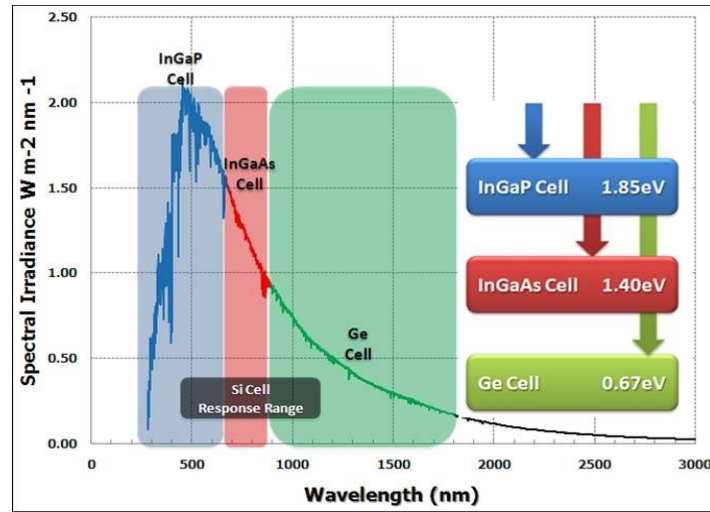


Figura 76: lunghezza d'onda di lavoro delle singole subcelle

La cella fotovoltaica è inizialmente di forma quadrata avente un lato di 2,4 mm (area di 5,7 mm²), per poi essere tagliata secondo una forma circolare di diametro pari a 2,3 mm e quindi un'area di 4,15 mm². La cella fotovoltaica viene installata su di una scheda elettronica (PCB, Printed Circuit Board) sulla quale vengono realizzate due piste, una collegata al polo positivo della cella ed un'altra al polo negativo; la tecnica con cui viene realizzato questo collegamento è chiamata wire bonding (Figura 77). I conduttori utilizzati per collegare la superficie superiore della cella con il PCB sono realizzati in alluminio e devono avere ottime caratteristiche di conduzione elettrica.

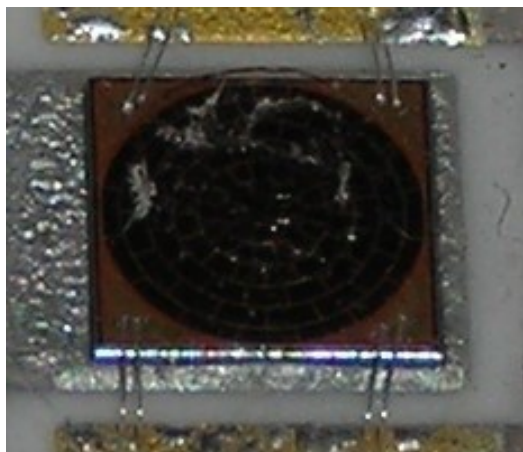


Figura 77: Particella cella (wire bonding)

Con la tecnologia IMS la cella fotovoltaica è saldata sopra ad uno strato di allumina (Al_2O_3) di spessore pari a 0,5 mm, su cui vengono ottenute le piste del circuito elettrico tramite la serigrafia. Lo strato di allumina deve garantire buone prestazioni di conducibilità termica e allo stesso tempo deve essere un buon isolante elettrico ovvero deve fungere da barriera al passaggio degli elettroni. Lo spessore di tale strato deve essere ben dimensionato perché se lo spessore fosse di dimensioni inferiori ciò faciliterebbe la dissipazione termica, ma si avrebbe un minor effetto per quanto riguarda l'isolamento elettrico. Sotto l'allumina è presente uno strato di alluminio che ha la funzione di migliorare la dissipazione termica. Le saldature vengono realizzate in un ambiente controllato al fine di evitare la formazione dei vuoti di saldatura che possono compromettere la dissipazione termica della cella fotovoltaica.

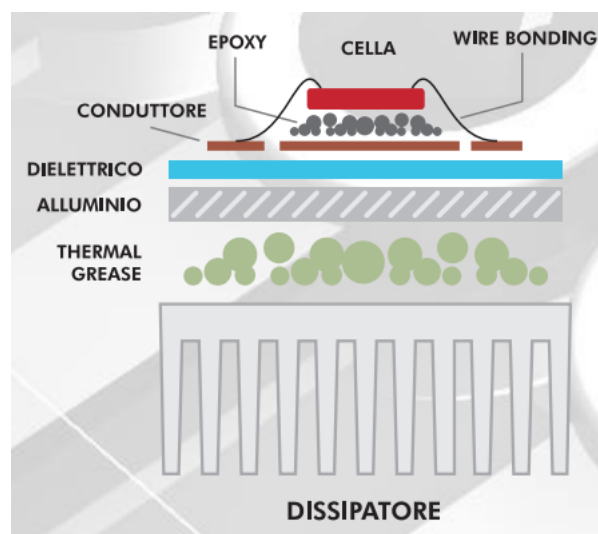


Figura 78: Substrato IMS

Invece con la tecnologia DBC, la cella è saldata su di un substrato ceramico (allumina) posto tra due lamine di rame. La tecnologia DBC ha ottime prestazioni sia per quanto riguarda la dissipazione termica, grazie ai due strati di rame, sia di conduzione elettrica dovuto ad un processo di saldatura ad alta temperatura, che è eseguita in atmosfera di azoto con 30 ppm di ossigeno, che consente la formazione di un eutettico rame-ossigeno che unisce la lamina di rame con il substrato. Inoltre il coefficiente di dilatazione lineare del substrato assicura un'elevata resistenza al ciclaggio termico.

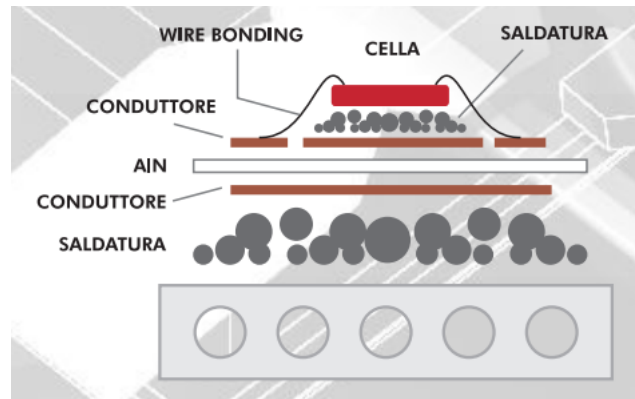


Figura 79: Substrato DBC

Le celle fotovoltaiche sono saldate su di un substrato metallico per disperdere il calore in eccesso causato dalla porzione di radiazione solare concentrata che non viene convertita in energia elettrica [47], in modo tale da garantire una maggiore affidabilità della cella stessa [48].

La tecnologia IMS è più semplice ed economica e viene utilizzata quando il carico termico sulle celle fotovoltaiche è basso. Mentre la tecnologia DBC permette una migliore gestione dello smaltimento del calore, che comporta una maggiore affidabilità nel lungo periodo [49][48].

Com'è stato detto all'inizio del paragrafo, la cella passa da una forma quadrata ad una circolare; questo cambiamento di forma è dovuto al fatto che lo spot luminoso che andrà ad incidere sulla cella ha anch'essa una forma circolare e quindi, per sfruttare al meglio la radiazione incidente si è scelta una cella con la stessa geometria. È evidente infatti che se si optasse per una cella di forma quadrata, ci sarebbero delle zone in ombra in prossimità dei vertici della stessa, oppure parte dello spot luminoso andrebbe al di fuori del perimetro della cella, perdendo così parte della radiazione luminosa.

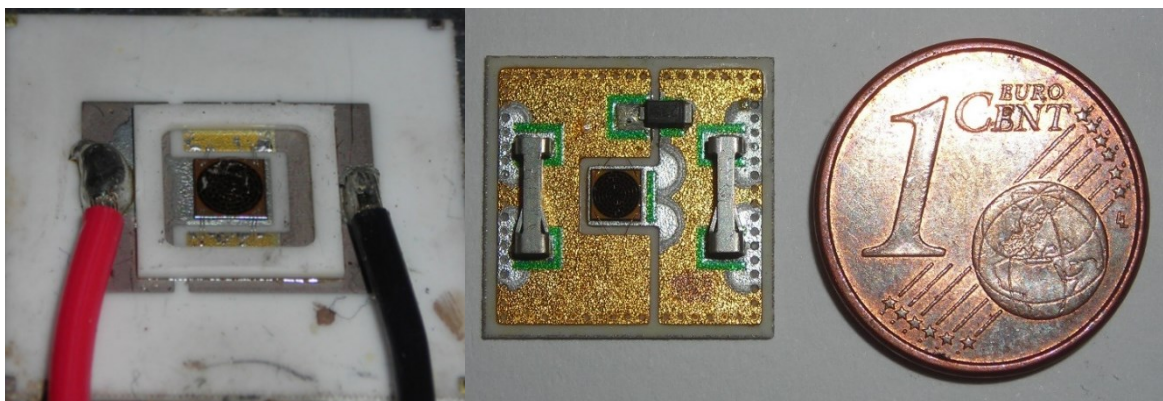


Figura 80: Cella tripla giunzione con substrato IMS (sinistra), substrato DBC (destra)

Dal particolare in Figura 77 si può notare che i contatti della cella hanno una struttura ad anelli concentrici, ed ogni anello è diviso in più settori.

In tabella sono riportati i valori di datasheet della cella fotovoltaica:

Cell N°	V _{OC} (V)	I _{mppt} (A)	V _{mppt} (V)	P _{mppt} (W)	Efficienza (%)	FF (%)	Irraggiamento (W/Cm ²)
2011010008-1	3,11	0,308	2,78	0,856	41,2	87,7	50

Tabella 5: Datasheet cella fotovoltaica

4.1.1.2 Ottiche secondarie

Com'è stato detto nel paragrafo 3.1.3 le ottiche secondarie sono montate sopra la cella fotovoltaica ed hanno il compito di aumentare ulteriormente il rapporto di concentrazione, omogeneizzare la radiazione solare concentrata sulla superficie della cella fotovoltaica e correggere eventuali errori d'inseguimento solare ed aumentare l'angolo di accettazione.

Nelle prove indoor utilizzeremo 3 ottiche secondarie, una di tipo riflessivo e due di tipo rifrattivo.

L'ottica riflessiva utilizzata (Figura 81) è costituita da un cono di base esagonale di materiale riflettente prodotto dall'azienda tedesca "Alanod Solar".

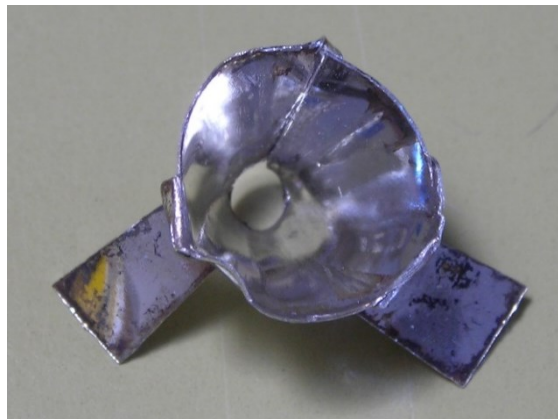


Figura 81: Ottica secondaria riflessiva

Il materiale utilizzato è alluminio anodizzato, poiché tale materiale ha un indice di riflettanza elevato (>90%) e può resistere al calore fino ad una temperatura di 180 °C. Per posizionare l'ottica secondaria sopra la cella si è utilizzato un elemento (Figura 82) in acciaio; i due fori presenti sulla corona circolare esterna vengono utilizzati per il posizionamento visto che hanno lo stesso interasse dei fori presente sulla piastrina della cella fotovoltaica.



Figura 82: Elemento in acciaio per posizionare l'ottica riflessiva

L'ottica secondaria viene fissata all'elemento in acciaio tramite un anello elastico.

Le altre due ottiche utilizzate sono di tipo rifrattivo; prima di realizzare queste due ottiche sono state eseguite delle analisi numeriche dal Polo Tecnologico 'Andrea Galvani' a Pordenone per definire la geometria ottimale delle due ottiche. Tramite il software di simulazione ottica Zemax [50] è stato possibile modellare l'interazione della radiazione solare con l'ottica primaria (che sarà utilizzata nelle prove outdoor), la struttura della cella e diverse tipologie di ottiche secondarie.

La prima ottica che è stata realizzata ha una geometria molto semplice, è un'ottica secondaria di tipo RTP di forma conica, tale tipologia di ottica come detto precedentemente sfrutta sia il principio della rifrazione sia quello della riflessione totale interna. L'ottica ha una forma conica con una superficie superiore asferica, ed è realizzata con vetro al silicio tramite lavorazioni alle macchine utensili.

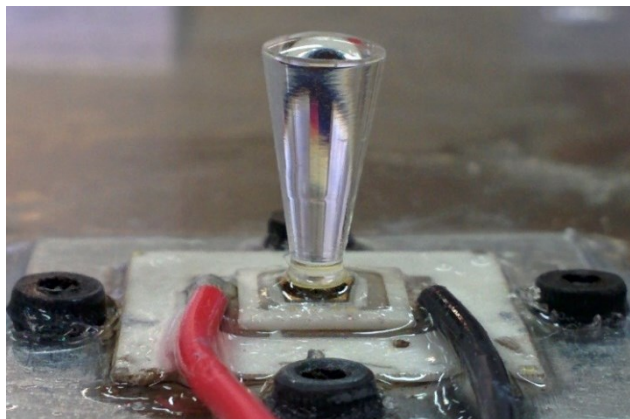


Figura 83: Ottica secondaria rifrattiva conica

Tramite il software di simulazione ottica è stato possibile determinare che la distanza ottimale teorica tra l'ottica di concentrazione primaria (lente Fresnel) e l'ottica secondaria è pari a 128 mm (Figura

84). A distanze minori la potenza si riduce drasticamente mentre a distanze maggiori si ha una minor riduzione di potenza.

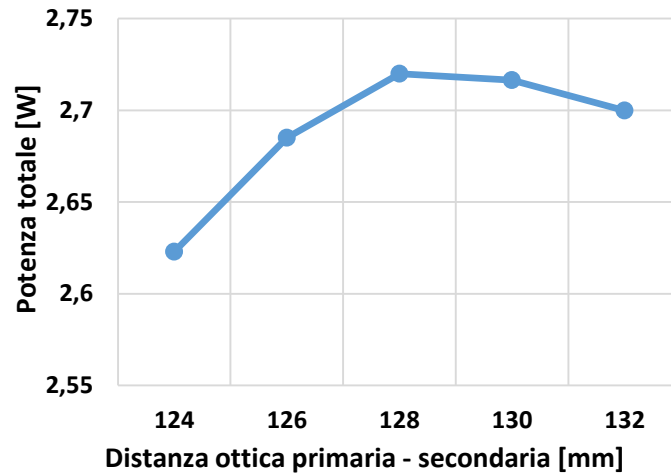


Figura 84: Potenza incidente sulla cella a diverse distanze focali

Sempre tramite il software è stato possibile simulare sia la distribuzione del flusso solare che colpisce la cella dopo aver attraversato l'ottica secondaria, sia il calo di prestazioni dovute al disallineamento tra l'ottica secondaria e la radiazione incidente.

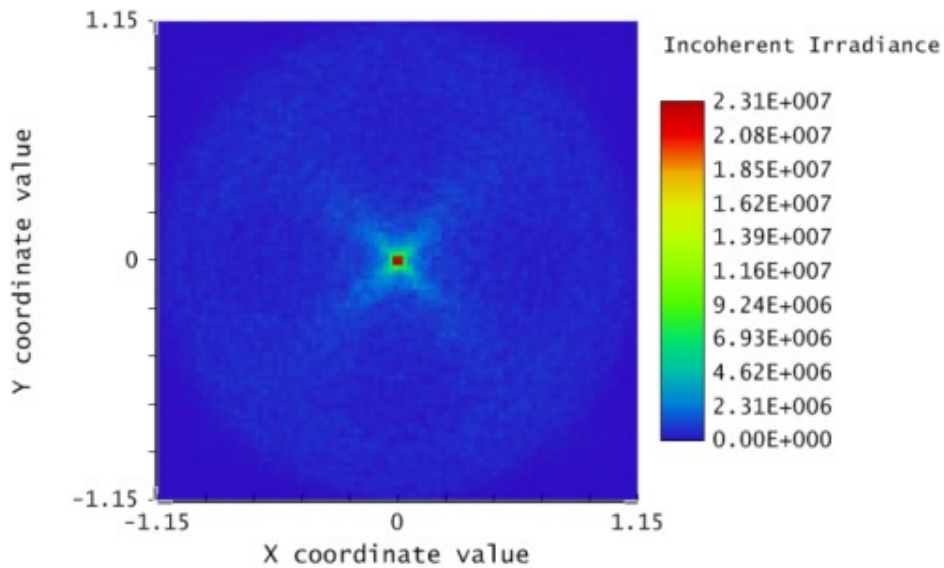


Figura 85: Distribuzione del irraggiamento sulla superficie della cella fotovoltaica - 128 mm

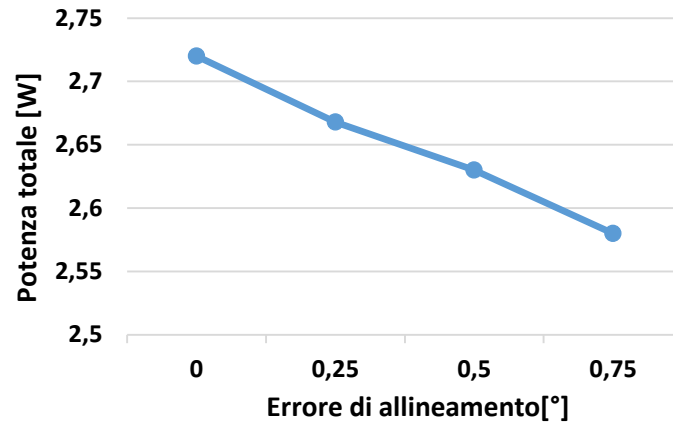


Figura 86: Potenza incidente sulle celle con varie errori di allineamento - 128 mm

Dalle simulazioni è possibile vedere che l'ottica secondaria cilindrica riesce a compensare gli errori dovuto ad un non perfetto allineamento dell'ottica secondaria con la radiazione solare. Però non si ha una buona omogeneità della radiazione solare sulla superficie della cella fotovoltaica, in quanto si ha un picco di radiazione molto elevato che può portare alla formazione di un punto caldo sulla superficie della cella fotovoltaica.

La seconda ottica di tipo rifrattivo, è stata ottenuta tramite l'ottimizzazione della geometria della prima ottica rifrattiva, al fine di aumentare l'omogeneità della radiazione solare che colpisce la superficie della cella a tripla giunzione. Questa ottica secondaria si differenzia dalla precedente in quanto ha una superficie superiore piatta ed un profilo laterale "free-form" con superficie esagonale.

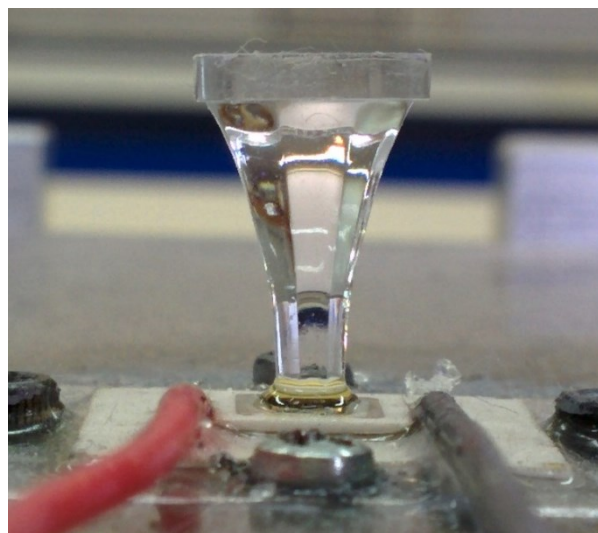


Figura 87: Ottica secondaria rifrattiva free-form

Dalla Figura 88 è possibile vedere che con questa ottica secondaria rifrattiva, rispetto all'ottica rifrattiva conica, si ha un notevole miglioramento per quanto riguarda la distribuzione della radiazione solare sulla superficie della cella a tripla giunzione.

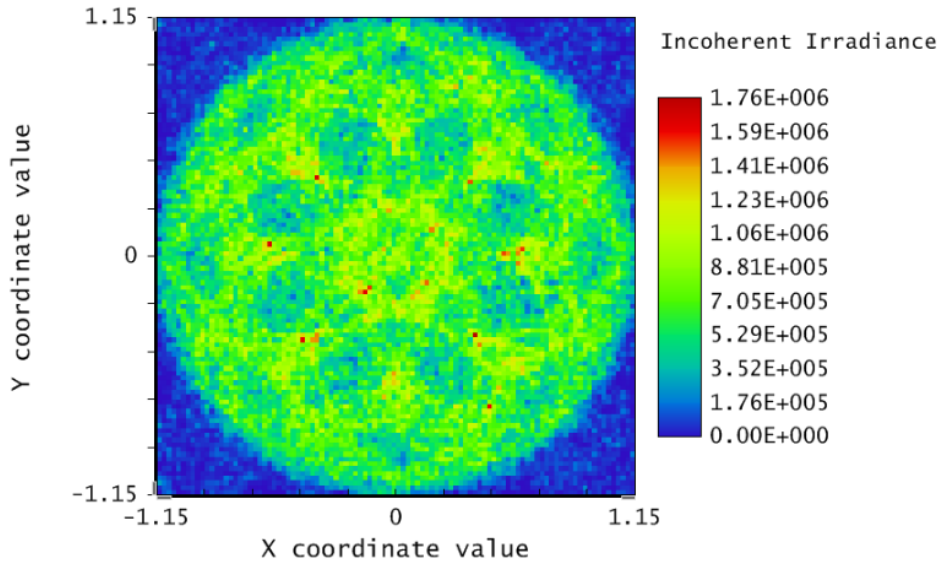


Figura 88: Distribuzione dell'irraggiamento sulla superficie della cella fotovoltaica - 128 mm

Inoltre è stato valutato il comportamento di questa ottica con eventuali errori d'inseguimento solare; in Figura 89 è possibile vedere che il flusso incidente sulla cella non decade in presenza di errori d'inseguimento significativi. L'angolo di accettazione di questa ottica è pari $0,75^\circ$, invece per errori d'inseguimento superiori a $0,75^\circ$ si ha un significativo decadimento del flusso incidente sulla cella fotovoltaica. Oltre ad avere un angolo di accettazione più ampio ed una migliore distribuzione della radiazione luminosa sulla superficie della cella, l'ottica rifrattiva free-form riesce a trasferire alla cella fotovoltaica una maggiore potenza incidente pari a 2,77 W contro i 2,72 W dell'ottica rifrattiva conica.

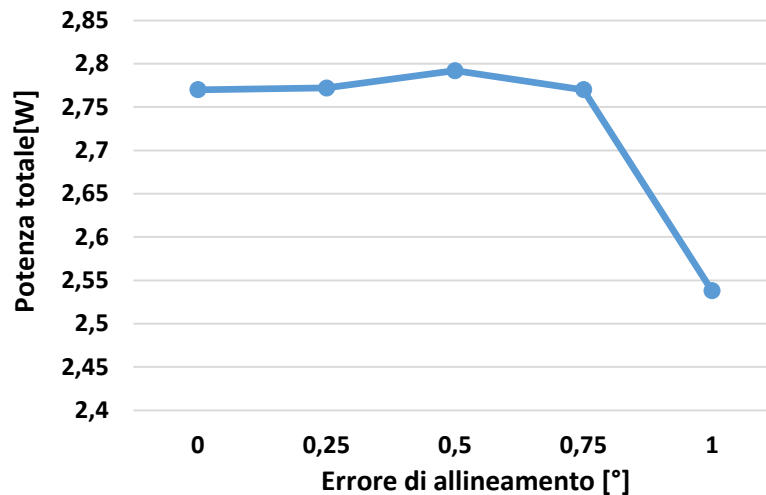


Figura 89: Potenza incidente sulle celle con varie errori di allineamento - 128 mm

Per fissare entrambe le ottiche secondarie rifrattive sulle celle fotovoltaiche non vengono utilizzati dei supporti in quanto potrebbero danneggiare sia l'ottica che la cella fotovoltaica, ma viene utilizzato un silicone ottico, più precisamente il Sylgard 184 [51]. Il silicone ottico crea un'interfaccia tra la cella fotovoltaica e l'ottica secondaria che ha sia una funzione strutturale in quanto deve tenere in posizione l'ottica secondaria, sia una funzione di protezione in quanto impedisce allo sporco e all'acqua di depositarsi sulle connessioni elettriche. Inoltre il silicone ha il compito di evitare la formazione di bolle d'aria tra la superficie della cella e dell'ottica che causerebbero una minore efficienza ottica.

4.1.2 Banco ottico indoor

Per eseguire le prove indoor sulle celle fotovoltaiche e per poter garantire la ripetibilità delle prove è stato allestito un banco di misura indoor che è composto essenzialmente da 3 parti principali:

- Solar simulator, sistema in grado di simulare uno spettro di emissione simile a quello solare,
- Sistema di movimentazione micrometrica, sistema in grado di posizionare con precisione le varie celle,
- Strumenti di misura, in grado di rilevare ed acquisire le principali grandezze elettriche e termiche.

I dispositivi che compongono il banco ottico verranno spiegati nei capitoli seguenti.

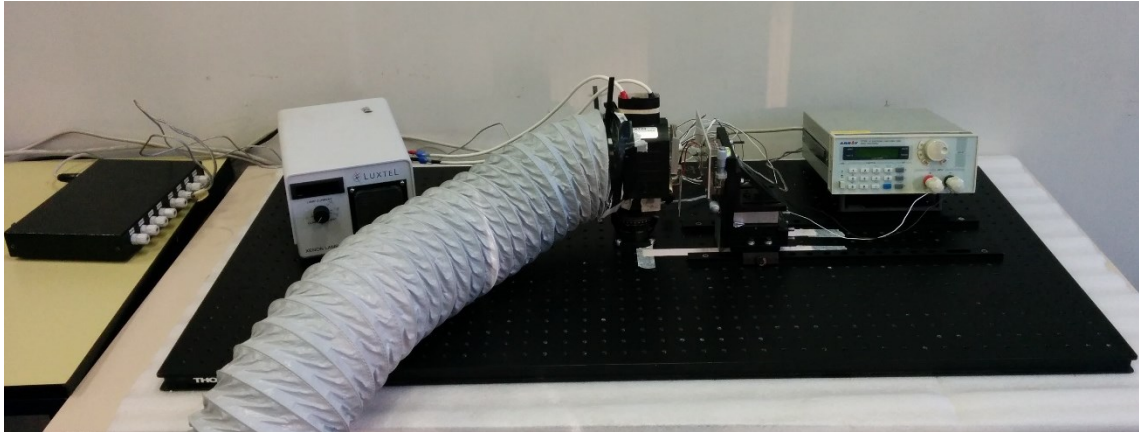


Figura 90: Banco ottico indoor

4.1.2.1 Solar simulator

Per la caratterizzazione indoor delle celle fotovoltaiche è molto importante ricreare il più fedelmente possibile lo spettro della luce solare. I simulatori solari sono regolati dalle norme IEC 60904-9 e ASTM E927-10; tali norme tengono conto:

- Spettro di emissione,
- Uniformità spaziale,
- Stabilità temporale.

I solar simulator, secondo le norme, vengono classificati in tre categorie.

Performance Parameter	Spectral Match	Irradiance Spatial Non-Uniformity	Irradiance Temporal Instability
Class A	0.75-1.25	2%	2%
Class B	0.6-1.4	5%	5%
Class C	0.4-2.0	10%	10%

Tabella 6: classificazione solar simulator

Inoltre le norme specificano la distribuzione di radiazione all'interno degli intervalli di lunghezza d'onda in condizioni atmosferiche con AM0 e AM1.5.

Bandwidth [nm]	AM 1.5 D	AM 1.5 G	AM0
300-400	-	-	8,0%
400-500	16,9%	18,4%	16,4%
500-600	19,7%	19,9%	16,3%
600-700	18,5%	18,4%	13,9%
700-800	15,2%	14,9%	11,2%
800-900	12,9%	12,5%	9,0%
900-1100	16,8%	15,9%	13,1%
1100-1400	-	-	12,2%

Tabella 7: Percentuale di radiazione per banda

Il nostro sistema vuole riprodurre un simulatore solare, senza avere la precisione e l'affidabilità di un solar simulator certificato, ma che ci permetta di eseguire test sulle celle fotovoltaiche in maniera continuativa.

Il simulatore solare che utilizziamo è composto da una lampada allo Xeno prodotta dalla Luxtel che è in grado di emettere una luce che arriva alla temperatura di 5900 K, molto simile a quella del sole.

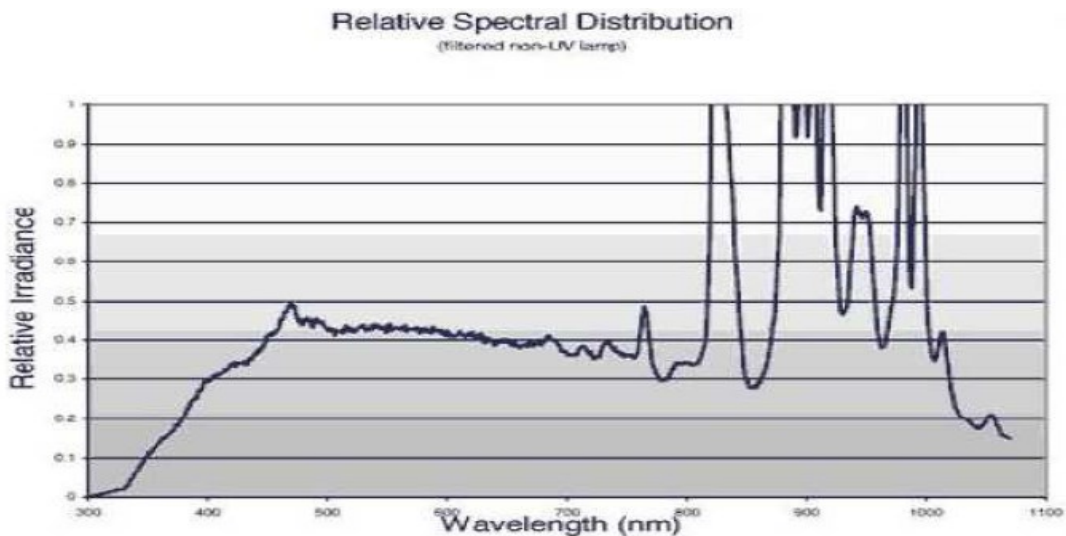


Figura 91: Spettro di emissione lampada allo xeno

La lampada allo Xeno è del tipo focus lamp in quanto è dotata di uno specchio ellittico che concentra la radiazione in un unico punto esterno alla lampada (fuoco dell'elisse, Figura 92). Il fascio luminoso emesso dalla lampada converge ad una distanza di 27,94 mm dalla sua superficie esterna.

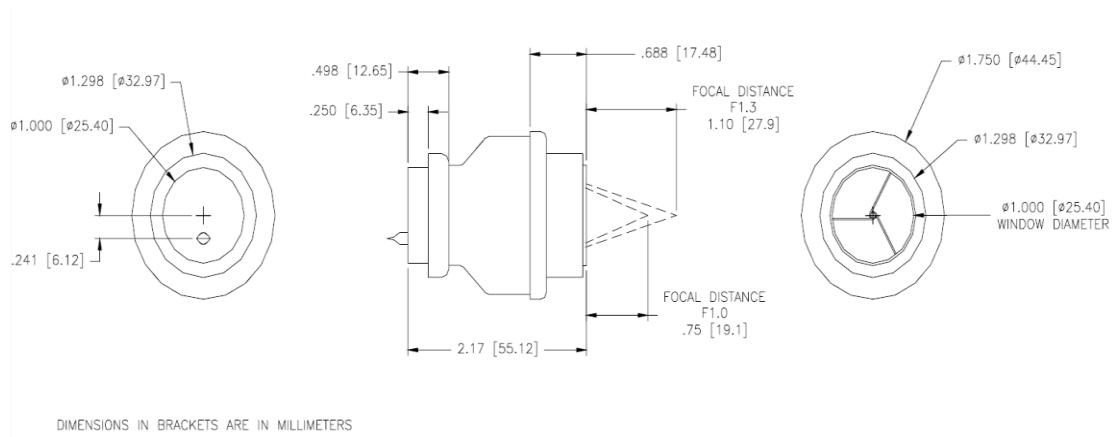


Figura 92: Dimensioni della lampada

La potenza della lampada può variare grazie al power supplies che permette di variare l'ampereaggio, da un minimo di 9,8 A fino a raggiungere i 20,8 A; la massima potenza lumina emessa dalla lampada è di 300 W con un'intensità luminosa pari a 7450 lumen. Durante il funzionamento è necessario garantire un'adeguata ventilazione della lampada per evitare che si surriscaldi e si danneggi.

Per simulare il passaggio della radiazione solare attraverso l'atmosfera, che comporta un cambiamento della curva di Wien a determinate lunghezze d'onda, si sono utilizzati due filtri atmosferici che vanno a simulare l'assorbimento dell'atmosfera quando la radiazione solare attraversa uno strato d'aria pari ad un air mass 1,5. Il filtro atmosferico è realizzato tramite l'accostamento di un filtro che simula l'AM0 e di un altro che simula l'AM1,5; il filtro con AM0 è posizionato vicino alla lampada.

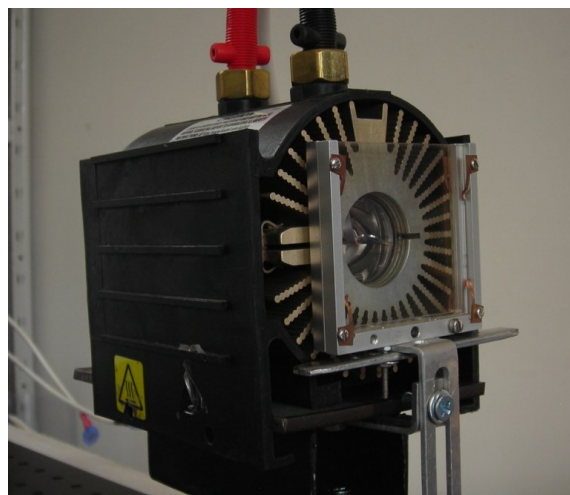


Figura 93: Lampada allo xeno

4.1.2.2 Sistema di movimentazione

Per lo svolgimento delle prove è di fondamentale importanza allineare la cella fotovoltaica rispetto alla lampada allo Xeno.

Il sistema di movimentazione si compone di una piastra di movimentazione, più precisamente la Misumi XYSG60, sulla quale verrà posizionata la cella fotovoltaica. Tale piastra consente di muovere la cella fotovoltaica nel piano in cui è fissata, la piastra di movimentazione è munita di due slitte micrometriche in grado di effettuare spostamenti di $1/25$ mm.

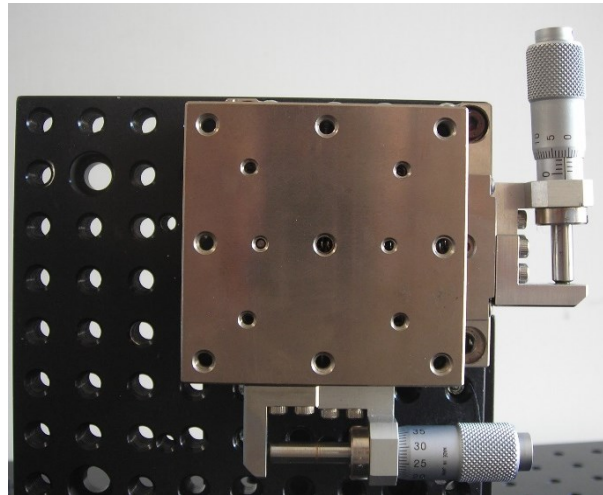


Figura 94: Misumi XYSG60

La piastra di movimentazione, attraverso una piastra forata ed un supporto ad elle, è fissata ad una slitta di precisione, la Five axis aligner prodotta dalla New Focus; tale slitta consente di effettuare sia traslazioni lungo tre assi sia rotazioni lungo due assi, uno sul piano di montaggio ed uno normale, attraverso la traslazione differenziale tra due viti nello stesso asse di traslazione.

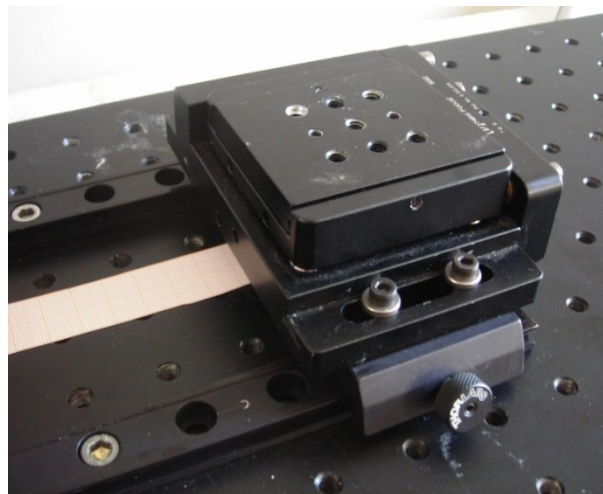


Figura 95: Sistema di movimentazione a 5 assi

Sulla parte inferiore della slitta di precisione sono montati due pattini che scorrendo su due guide permettono di variare la distanza tra la cella fotovoltaica e la lampada allo Xeno.

La lampada allo Xeno è montata sopra al Compact lab Jack LJ750/M, della Thorlabs, che consente di variare la posizione in altezza della lampada.



Figura 96: Compact lab jack

Tutti i componenti sono montanti su di una breadboard antivibrante della Thorlabs, dimensioni 600×1200 mm; la superficie del piano antivibrante è composta da una matrice di fori M6, con passo 25 mm con elevata planarità, che permette il fissaggio dei vari componenti.

4.1.2.3 Strumenti di misura

Per determinare le curve caratteristiche I-V e P-V delle celle fotovoltaiche si utilizza un carico elettronico programmabile, Array 3710A DC, che consente di misurare contemporaneamente sia il voltaggio che la corrente erogata dalla cella in quanto simula la presenza della rete elettrica tramite un carico interno, fino ad una potenza di 150 W.



Figura 97: Carico elettronico

Numero di ingressi	1
Tensione ingresso	0-360 V DC
Corrente ingresso	0-30 A DC
Potenza ingresso	0-150 W
Sensibilità (tensione)	0.000-3.999V :0.2% +3 mV 4.00-35.99V :0.2% +30 mV 36.0-360.0V :0.2% +30 mV
Sensibilità (corrente)	0.000-2.999V :0.2% +3Ma 3.00-30.0V :0.2% +30mA
Risoluzione	1mV tensione 1mA corrente
Minima resistenza conduttiva	<0.08 ohm
Interfaccia	USB, RS232, RS 485

Tabella 8: Datasheet carico elettronico

Oltre a misurare la tensione e corrente della cella fotovoltaica viene misurata la temperatura tramite l'utilizzo di termocoppie. Per acquisire il segnale proveniente dalle termocoppie viene utilizzata una scheda di acquisizione che consente di acquisire fino a 16 termocoppie (due moduli da 8 termocoppie) con risoluzione a 128 bit. Tale scheda consente di acquisire tutti i tipi di termocoppie, nella nostra applicazione sono utilizzate termocoppie di tipo K con cavo schermato, tali termocoppie hanno una sensibilità di 1,5 °C e lavorano in un range di temperatura compreso tra -40 °C e 750 °C. Queste termocoppie sono costituite da due fili, uno è il positivo ed è realizzato in Alumel (Ni-Al) e l'altro è il negativo in Crhomel (Ni-Cr).

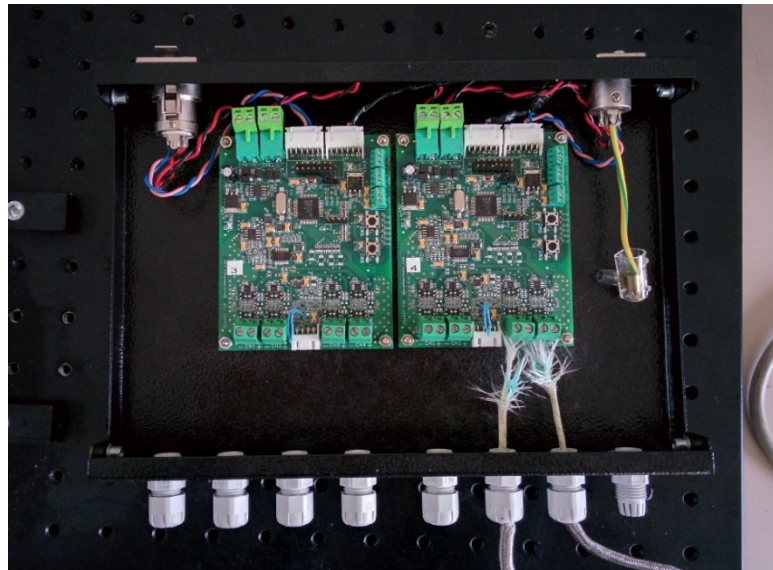


Figura 98: Scheda acquisizione termocoppie

Inoltre tramite un misuratore di potenza, Thorlabs S322C, si è misurata la potenza della lampada allo xeno. Il misuratore di potenza è in grado di assorbire la radiazione tra 0,25 e 11 μm , e di misurare potenza comprese tra i 100 mW e i 200 W, con una risoluzione di 5 mW. Il misuratore ha una superficie utile di diametro 25 mm ed ha un'incertezza di misura del 3% a 1064 nm e del 5% nella banda compresa tra i 266-1064 nm.



Figura 99: Misuratore di potenza Thorlabs

4.1.3 Prestazioni celle fotovoltaiche e delle ottiche secondarie

Nel corso dei tre anni sono state eseguite numerose prove al fine di caratterizzare le prestazioni delle celle fotovoltaiche con le varie ottiche secondarie; le prove sono state realizzate in periodi successivi con dei nuovi componenti, tuttavia le prove di confronto sono state realizzate in tempi contigui in modo tale da poter valutare le prestazioni a parità di condizioni esterne.

Per prima cosa si è testata la cella fotovoltaica con substrato IMS, tale cella fotovoltaica è stata testata con le varie ottiche secondarie, ovvero: senza ottica secondaria, con ottica secondaria riflessiva, ottica rifrattiva conica ed ottica rifrattiva free-form. Il passo successivo è stato l'introduzione della cella fotovoltaica con substrato DBC, in questo modo è stato possibile effettuare delle prove comparative tra i due substrati utilizzando l'ottica secondaria che ha permesso di ottenere le migliori performance.

Per eseguire i vari test si è seguita una procedura standard in modo tale da poter confrontare le varie prove; tale procedura prevede:

1. Determinazione della cella e dell'ottica secondaria che si vuole testare;
2. Montaggio della cella fotovoltaica sulla piastra di alluminio, tra la cella fotovoltaica e la piastra in alluminio viene applicata una pasta termoconduttiva;
3. Montaggio della piastra sul sistema di movimentazione micrometrica.
4. Le prove verranno eseguite a 4 diverse distanze tra la cella fotovoltaica e la lampada allo Xenon, ovvero a 33mm, 34mm, 35 mm e 40 mm. La distanza è presa dalla cella fotovoltaica alla base esterna della lampada.
5. Oltre a variare la distanza tra la cella e la lampada sarà cambiata la corrente di alimentazione della lampada; dalla corrente di alimentazione dipende la luminosità della lampada e quindi l'effetto di "concentrazione". Per ogni distanza verranno ripetute le prove con una corrente di 10 A, 15 A, 18 A, 20 A.
6. Tramite il carico elettronico, che è connesso al PC tramite una porta USB e permette di controllare lo strumento tramite un programma in Java, è possibile tracciare le curve I-V e P-V.

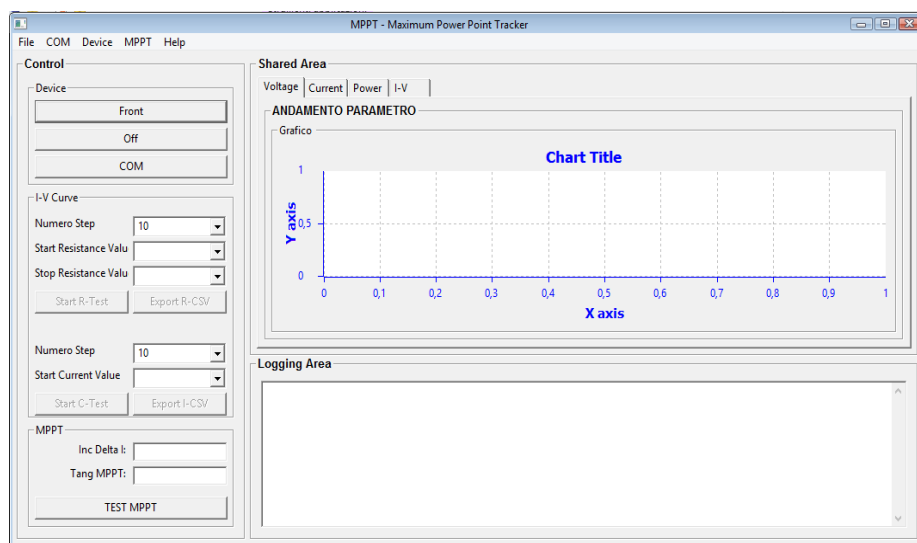


Figura 100: Interfaccia programma Java

Le curve I-V e P-V vengono realizzate variando la corrente, per fare ciò nel programma bisogna inserire come input un valore di corrente iniziale (valore massimo, il valore finale è sempre 0) ed il numero di step che si vogliono eseguire; solitamente viene scelta un'ampiezza di 0,001 A/step.

Prima di testare le celle fotovoltaiche con le relative ottiche secondarie si è misurata la potenza concentrata dalla lampada allo xeno. Per misurare la potenza della lampada si è utilizzato il misuratore di potenza della Thorlabs (SIGLA), il misuratore è stato montato in modo tale da essere irraggiato in maniera molto simile alle celle fotovoltaiche. Davanti alla parte sensibile del sensore è stata montata una maschera sulla quale è presente un foro uguale alla superficie della cella fotovoltaiche. Le prove, per misurare la potenza della lampada, sono state effettuate alle 4 distanze caratteristiche della procedura, ad ogni distanza è stata misurata la potenza della lampada alle quattro intensità di corrente della lampada che saranno utilizzate durante le prove sulle celle fotovoltaiche (10 A, 15 A, 18 A, 20 A).

Di seguito vengono riportati i valori di potenza misurati:

	33 mm	34 mm	35 mm	40 mm
10 A	4,16	3,92	3,83	2,78
15 A	7,12	6,88	6,39	4,72
18 A	9,28	8,95	8,67	6,22
20 A	11,31	10,59	10,2	7,36

Tabella 9: Potenza della lampada rilevata dal misuratore Thorlabs [W]

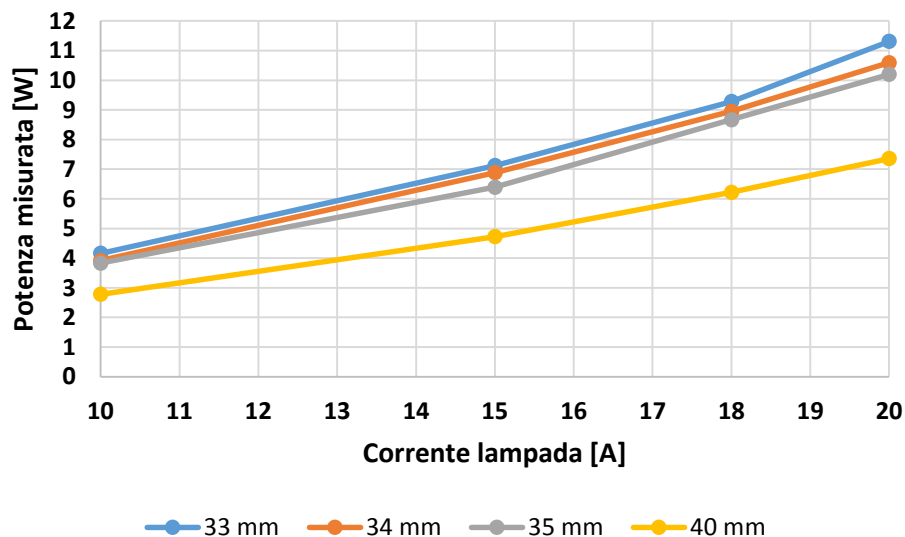


Figura 101: Potenza della lampada rilevata dal misuratore Thorlabs

Dal grafico e dalla tabella è possibile vedere che allontanandoci dal fuoco si ha una diminuzione della potenza del fascio luminoso, invece all'aumentare dell'ampere della lampada si ha un aumento della potenza irradiate.

L'incremento di potenza all'aumentare dell'ampere della lampada risulta più che lineare soprattutto per le distanze inferiori (33 mm). Tale fenomeno può essere dovuto al fatto che alle distanze inferiori e ad alti valori di ampere, parte dei raggi colpiscono la maschera con un conseguente aumento della temperatura che poi tende a reirraggiare il sensore, oppure può essere causato da una maggiore emissione, della lampada, nell'infrarosso.

4.1.3.1 Caratterizzazione cella IMS

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti con la cella fotovoltaica IMS ottenute sia senza ottica secondaria sia con le ottiche secondarie descritte nei capitoli precedenti, ovvero con l'ottica secondaria riflessiva e con le due ottiche secondarie rifrattive. Come detto in precedenza le prove sono state eseguite a diverse distanze tra la cella fotovoltaica e la lampada, più precisamente a 33 mm, 34 mm, 35 mm e 40 mm. Per ogni distanza si è ripetuta la prova con diversi ampere della lampada; gli ampere utilizzati sono 10 A, 15 A, 18 A, 20 A.

33 mm		V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	V_{mppt} [V]	I_{mppt} [A]	P_{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria	10 A	2,892	0,096	2,617	0,091	0,238	85,7
	15 A	2,857	0,177	2,512	0,167	0,419	82,9
	18 A	2,814	0,231	2,497	0,214	0,534	82,2
	20 A	2,782	0,276	2,459	0,255	0,627	81,6
Ottica riflessiva	10 A	2,913	0,128	2,586	0,122	0,315	84,6
	15 A	2,883	0,225	2,534	0,211	0,534	82,4
	18 A	2,85	0,284	2,459	0,271	0,666	82,3
	20 A	2,814	0,345	2,504	0,315	0,788	81,2
Ottica rifrattiva conica	10 A	2,940	0,241	2,587	0,229	0,592	83,6
	15 A	2,871	0,450	2,389	0,421	1,005	77,8
	18 A	2,796	0,606	2,267	0,563	1,276	75,3
	20 A	2,730	0,711	2,179	0,657	1,431	73,7
Ottica rifrattiva free-form	10 A	2,974	0,287	2,496	0,268	0,668	78,4
	15 A	2,900	0,492	2,318	0,453	1,05	73,6
	18 A	2,856	0,693	1,979	0,66	1,306	66,0
	20 A	2,793	0,86	1,802	0,803	1,447	73,9

Tabella 10: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 33 mm

Capitolo 4: Prove sperimentali CPV

34 mm		V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	V_{mppt} [V]	I_{mppt} [A]	P_{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria	10 A	2,892	0,092	2,569	0,088	0,226	84,9
	15 A	2,866	0,162	2,532	0,152	0,384	82,8
	18 A	2,816	0,217	2,506	0,201	0,503	82,4
	20 A	2,782	0,251	2,435	0,238	0,579	82,9
Ottica riflessiva	10 A	2,906	0,122	2,618	0,115	0,301	84,9
	15 A	2,875	0,217	2,548	0,204	0,519	83,3
	18 A	2,848	0,273	2,49	0,257	0,639	82,3
	20 A	2,815	0,331	2,475	0,311	0,769	82,61
Ottica rifrattiva conica	10 A	2,941	0,186	2,675	0,175	0,468	85,5
	15 A	2,889	0,356	2,526	0,329	0,831	80,8
	18 A	2,828	0,495	2,352	0,459	1,079	77,1
	20 A	2,773	0,592	2,254	0,553	1,246	75,9
Ottica rifrattiva free-form	10 A	2,971	0,268	2,511	0,252	0,632	79,5
	15 A	2,92	0,479	2,287	0,438	1,001	71,6
	18 A	2,865	0,629	2,102	0,578	1,214	67,4
	20 A	2,817	0,730	1,980	0,668	1,322	64,3

Tabella 11: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 34 mm

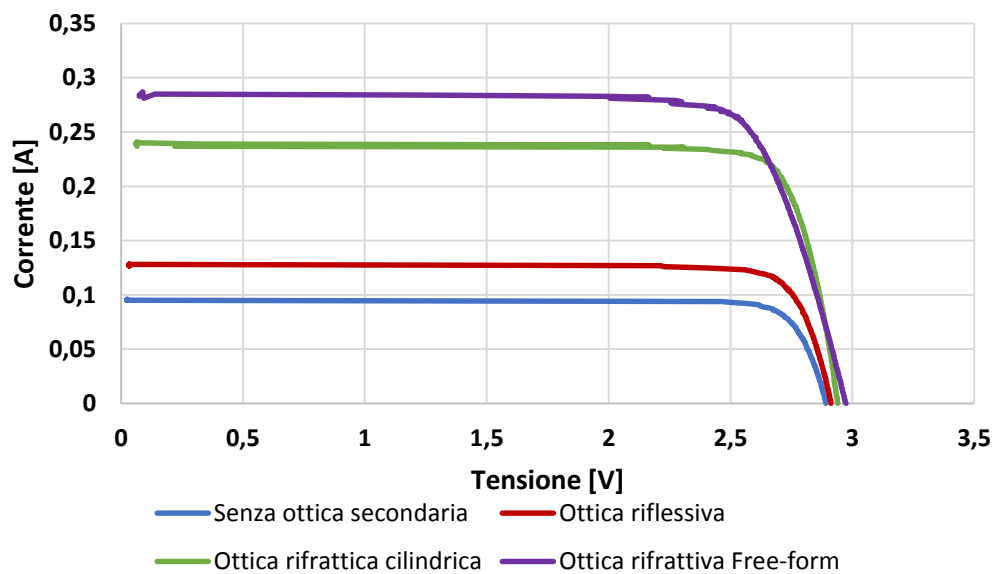
35 mm		V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	V_{mppt} [V]	I_{mppt} [A]	P_{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria	10 A	2,889	0,089	2,617	0,083	0,217	84,4
	15 A	2,855	0,154	2,533	0,144	0,364	82,9
	18 A	2,816	0,207	2,484	0,192	0,476	81,8
	20 A	2,8	0,246	2,399	0,232	0,556	80,8
Ottica riflessiva	10 A	2,906	0,114	2,564	0,108	0,276	83,5
	15 A	2,876	0,202	2,556	0,189	0,483	83,1
	18 A	2,838	0,265	2,484	0,249	0,618	82,2
	20 A	2,809	0,315	2,454	0,296	0,726	82,0
Ottica rifrattiva conica	10 A	2,938	0,24	2,590	0,228	0,590	83,7
	15 A	2,870	0,451	2,411	0,418	1,008	77,8
	18 A	2,795	0,598	2,234	0,566	1,264	75,6
	20 A	2,726	0,715	2,17	0,666	1,445	74,1
Ottica rifrattiva free-form	10 A	2,964	0,249	2,524	0,234	0,590	80,0
	15 A	2,921	0,440	2,292	0,407	0,932	72,6
	18 A	2,87	0,569	2,128	0,533	1,134	69,5
	20 A	2,833	0,680	1,970	0,639	1,258	73,9

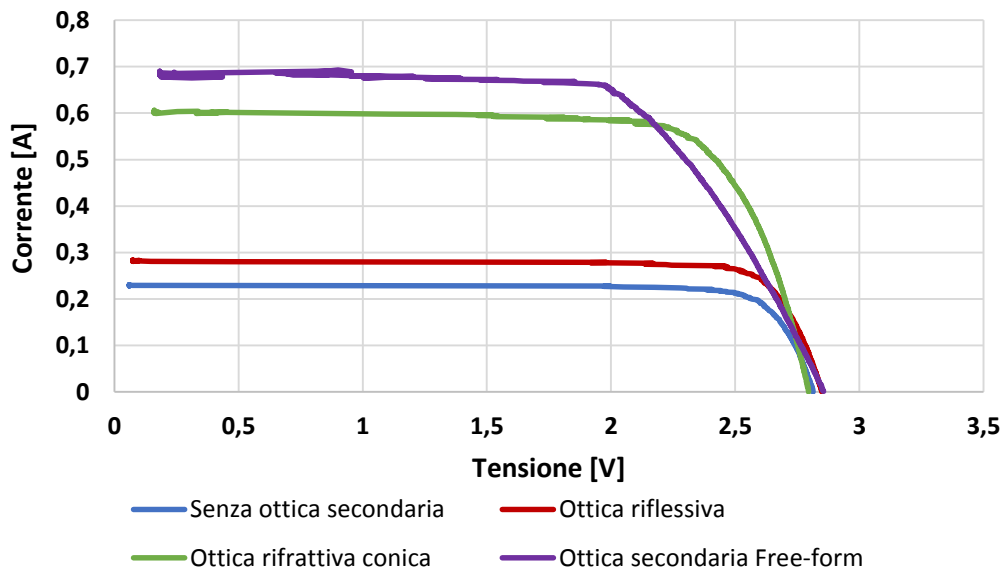
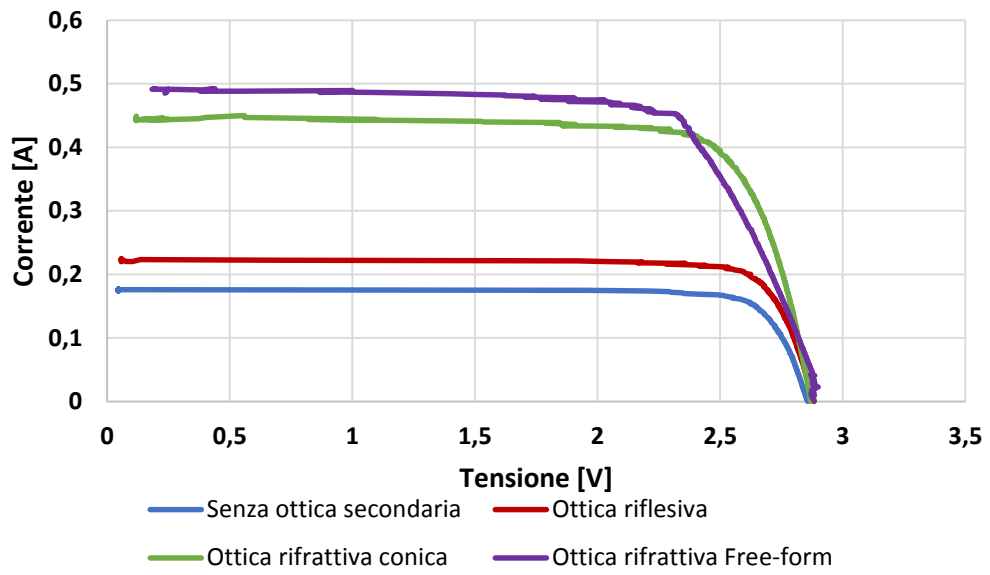
Tabella 12: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 35 mm

40 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria	10 A	2,873	0,065	2,587	0,061	0,157	84,5
	15 A	2,857	0,116	2,568	0,108	0,277	83,6
	18 A	2,828	0,154	2,501	0,146	0,365	83,8
	20 A	2,802	0,187	2,423	0,175	0,424	80,9
Ottica riflessiva	10 A	2,884	0,071	2,621	0,066	0,172	84,4
	15 A	2,865	0,133	2,555	0,124	0,316	83,1
	18 A	2,832	0,179	2,546	0,165	0,42	82,8
	20 A	2,81	0,193	2,592	0,192	0,497	91,7
Ottica rifrattiva conica	10 A	2,94	0,193	2,654	0,182	0,483	85,1
	15 A	2,89	0,352	2,492	0,326	0,8123	79,8
	18 A	2,831	0,465	2,398	0,432	1,036	78,6
	20 A	2,775	0,577	2,394	0,51	1,221	76,2
Ottica rifrattiva free-form	10 A	2,955	0,181	2,601	0,166	0,431	80,7
	15 A	2,924	0,311	2,421	0,286	0,692	76,1
	18 A	2,888	0,388	2,344	0,357	0,836	74,7
	20 A	2,855	0,47	2,214	0,447	0,989	73,9

Tabella 13: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 40 mm

Di seguito vengono riportate le curve caratteristiche I-V e P-V ottenute alla distanza di 33 mm, distanza alla quale si raggiungono le migliori prestazioni.





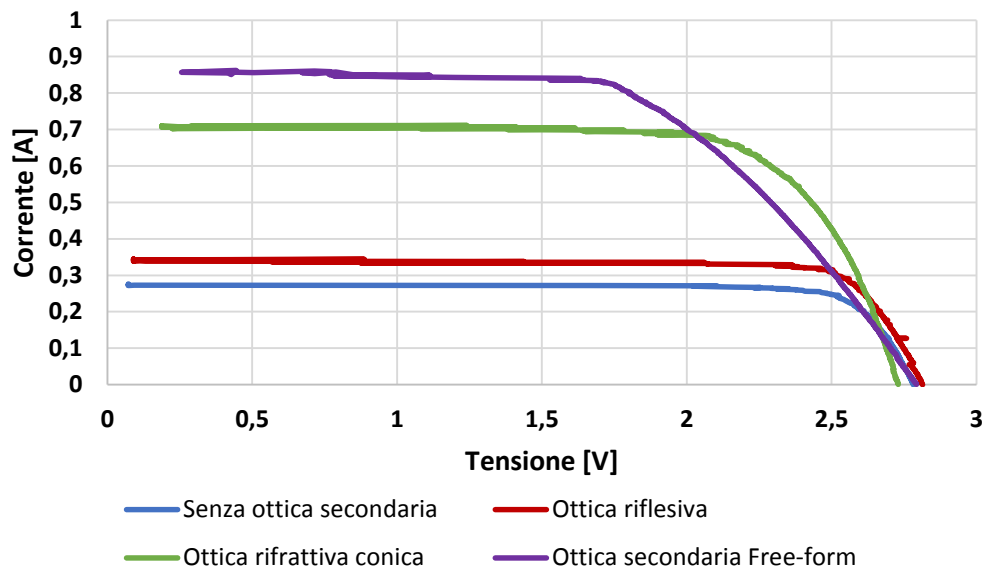
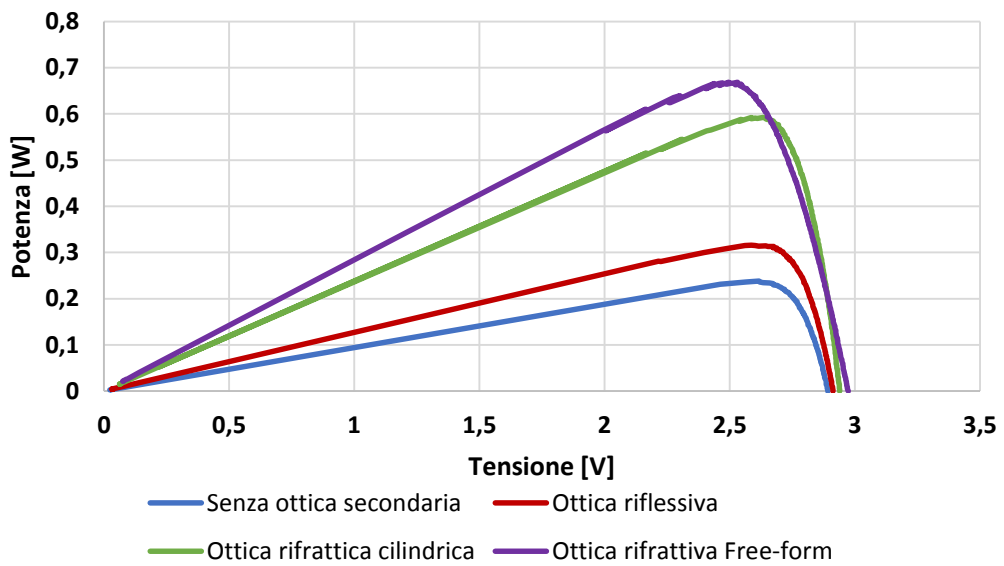
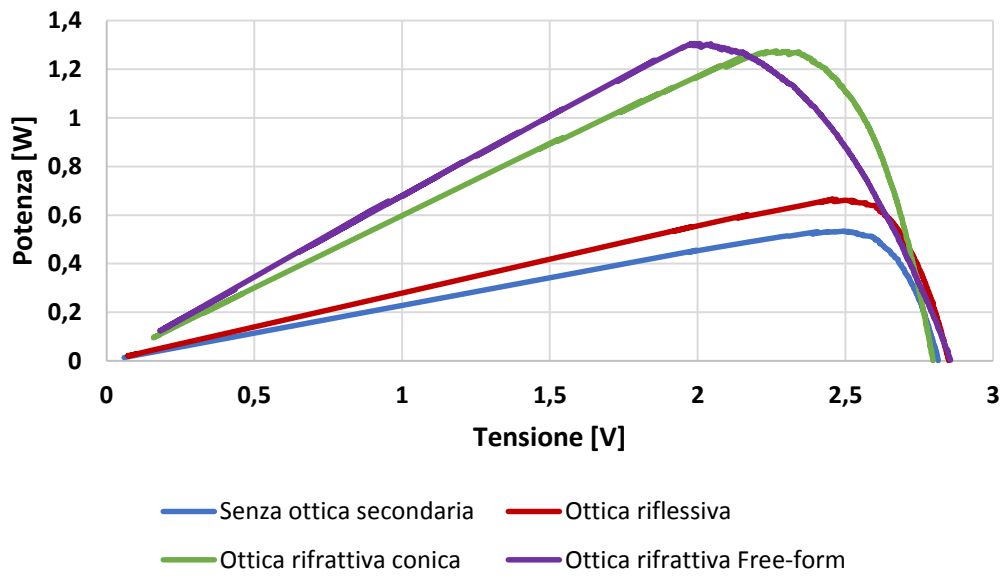
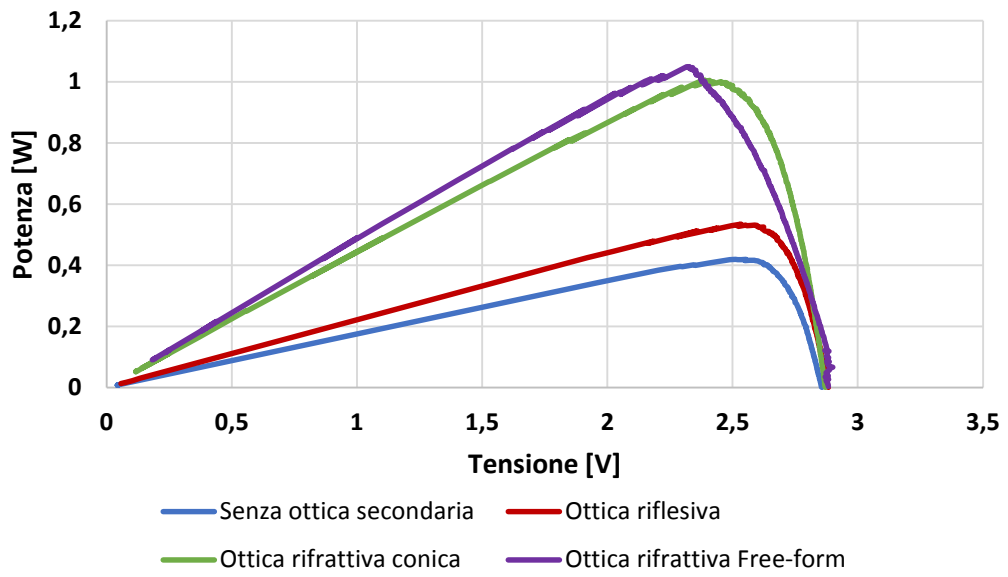


Figura 102: Curve I-V con le ottiche secondarie a 33 mm a 10,15,18 e 20 A





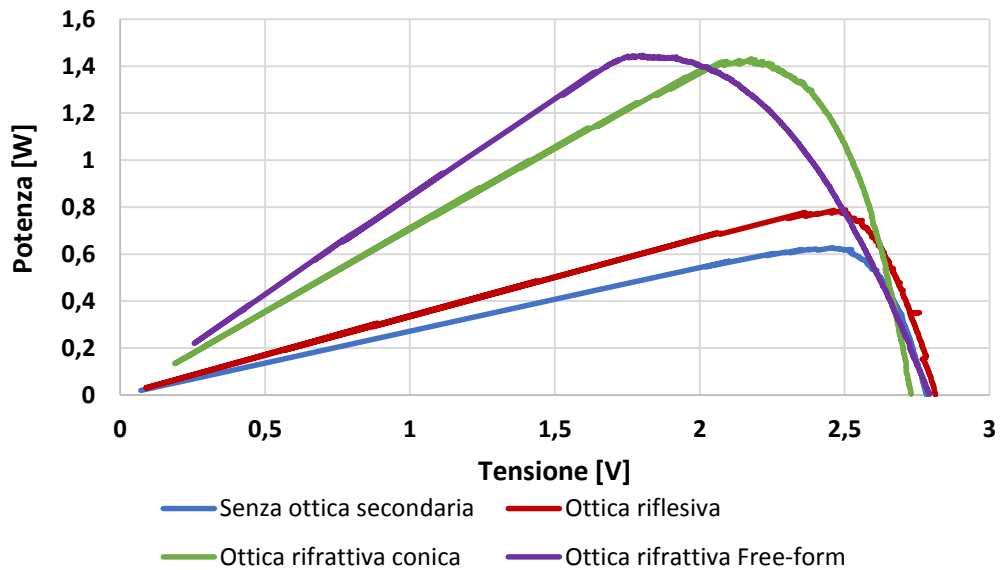


Figura 103: Curve P-V con le ottiche secondarie a 33 mm a 10,15,18 e 20 A

Dai grafici I-V è possibile notare che ad un aumento dell’ampereaggio della lampada, corrisponde un innalzamento della I_{SC} , dovuto alla maggior concentrazione, ed una diminuzione della V_{OC} dovuto all’aumento della temperatura della cella fotovoltaica. Le ottiche che hanno fatto registrare le migliori prestazioni sono quelle rifrattive in particolare l’ottica rifrattiva free-form che ha fatto registrare una potenza pari a 1,447 W ad una distanza lampada-cella di 33 mm e con una intensità di corrente della lampada pari a 20 Ampere.

Prendendo in esame le due ottiche rifrattive è possibile notare che l’ottica Free-form rispetto a quella conica permette di raggiungere una corrente di corto circuito (I_{SC}) sensibilmente più elevata grazie alla migliore omogeneizzazione della luce in tutto lo spettro delle lunghezze d’onda. Inoltre è possibile notare anche un minimo aumento della tensione di circuito aperto (V_{OC}) probabilmente dovuto alla migliore ottimizzazione spaziale della radiazione concentrata e alla riduzione dei punti caldi sulla superficie della cella fotovoltaica.

Inoltre dalle curve I-V è possibile notare che con la cella fotovoltaica IMS e l’ottica rifrattiva Free-form all’aumentare della corrente di alimentazione della lampada, e quindi dell’intensità luminosa, il “ginocchio” della curva I-V arretra e si ha un cambiamento di pendenza vicino al punto di corrente di corto circuito. Il primo fenomeno può essere dovuto ad un aumento della resistenza in serie della cella fotovoltaica che oltre a provocare l’arretramento del “ginocchio” con conseguente diminuzione della potenza erogata dalla cella fotovoltaica, provoca un abbassamento del fill factor. Mentre il secondo fenomeno può essere dovuto ad una diminuzione della resistenza di Shunt che può essere causato da dei difetti di fabbricazione, anche in questo caso un abbassamento di tale resistenza causa una perdita di fill factor.

Di seguito vengono riportati i risultati di potenza ottenuti alle varie distanze; nei grafici sono stati inserite le due curve limite ottenute con le correnti di alimentazione di 10 A e 20 A.

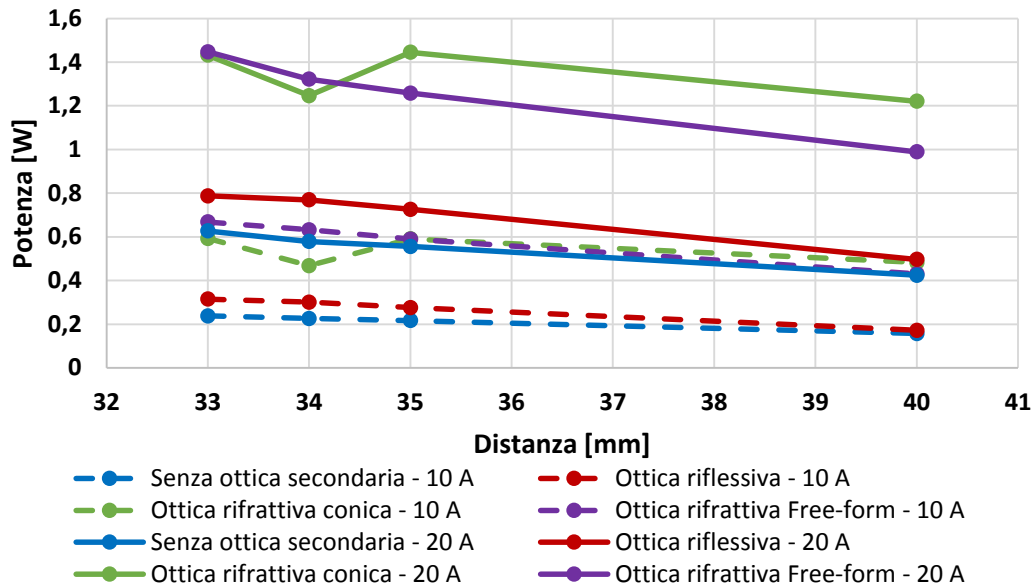


Figura 104: Curve potenza-distanza con ottiche secondarie

Potenza [W]	Senza ottica secondaria		Ottica riflessiva		Ottica rifrattiva conica		Ottica rifrattiva free-form	
	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A
33 mm	0,238	0,627	0,315	0,788	0,592	1,431	0,668	1,447
34 mm	0,226	0,579	0,301	0,769	0,468	1,246	0,632	1,322
35 mm	0,217	0,556	0,276	0,726	0,59	1,445	0,59	1,258
40 mm	0,157	0,424	0,172	0,497	0,483	1,220	0,431	0,989

Tabella 14: Potenza con le ottiche secondarie a 10 e 20 A

Dalla Figura 104 e Tabella 14 è possibile vedere che l’ottica rifrattiva free-form è in grado di garantire le migliori performance alla minima distanza possibile tra la cella fotovoltaica e la lampada allo Xenon. Le ottiche rifrattive aumentano la potenza prodotta circa del 100%, rispetto alla cella fotovoltaica senza ottica secondaria; invece con l’ottica riflessiva si ha un aumento della potenza di circa il 30% rispetto alle prove senza ottica secondaria.

All’aumentare di tale distanza l’ottica free-form non riesce più a garantire le migliori performance questo perché l’ottica free-form è stata progettata per funzionare sul piano focale della luce concentrata; tale fenomeno verrà spiegato maggiormente nei capitoli successivi.

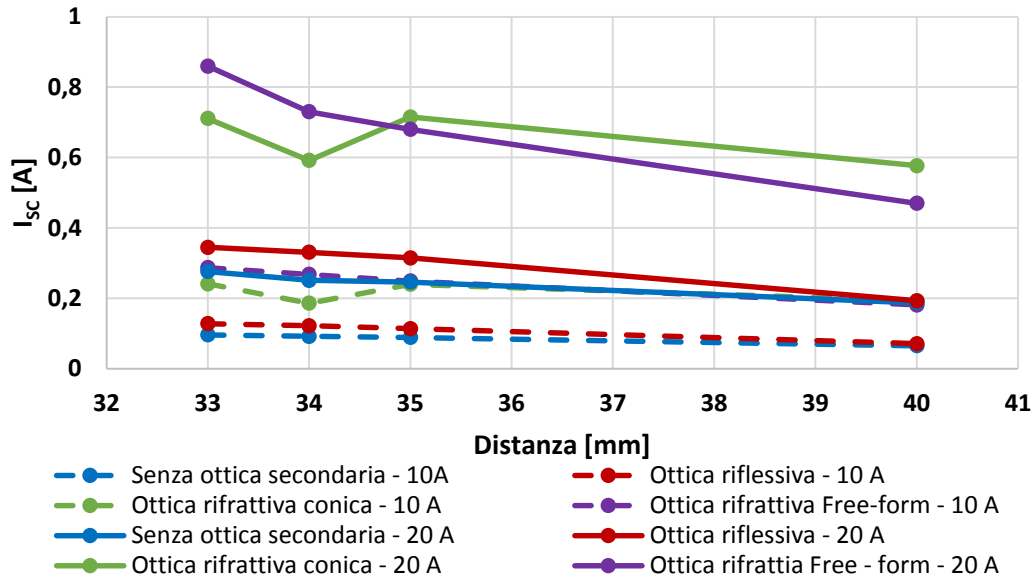


Figura 105: Curve corrente di corto circuito-distanza con ottiche secondarie

I _{sc} [A]	Senza ottica secondaria		Ottica riflessiva		Ottica rifrattiva conica		Ottica rifrattiva free-form	
	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A
33 mm	0,096	0,276	0,128	0,345	0,241	0,711	0,287	0,86
34 mm	0,092	0,251	0,122	0,331	0,186	0,592	0,268	0,73
35 mm	0,089	0,246	0,114	0,315	0,24	0,715	0,249	0,68
40 mm	0,065	0,187	0,071	0,193	0,193	0,577	0,181	0,470

Tabella 15: Corrente di corto circuito con le ottiche secondarie a 10 e 20 A

Dalla Figura 105 e Tabella 15 è possibile vedere come le celle fotovoltaiche con ottiche rifrattive riescono a raggiungere valore di corrente di corto circuito più elevati rispetto alla cella fotovoltaica senza ottica secondaria e con ottica riflessiva. Questo perché le ottiche rifrattive riescono a concentrare maggiormente la radiazione incidente sulla superficie della cella fotovoltaica.

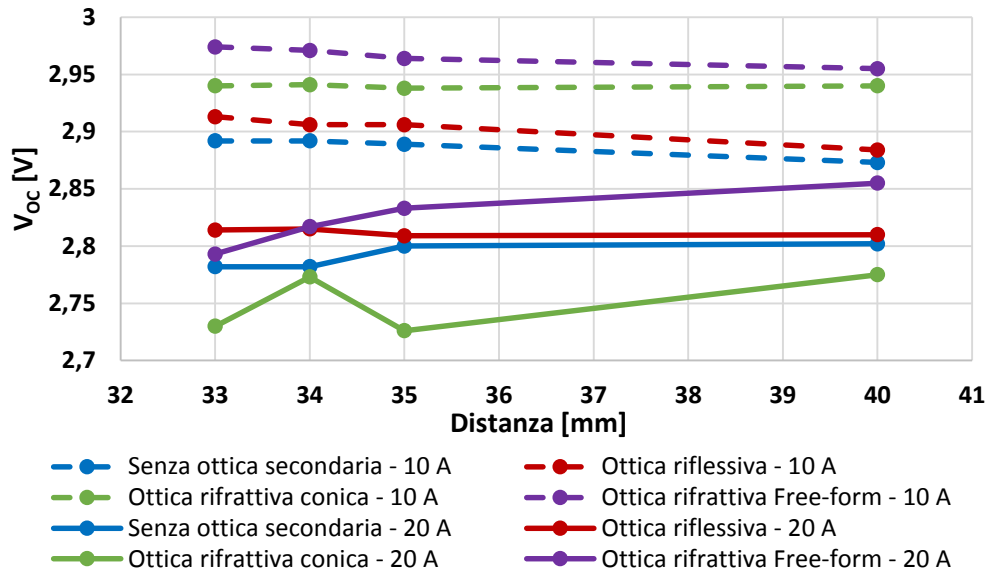


Figura 106: Curve tensione di circuito aperto-distanza con ottiche secondarie

V _{oc} [V]	Senza ottica secondaria		Ottica riflessiva		Ottica rifrattiva conica		Ottica rifrattiva free-form	
	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A
33 mm	2,892	2,782	2,913	2,814	2,940	2,73	2,974	2,793
34 mm	2,892	2,782	2,906	2,815	2,941	2,773	2,971	2,817
35 mm	2,889	2,8	2,906	2,809	2,938	2,726	2,964	2,833
40 mm	2,873	2,802	2,884	2,81	2,94	2,775	2,955	2,855

Tabella 16: Tensione di circuito aperto con le ottiche secondarie a 10 e 20 A

I valori di V_{oc} sono maggiori con le ottiche rifrattive per bassi valori di potenza irradiata dalla lampada, mentre per alti valori di potenza irradiata, a causa delle maggiori temperature, si hanno valori di tensione di circuito aperto inferiori.

L'ottica rifrattiva free-form, rispetto all'ottica rifrattiva conica, permette di avere valori di V_{oc} sempre più elevati queste perché l'ottica free-form permette di omogeneizzare meglio la radiazione sulla superficie della cella fotovoltaica in modo tale da non crea hot spot.

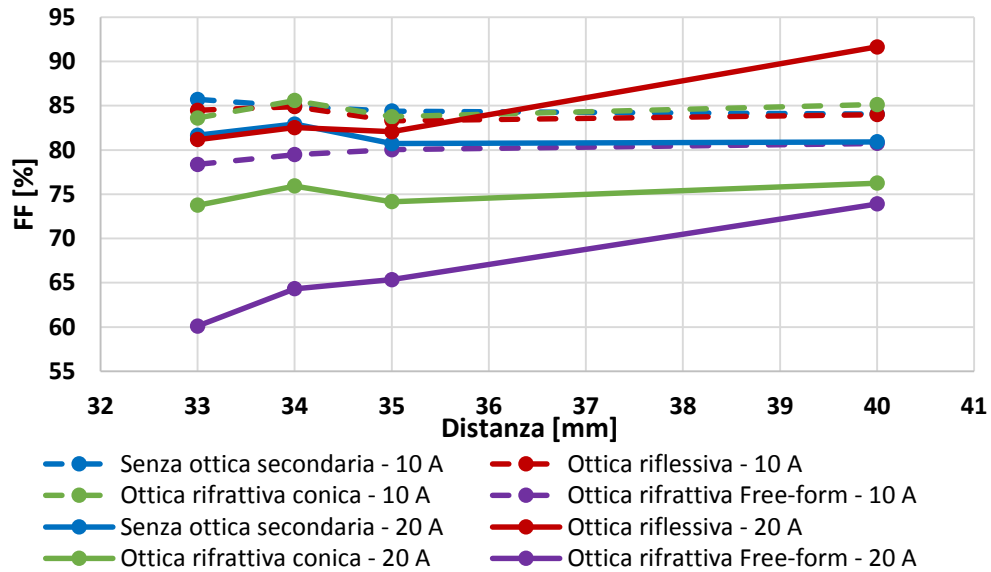


Figura 107: Curve fill factor-distanza con ottiche secondarie

FF [%]	Senza ottica secondaria		Ottica riflessiva		Ottica rifrattiva conica		Ottica rifrattiva free-form	
	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A	10 A	20 A
33 mm	85,78	81,66	84,61	81,25	83,61	73,75	78,4	60,1
34 mm	84,97	82,99	84,92	82,61	85,58	75,93	79,5	64,3
35 mm	84,48	80,80	83,59	82,09	83,75	74,15	80,0	65,3
40 mm	84,50	80,92	84,48	91,76	85,13	76,25	80,7	73,9

Tabella 17: Fill factor con le ottiche secondarie a 10 e 20 A

L'ottica free-form ha fatto registrare valori di fill factor notevolmente inferiori rispetto alle altre ottiche, ciò può essere dovuto, come visto nelle curve I-V, all'aumento della resistenza in serie ed alla diminuzione della resistenza di shunt che provocano una diminuzione del fill factor.

4.1.3.2 Confronto substrato IMS-DBC

Il passo successivo è stato quello di introdurre la cella fotovoltaica con substrato in DBC, così da poter effettuare delle prove comparative tra i due substrati utilizzando l'ottica rifrattiva che ha garantito le migliori performance nelle prove precedenti, ovvero l'ottica rifrattiva free-form.

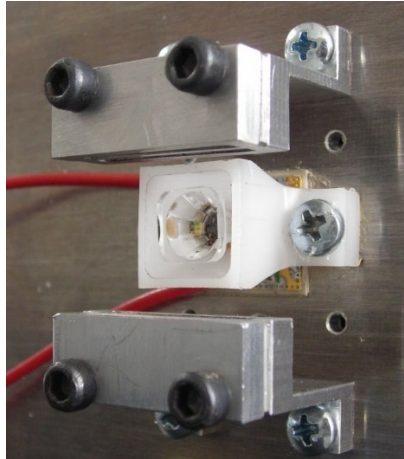


Figura 108: Cella fotovoltaica DBC con ottica secondaria free-form

Le prove sono state eseguite con modalità analoghe alle precedenti. Le celle fotovoltaiche con substrato in DBC hanno dimensioni inferiori, rispetto a quelle IMS, e vengono fissate sulla piastra tramite un cono di materiale plastico che ha anche lo scopo di proteggere l'ottica secondaria.

33 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Ottica rifrattiva free-form	10 A	3,042	0,29	2,563	0,271	0,694	78,7
	15 A	3,014	0,516	2,343	0,481	1,126	72,5
	18 A	2,977	0,701	2,17	0,654	1,419	68,0
	20 A	2,931	0,81	2,024	0,767	1,552	74

Tabella 18: Prestazioni della cella DBC con ottica secondaria free-form alla distanza di 33 mm

34 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Ottica rifrattiva free-form	10 A	3,034	0,275	2,558	0,257	0,657	78,79
	15 A	3,003	0,475	2,362	0,445	1,051	73,7
	18 A	2,967	0,629	2,205	0,594	1,309	70,2
	20 A	2,936	0,73	2,079	0,7	1,455	67,6

Tabella 19: Prestazioni della cella DBC con ottica secondaria free-form alla distanza di 34 mm

35 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Ottica rifrattiva free-form	10 A	3,036	0,257	2,583	,024	0,619	79,5
	15 A	3,008	0,44	2,444	0,405	0,989	74,79
	18 A	2,972	0,577	2,258	0,543	1,226	71,5
	20 A	2,938	0,69	2,11	0,659	1,39	68,3

Tabella 20: Prestazioni della cella DBC con ottica secondaria free-form alla distanza di 35 mm

40 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Ottica rifrattiva free-form	10 A	3,009	0,187	2,602	0,173	0,450	80,0
	15 A	2,989	0,310	2,512	0,287	0,720	77,8
	18 A	2,96	0,404	2,362	0,386	0,911	76,2
	20 A	2,931	0,48	2,248	0,465	1,045	74

Tabella 21: Prestazioni della cella DBC con ottica secondaria free-form alla distanza di 40 mm

Di seguito vengono riportati grafici in funzione della distanza cella – lampada.

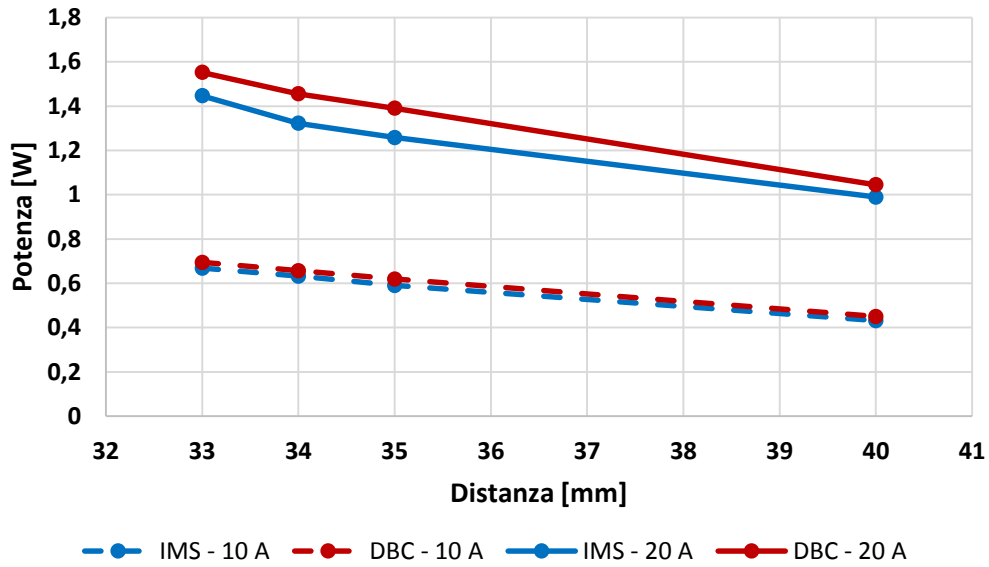


Figura 109: Curve potenza-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

Come si può vedere dalla Figura 109 la cella con substrato DBC fa registrare la maggior potenza. Alla minima distanza cella-lampada e con intensità di corrente della lampada di 20 A si è raggiunta una potenza di 1,552 W; circa il 6,7 % in più rispetto alla cella IMS.

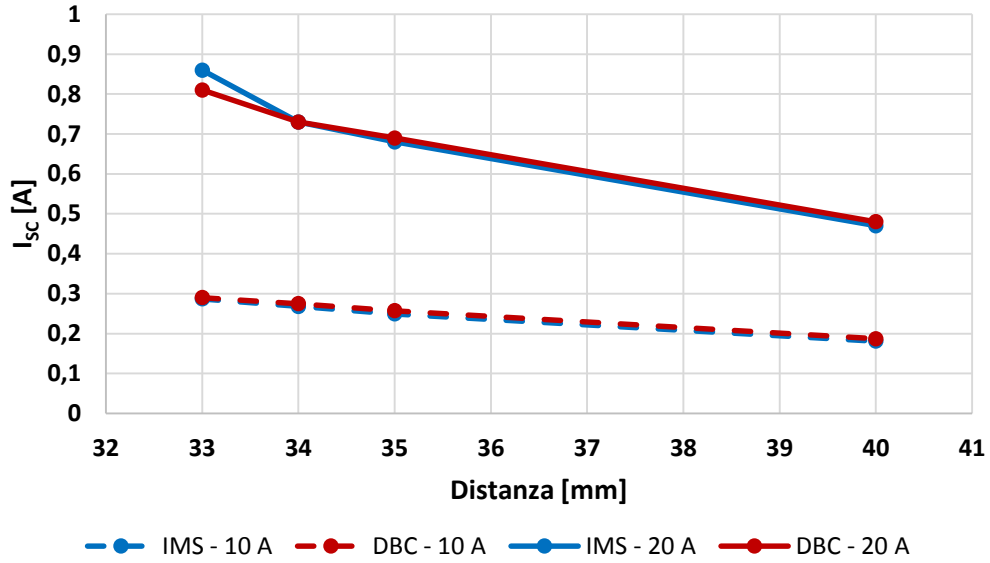


Figura 110: Curve corrente di corto circuito-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

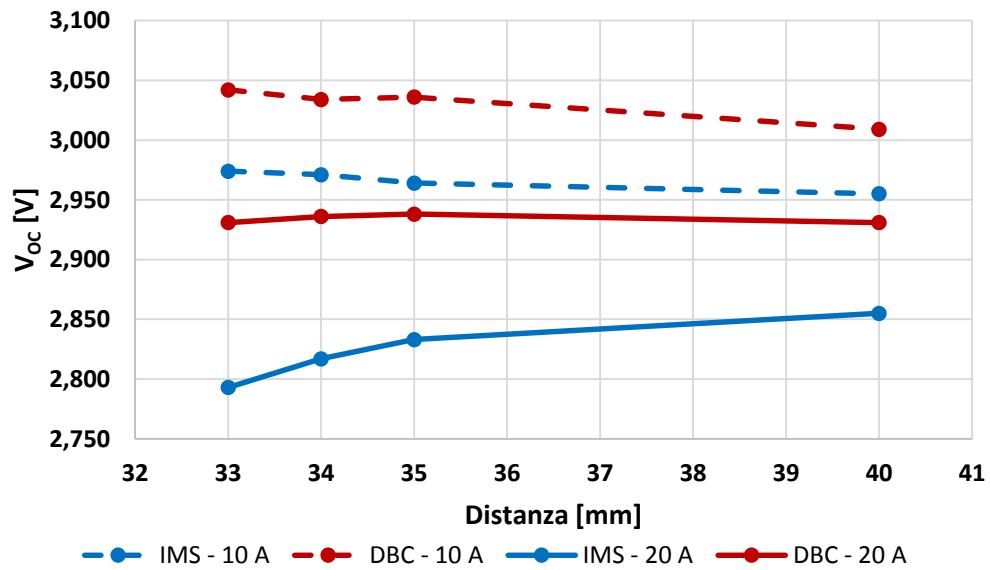


Figura 111: Curve tensione di circuito aperto-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

Dalla Figura 110 è possibile vedere che i valori di corrente di corto circuito sia con substrato DBC, sia con substrato IMS sono praticamente identici, in quanto montato la stessa ottica. Soltanto alla distanza di 33 mm e con un amperaggio di 20 A si ha una maggiore corrente di corto circuito per la cella con substrato IMS. Questo aumento di I_{sc} può essere dovuto dalla temperatura, in quanto maggiori temperature fanno diminuire la V_{oc} ma di conseguenza si ha un leggero aumento della I_{sc} . Dalla Figura 111 è possibile vedere che la cella fotovoltaica con substrato in DBC riesce sempre a

garantire una V_{OC} maggiore rispetto al substrato IMS, ciò è dovuto alla maggior dissipazione del calore da parte del substrato DBC che di conseguenza fa registrare valori di tensione di circuito aperto più elevati.

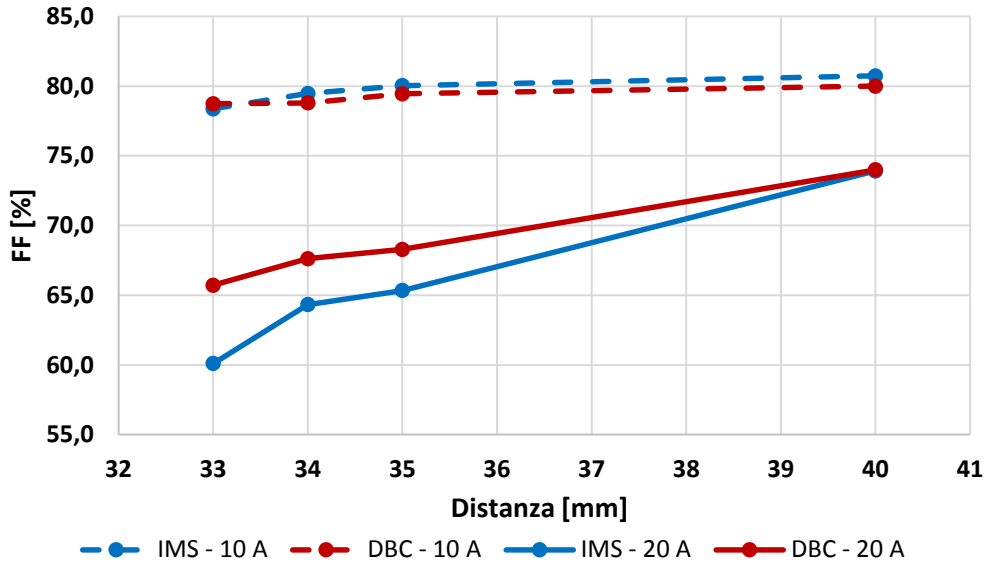


Figura 112: Curve fill factor-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

Per quanto riguarda il fill factor, ad una intensità di corrente pari a 10 Ampere, la cella sia con substrato DBC che IMS fa registrare all'incirca lo stesso fill factor, mentre a 20 Ampere il substrato DBC fa registrare valori di fill factor maggiori.

Nei grafici seguenti vengono messi in relazione i dati ottenuti dalle prove con la corrente di alimentazione della lampada allo Xenon.

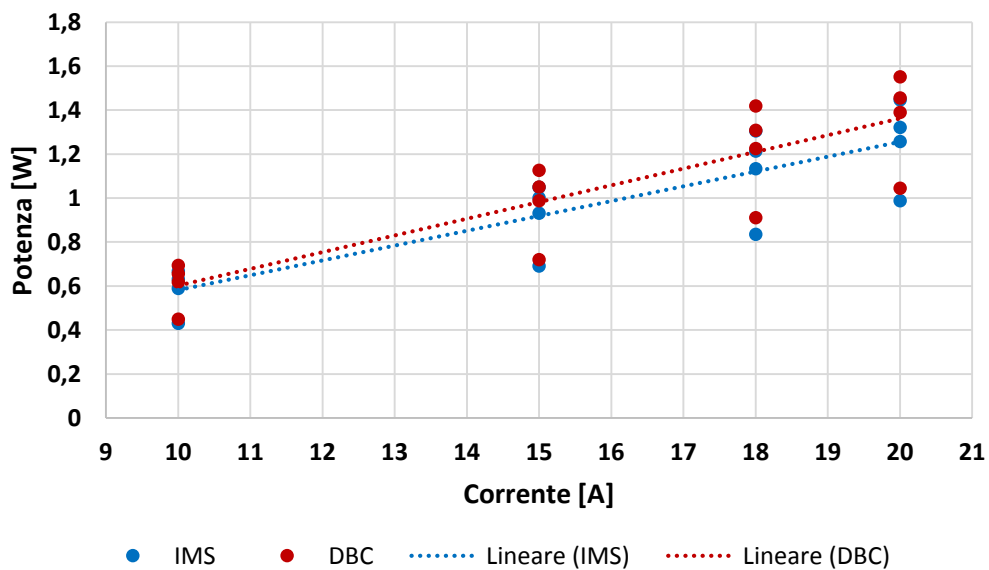


Figura 113: Curve potenza-amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

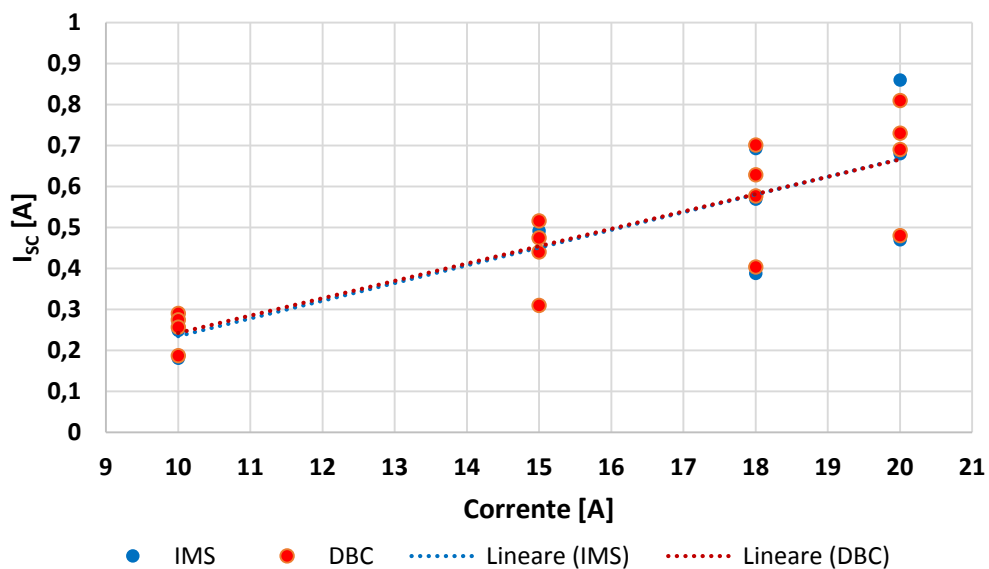


Figura 114: Curve Isc-amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

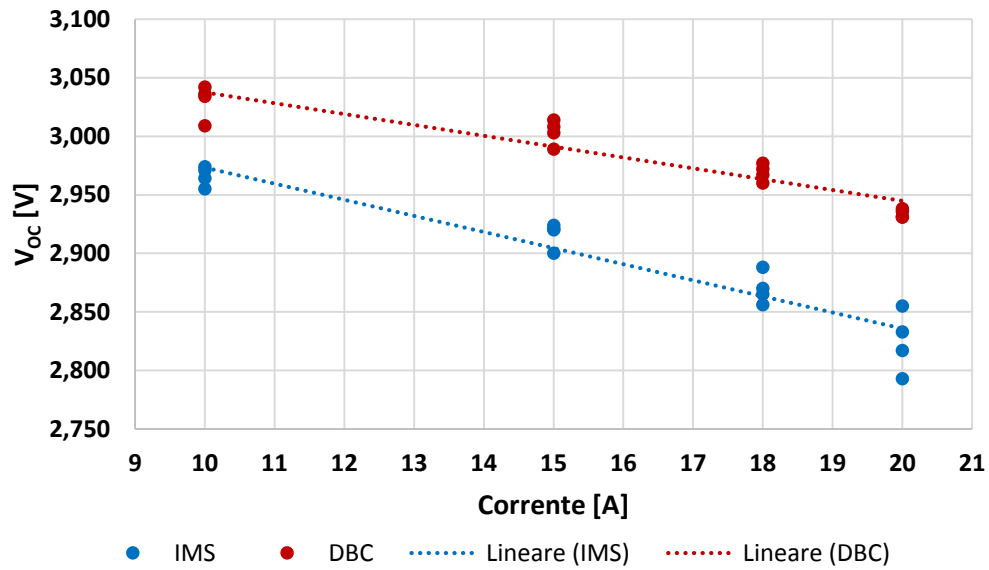


Figura 115: Curve V_{oc} -amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

Dalla Figura 115 è possibile vedere nuovamente che il substrato DBC garantisce una buona dissipazione termica, in quanto a parità di irraggiamento il substrato DBC fa registrare valori di V_{oc} più elevati di quasi 10 mV. Invece per quanto riguarda la corrente di corto circuito, a parità di irraggiamento, il substrato DBC ed IMS forniscono valori quasi identici.

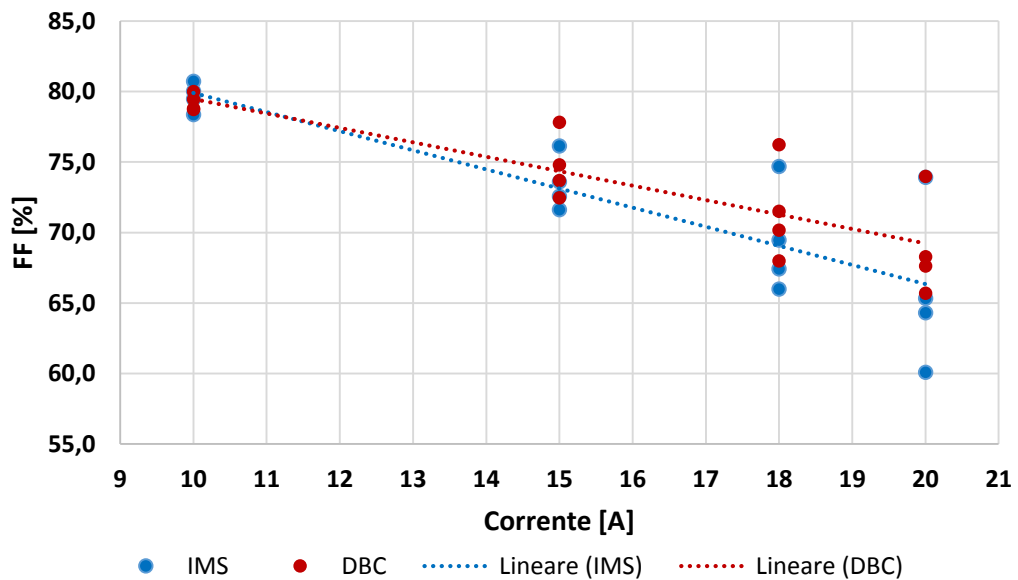


Figura 116: Curve fill factor-amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC

Durante le prove effettuate per confrontare le prestazioni delle celle fotovoltaiche con substrato DBC ed IMS sono state monitorate anche le temperature tramite le termocoppie. Per misurare la

temperatura si sono utilizzate due termocoppie; una termocoppia è stata utilizzata per monitorare la temperatura della cella ed è posizionata dietro la piastra di sostegno in corrispondenza della cella stessa, data l'impossibilità di posizionarla sulla cella; invece l'altra termocoppia è stata impiegata per avere una temperatura di controllo ed è stata posizionata in un angolo della piastra di supporto, avendo scelto di usare la temperatura della piastra stessa.

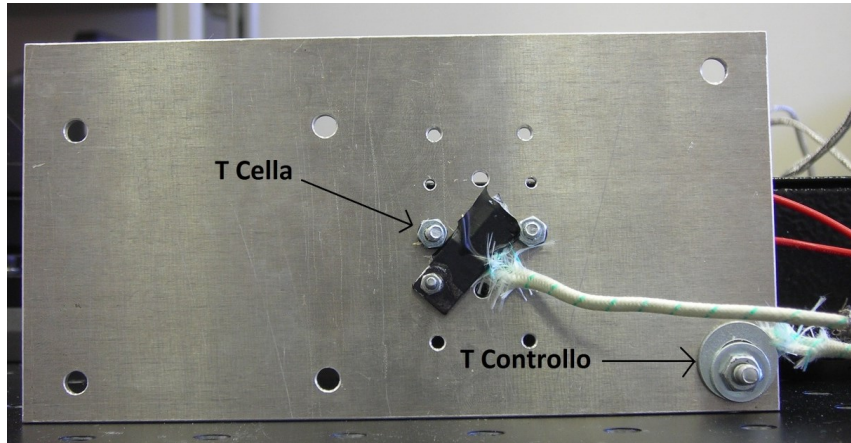


Figura 117: Posizionamento termocoppie

Di seguito vengono riportate le temperature registrate durante le prove.

IMS	Temperatura [°C]	10 A	15 A	18 A	20 A
33 mm	Cella	32,7	40,9	48,8	54,4
	Piastra	29,3	36,1	42,5	47,0
	ΔT	3,4	4,9	6,3	7,4
34 mm	Cella	33,9	44,1	51,7	58,5
	Piastra	30,3	37,5	43,2	48,7
	ΔT	3,9	6,6	8,5	9,9
35 mm	Cella	34,8	44,5	52,2	58,5
	Piastra	30,7	38,2	44,3	48,9
	ΔT	4,1	6,3	7,9	9,6
40 mm	Cella	34,9	44,3	51,5	56,9
	Piastra	31,0	38,7	44,1	48,0
	ΔT	3,9	5,6	7,4	9,0

Tabella 22: Temperature con cella IMS e ottica free-form

DBC	Temperatura [°C]	10 A	15 A	18 A	20 A
33 mm	Cella	34,8	45,5	52,7	60,1
	Piastra	30,6	38,7	44,4	49,9
	ΔT	4,2	6,8	8,3	10,2
34 mm	Cella	35,4	45,6	53,4	59,6
	Piastra	30,9	39,0	44,9	50,1
	ΔT	4,5	6,5	8,5	9,5
35 mm	Cella	33,4	43,8	51,8	58,4
	Piastra	28,8	36,2	41,7	46,3
	ΔT	4,7	7,6	10,0	12,1
40 mm	Cella	34,5	43,4	51,5	57,8
	Piastra	30,0	36,4	42,6	47,2
	ΔT	4,5	7,0	8,8	10,6

Tabella 23: Temperature con cella DBC e ottica free-form

Dalle tabelle è possibile vedere che a parità di corrente della lampada, la cella con substrato DBC ha fatto registrare le temperature di cella più elevate, ciò sta a significare che il substrato DBC ha una dissipazione termica migliore rispetto al substrato IMS.

Di seguito vengono riportati i grafici che mettono in relazione l'ampereaggio della lampada e la tensione di circuito aperto con le temperature della cella fotovoltaica.

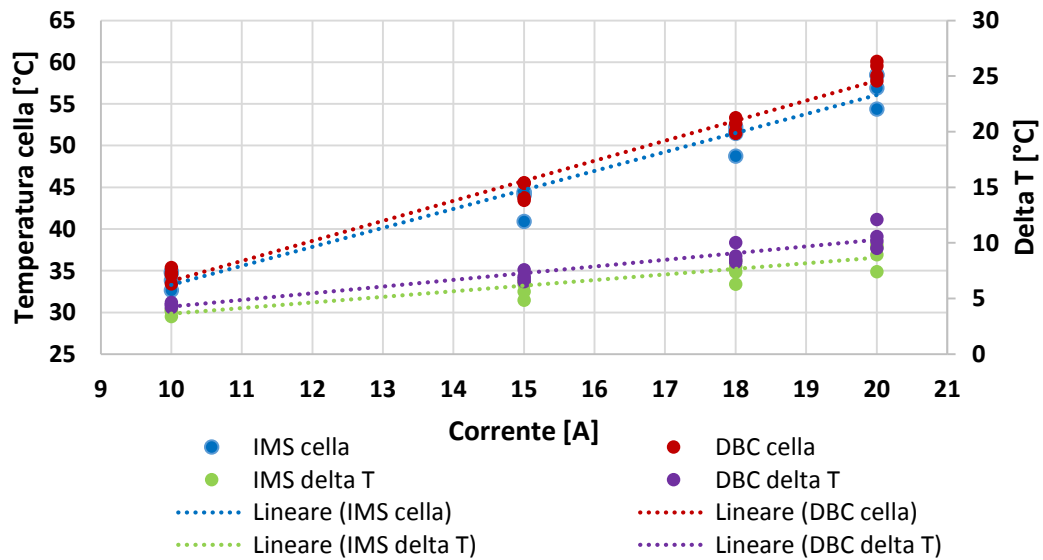


Figura 118: Curve temperatura cella-ampereaggio lampada

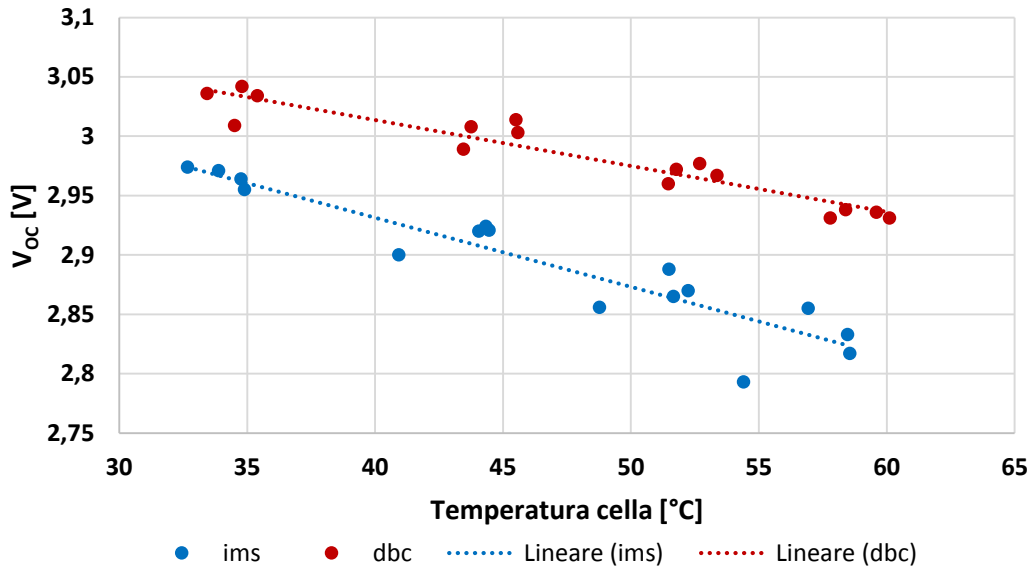


Figura 119: Curve V_{oc} -temperatura cella

Da entrambi i grafici è possibile vedere che la cella con substrato DBC fa registrare le temperature più alte; ciò vuol dire che la cella DBC riesce a smaltire maggiormente il calore rispetto alla cella IMS e per questo motivo con il substrato DBC si raggiungono valori di V_{oc} più elevati e di conseguenza anche potenze maggiori.

4.1.3.3 Caratterizzazione delle celle a distanze maggiori

Dopo i risultati ottenuti con la caratterizzazione della cella fotovoltaica con substrato IMS e DBC con le varie ottiche, si è voluto indagare ulteriormente sul fatto che l'ottica rifrattiva cilindrica, all'aumentare della distanza cella-lampada, garantisca performance migliori rispetto all'ottica rifrattiva free-form.

Perciò si sono ripetute le prove aumentando la distanza tra la cella fotovoltaica e la lampada allo Xenon; questa volta le prove sono state eseguite ad una distanza di 62 mm, 63 mm, 64 mm, 66 mm.

Di seguito vengono riportati in tabella i risultati ottenuti con il substrato IMS e DBC.

Capitolo 4: Prove sperimentali CPV

62 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria (IMS)	10 A	2,818	0,026	2,551	0,025	0,0637	87,04
	15 A	2,815	0,047	2,522	0,045	0,1134	84,02
	18 A	2,799	0,063	2,508	0,059	0,1479	83,91
	20 A	2,785	0,07	2,471	0,072	0,1779	86,33
Ottica riflessiva (IMS)	10 A	2,869	0,040	2,56	0,038	0,0972	84,77
	15 A	2,878	0,069	2,529	0,066	0,1669	84,05
	18 A	2,872	0,091	2,558	0,086	0,2199	84,17
	20 A	2,862	0,110	2,528	0,102	0,2578	83,42
Ottica rifrattiva conica (IMS)	10 A	2,969	0,122	2,581	0,116	0,2993	82,7
	15 A	2,958	0,207	2,532	0,195	0,4937	80,64
	18 A	2,937	0,269	2,407	0,261	0,6282	79,52
	20 A	2,917	0,320	2,352	0,307	0,722	78,09
Ottica rifrattiva free-form (IMS)	10 A	2,938	0,085	2,6	0,081	0,2106	84,33
	15 A	2,930	0,145	2,589	0,138	0,3572	84,10
	18 A	2,912	0,190	2,53	0,182	0,4604	83,22
	20 A	2,897	0,230	2,5	0,214	0,535	80,64
Ottica rifrattiva free-form (DBC)	10 A	3,007	0,089	2,654	0,084	0,2229	83,3
	15 A	3,009	0,150	2,663	0,141	0,3754	83,19
	18 A	2,998	0,193	2,615	0,187	0,489	84,15
	20 A	2,984	0,230	2,536	0,218	0,5528	81,98

Tabella 24: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 62 mm

63 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria (IMS)	10 A	2,817	0,028	2,524	0,026	0,0655	83,20
	15 A	2,814	0,048	2,522	0,045	0,1134	84,02
	18 A	2,800	0,061	2,471	0,059	0,1457	85,36
	20 A	2,784	0,07	2,447	0,07	0,1712	84,28
Ottica riflessiva (IMS)	10 A	2,863	0,038	2,526	0,037	0,0934	85,91
	15 A	2,874	0,066	2,479	0,064	0,1586	83,64
	18 A	2,867	0,086	2,532	0,083	0,2101	85,23
	20 A	2,858	0,1	2,537	0,097	0,246	83,60
Ottica rifrattiva conica (IMS)	10 A	2,962	0,114	2,62	0,106	0,2777	82,25
	15 A	2,954	0,196	2,557	0,186	0,4756	82,14
	18 A	2,934	0,262	2,445	0,251	0,6136	79,83
	20 A	2,917	0,31	2,371	0,297	0,7041	78,13

Capitolo 4: Prove sperimentali CPV

Ottica rifrattiva free-form (IMS)	10 A	2,929	0,077	2,612	0,072	0,188	83,39
	15 A	2,928	0,137	2,573	0,13	0,3344	83,39
	18 A	2,915	0,175	2,552	0,169	0,4312	84,55
	20 A	2,899	0,22	2,454	0,212	0,5202	81,94
Ottica rifrattiva free-form (DBC)	10 A	2,988	0,082	2,606	0,078	0,2032	82,96
	15 A	2,998	0,142	2,61	0,135	0,3523	82,77
	18 A	2,99	0,179	2,58	0,172	0,4437	82,91
	20 A	2,982	0,22	2,503	0,216	0,5406	82,79

Tabella 25: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 63 mm

64 mm		V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	V_{mppt} [V]	I_{mppt} [A]	P_{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria (IMS)	10 A	2,808	0,026	2,555	0,023	0,0587	80,49
	15 A	2,81	0,044	2,458	0,042	0,1032	83,50
	18 A	2,794	0,059	2,425	0,055	0,1333	80,91
	20 A	2,779	0,069	2,376	0,067	0,1591	83,02
Ottica riflessiva (IMS)	10 A	2,857	0,036	2,512	0,034	0,0854	84,77
	15 A	2,869	0,062	2,538	0,059	0,1491	84,14
	18 A	2,863	0,082	2,525	0,078	0,1969	83,89
	20 A	2,855	0,096	2,5	0,094	0,235	85,74
Ottica rifrattiva conica (IMS)	10 A	2,956	0,108	2,544	0,104	0,2645	82,87
	15 A	2,951	0,177	2,57	0,168	0,4317	82,66
	18 A	2,934	0,241	2,5	0,228	0,57	80,61
	20 A	2,916	0,29	2,412	0,274	0,6608	78,97
Ottica rifrattiva free-form (IMS)	10 A	2,925	0,075	2,651	0,07	0,1855	84,59
	15 A	2,926	0,132	2,59	0,124	0,3211	83,15
	18 A	2,913	0,173	2,571	0,164	0,4216	83,67
	20 A	2,898	0,2	2,475	0,199	0,4925	84,55
Ottica rifrattiva free-form (DBC)	10 A	2,983	0,081	2,679	0,075	0,2	83,16
	15 A	2,991	0,135	2,575	0,13	0,3347	82,90
	18 A	2,984	0,177	2,571	0,169	0,4344	82,27
	20 A	2,976	0,2	2,569	0,194	0,4983	82,91

Tabella 26: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 64 mm

66 mm		V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF [%]
Senza ottica secondaria (IMS)	10 A	2,801	0,026	2,551	0,025	0,0637	87,04
	15 A	2,805	0,041	2,442	0,039	0,0952	82,81
	18 A	2,791	0,053	2,487	0,05	0,1243	84,06
	20 A	2,774	0,064	2,432	0,06	0,1459	82,19
Ottica riflessiva (IMS)	10 A	2,825	0,033	2,528	0,031	0,0783	83,36
	15 A	2,862	0,058	2,533	0,054	0,1367	82,40
	18 A	2,855	0,074	2,533	0,072	0,1823	86,32
	20 A	2,849	0,09	2,497	0,088	0,2197	85,70
Ottica rifrattiva conica (IMS)	10 A	2,95	0,096	2,633	0,089	0,2343	82,75
	15 A	2,947	0,166	2,547	0,159	0,4049	82,78
	18 A	2,932	0,22	2,5	0,208	0,5231	81,10
	20 A	2,917	0,26	2,38	0,256	0,6092	80,65
Ottica rifrattiva free-form (IMS)	10 A	2,916	0,067	2,585	0,064	0,1654	84,68
	15 A	2,919	0,118	2,596	0,111	0,2881	83,66
	18 A	2,907	0,154	2,564	0,146	0,3743	83,62
	20 A	2,893	0,18	2,478	0,178	0,441	83,77
Ottica rifrattiva free-form (DBC)	10 A	2,975	0,07	2,578	0,067	0,1727	82,94
	15 A	2,984	0,121	2,647	0,121	0,3017	83,57
	18 A	2,98	0,158	2,611	0,151	0,3942	83,74
	20 A	2,971	0,19	2,541	0,178	0,4522	81,41

Tabella 27: Prestazioni delle ottiche secondarie alla distanza di 66 mm

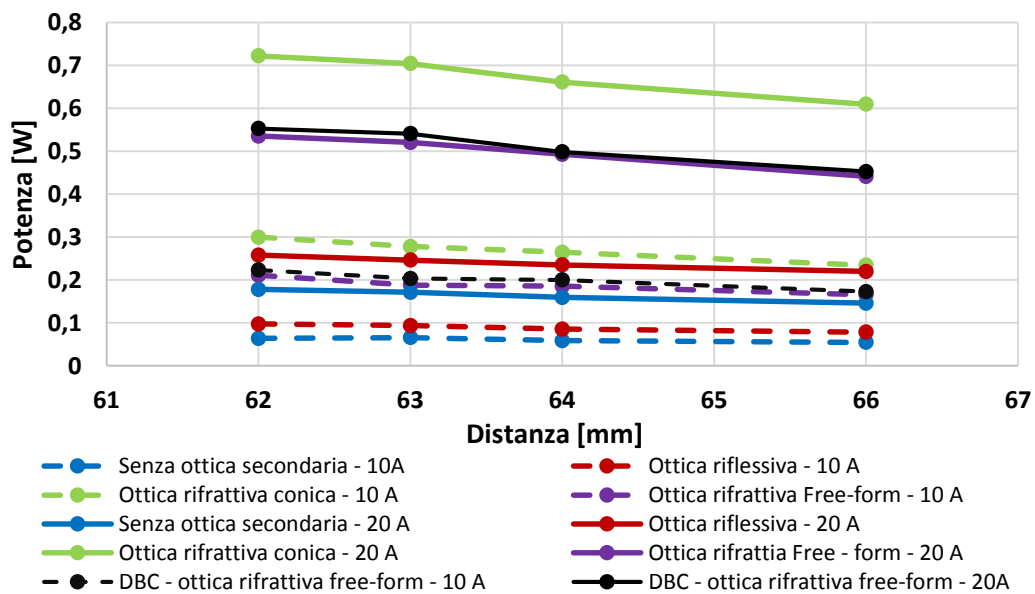


Figura 120: Curve potenza-distanza con le ottiche secondarie

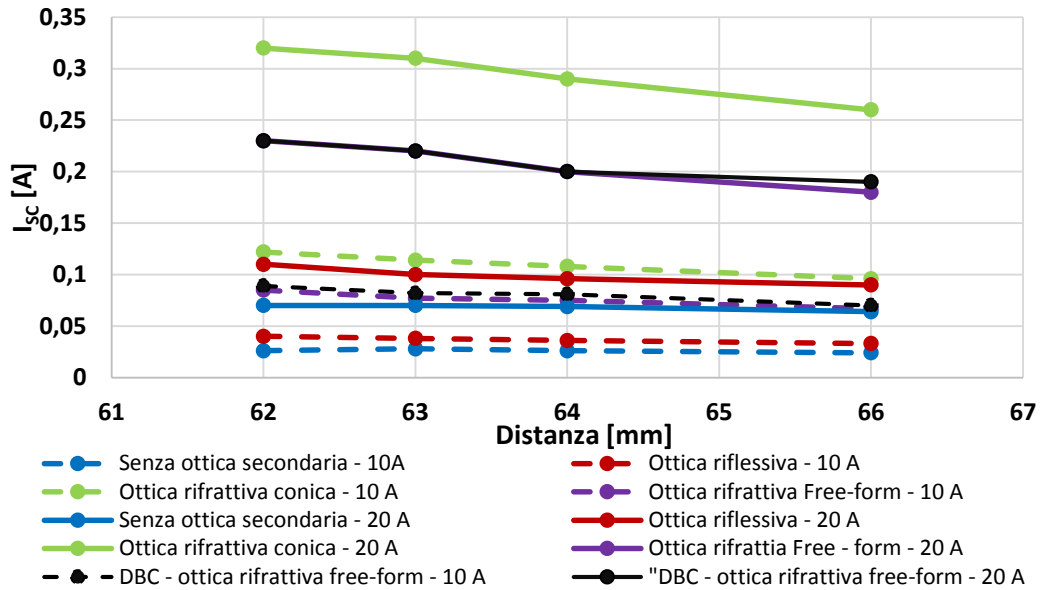


Figura 121: Curve I_{sc} -distanza con le ottiche secondarie

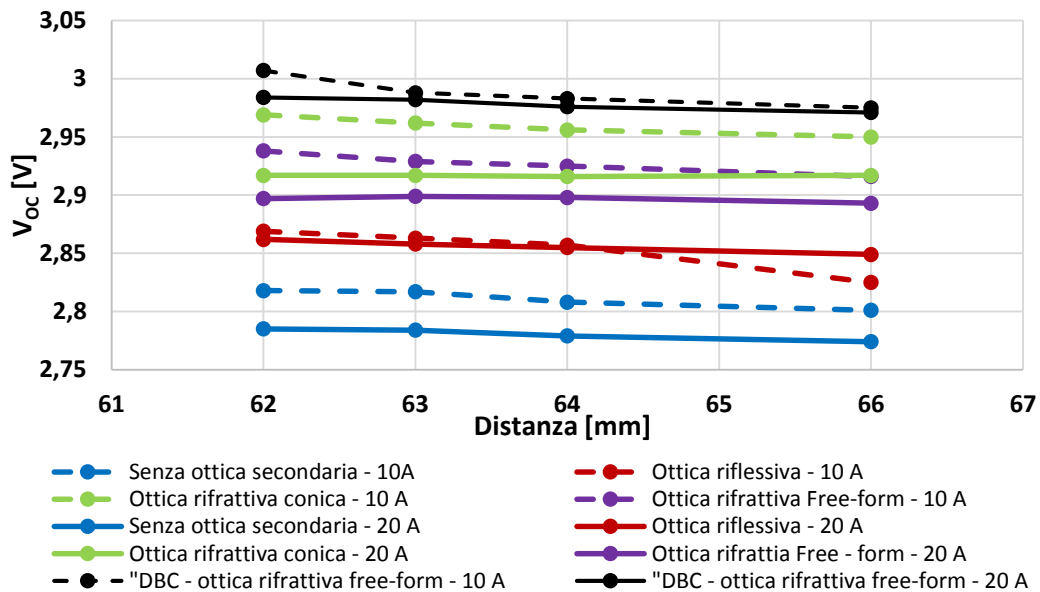


Figura 122: Curve V_{oc} -distanza con le ottiche secondarie

Le potenze erogate dalle celle fotovoltaiche sono inferiori rispetto a quelle viste nei capitoli precedenti, questo è causato dalle maggiori distanze utilizzate durante queste prove.

Come è possibile vedere dai grafici, ad elevate distanze tra la cella e la lampada, ovvero lontano (dal fuoco della lampada) dal punto in cui la lampada concentra la luce emessa, l'ottica rifrattiva conica ha fatto registrare la miglior performance erogando una potenza di 0,722 W con un amperaggio di 20 Ampere ed una distanza di 62 mm.

Inoltre la maggior potenza erogata dalla cella con substrato IMS e ottica cilindrica è dovuta da un innalzamento della corrente di corto circuito, circa 10mA, in quanto la V_{OC} è simile alle altre celle fotovoltaiche. La maggiore corrente di corto circuito è dovuta all'ottica rifrattiva conica che riesce a concentrare meglio la luce proveniente dalla lampada.

Con questi ultimi dati si è visto come l'ottica rifrattiva free-form, come da progetto, riesce a garantire le migliori performance vicino al piano focale in cui viene concentrata la radiazione luminosa, grazie alla maggiore omogeneizzazione della radiazione luminosa sulla superficie della cella. Allontanandosi da tale piano le prestazioni decadono rapidamente, invece l'ottica rifrattiva conica risente di meno della maggiore distanza dal piano focale, e riesce a fornire buone performance anche se è posizionata lontana da tale piano.

4.2 Prove outdoor

In questo capitolo, saranno descritte le prove outdoor eseguite sulle celle fotovoltaiche con substrato IMS e DBC con le rispettive ottiche secondarie rifrattive, in quanto durante i test indoor hanno fatto registrare le migliori performance.

4.2.1 Banco di prova outdoor

Per eseguire le prove outdoor oltre alle celle fotovoltaiche ed alle ottiche rifrattive viste nei capitoli precedenti si è utilizzato:

- Sistema d'inseguimento solare;
- Lente di Fresnel;
- Pireliometro;

4.2.1.1 Sistema d'inseguimento solare

Il sistema d'inseguimento solare è un componente fondamentale per il fotovoltaico a concentrazione; il tracker che ha permesso di eseguire le prove outdoor è stato progettato da S.TRA.TE.G.I.E..

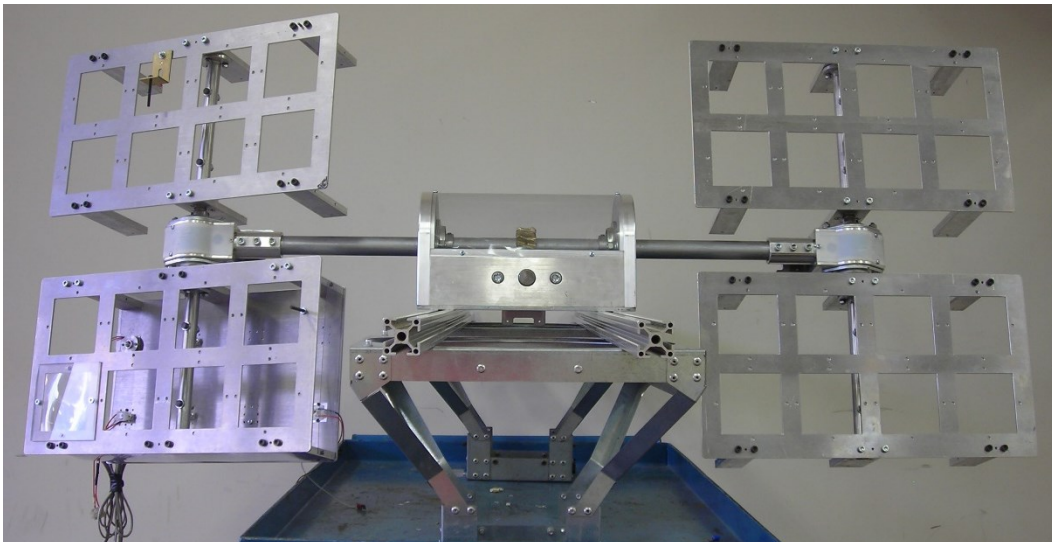


Figura 123: Inseguitore solare a doppio asse

Il tracker è composto da 4 “fiori” di forma rettangolari ognuno capace di alloggiare 8 celle fotovoltaiche secondo una matrice 4×2 per un totale di 32 celle fotovoltaiche. Ogni fiore è composto da una piastra inferiore in alluminio dove vengono alloggiate le celle fotovoltaiche, e da una piastra

superiore su cui sono ricavati gli alloggiamenti per le lenti Fresnel, una per ogni cella montata. La distanza tra la piastra superiore ed inferiore può essere modificata attraverso spessori di 1 mm. Il tracker è dotato di un sistema d'inseguimento a doppio asse di tip - tilt, quindi è in grado di seguire il moto apparente del sole. La movimentazione è garantita da 3 motorini passo-passo:

- Uno per la rotazione di tilt, tramite un accoppiamento ruota dentata – vite senza fine; grazie al rapporto di riduzione viene impedito meccanicamente il moto retrogrado garantendo una maggiore precisione d'inseguimento.

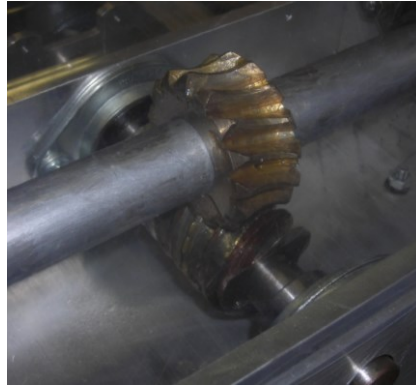


Figura 124: Meccanismo rotazione tilt

- Due per la rotazione di tip, ogni motore è collegato ad un sistema vite senza fine e ruota dentata elicoidale; ogni motorino muove un asse su cui sono installati solidalmente due fiori.

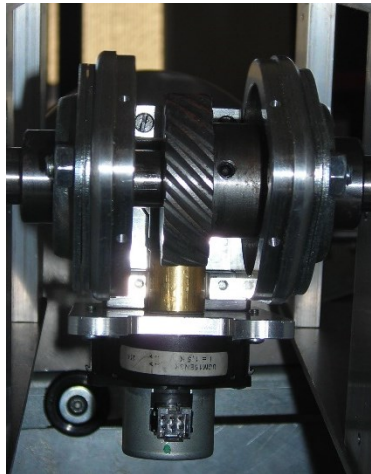


Figura 125: Meccanismo rotazione di tip

Questo design permette agli assi che si occupano della movimentazione del tilt e tip di avere uno span di 360°, ciò garantisce la massima flessibilità per quanto riguarda l'installazione. Grazie ad uno span angolare così elevato il tracker può essere installato sia su superficie orizzontali, verticali ed inclinate in quanto è possibile invertire gli assi di rotazione.

La movimentazione dei motorini passo-passo è affidata ad un PLC che calcola tramite un algoritmo il numero di passi che ogni motorino deve effettuare [52], per ogni intervallo di tempo, in modo tale da inseguire il moto del sole. L'algoritmo d'inseguimento si basa sul algoritmo di Michalsky [53], che consente di conoscere, tramite i valori di latitudine e longitudine, la posizione del sole in un intervallo temporale compreso tra il 1950 ed il 2050 con un'approssimazione di $0,01^\circ$. A differenza di molti sistemi, questa soluzione adotta una strategia di controllo ad anello aperto; ovvero il motorino passo-passo non è azionato da un sensore solare che rileva la posizione del sole ma da l'algoritmo d'inseguimento astronomico, riducendo così la frequenza di movimentazione con conseguente risparmio di energia necessaria per azionare il sistema d'inseguimento [54]. Il PLC utilizzato è in grado di comandare fino a 90 motorini, ognuno con un proprio algoritmo di inseguimento; in questo modo il PLC può pilotare contemporaneamente tracker diversi con logiche d'inseguimento diverse.

Durante le prove il tracker è posizionato su di un tavolo composto da profilati in alluminio di elevata precisione in grado di diminuire i difetti di planarità. Il tavolo è dotato di 4 piedi regolabili che permettono di mettere il tavolo in bolla ed inoltre ci garantisce una elevata rigidità strutturale. Il tracker verrà posizionato sul tavolo di alluminio con l'asse di tip orientato lungo la direzione N-S.



Figura 126: Tavolo in alluminio

4.2.1.2 Lente di Fresnel

La lente Fresnel che sarà utilizzata durante le prove per concentrare la radiazione solare diretta è prodotta dall'azienda Kugler tramite lavorazioni eseguite su macchine a controllo numerico tramite utensili a punta diamantata che consentono di ottenere ridotti angoli di curvatura.

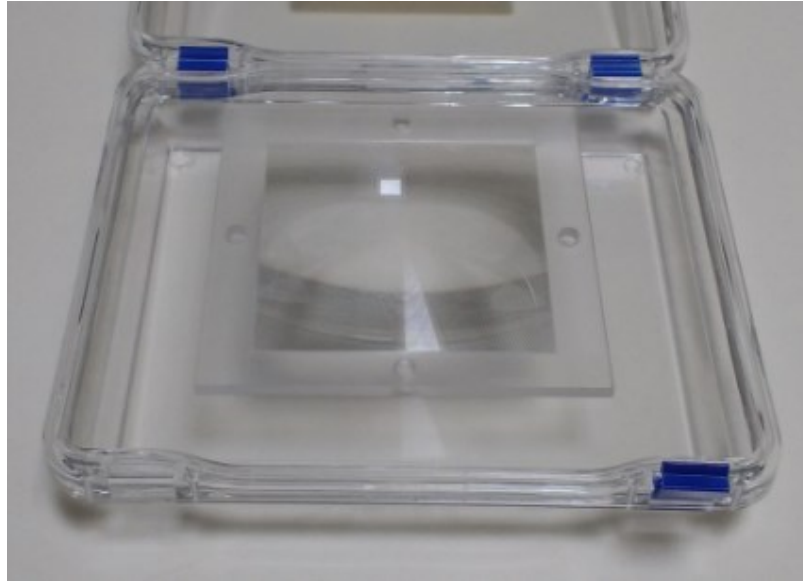


Figura 127: Lente Fresnel

La lente ha una forma quadrata di lato 75 mm e spessore di 5 mm; la lente è realizzata in PMMA. Le proprietà ottiche della lente sono:

- Distanza focale di 130 mm;
- Concentrazione massima pari a 1300 soli;
- Angolo massimo di rifrazione di 22° ;
- Distanza fissa dei grooves pari a 0,5 mm.

4.2.1.3 Strumenti di misura

Oltre al carico elettronico programmabile (Array 3710A DC) e alla scheda di acquisizione delle termocoppie con le relative termocoppie, già utilizzati nelle prove indoor, si è utilizzato un pireliometro.

Il pireliometro permette di misurare la radiazione solare diretta, è composto da un tubo dove ad una estremità si trova un'apertura che permette alla luce solare diretta di entrare al interno dello strumento e dalla parte opposta del tubo viene collocato il sensore che si comporta come un corpo nero; esso è caratterizzato da molte microcavità ed è colorato di nero al fine di avere un elevato livello di assorbimento della radiazione solare su tutto il suo spettro. Tale sensore utilizzato all'interno dello strumento si basa sul principio della termopila e dietro di esso sono posizionati due sensori di temperatura (Pt 100 e 10 k Ω Thermistor). Il sensore è composto da un elevato numero di giunzioni di termocoppie collegate tra loro in serie; quando lo strumento è allineato con il sole la radiazione entrerà in esso attraverso l'apertura e colpirà una delle giunzioni che prenderà il nome di giunzione

attiva o giunzione calda. Tale giunzione si riscalderà ed aumenterà la propria temperatura. La differenza di temperatura tra la giunzione attiva e la giunzione di riferimento (anche chiamata giunzione fredda) genera una forza elettromotrice che sarà proporzionale alla differenza di temperatura. L'irraggiamento quindi viene determinato grazie alla differenza di potenziale letta ai capi delle termocoppie.

Il foro situato nella parte frontale del pireliometro, che permette alla radiazione solare di colpire il sensore, è coperto da un vetro in quarzo; tale vetro ha un coefficiente di trasmissione pari al 97-98%, in modo tale che soltanto una piccolissima parte della radiazione venga riflessa.

Il pireliometro utilizzato è il CHP 1 della Kipp & Zonen, il sensore utilizzato è di classe first class secondo la normativa ISO 9060. Il pireliometro per poter misurare la radiazione diretta necessita di un sistema d'inseguimento biassiale, per questo motivo è stato montato su un tracker ausiliario che sfrutta un sistema d'inseguimento di tipo azimuth – elevazione. Il sistema d'inseguimento del pireliometro viene movimentato dallo stesso PLC che movimentava il tracker.



Figura 128: Pireliometro montato su sistema inseguimento solare

Spettro di radiazione	200 – 4000 nm
Sensibilità	7 – 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Tempo di risposta	< 5 s
Offset	< 1 W/m^2
Sensibilità temperatura	< 0,5%
Campo visivo	$5^\circ \pm 0,2^\circ$ (errore inseguimento < $0,75^\circ$)
Non linearità	< 0,2 %
Radiazione massima misurata	4000 W/m^2

Tabella 28: Datasheet pireliometro

4.2.2 Caratterizzazione outdoor delle fotovoltaiche e delle ottiche secondarie.

Durante le prove outdoor verranno testate le celle fotovoltaiche con substrato IMS con entrambe le ottiche rifrattive, quella conica e quella free-form; l'ottica che fornirà le migliori prestazioni verrà testata anche con la cella fotovoltaica con substrato DBC. Le prove oltre a confrontare le prestazioni tra le varie ottiche secondarie ed i vari substrati, hanno la funzione, sia di determinare la distanza focale ottimale tra la lente di Fresnel e la cella a tripla giunzione, sia di determinare l'efficienza globale del sistema costituito da lente Fresnel – ottica secondaria – cella fotovoltaica a tripla giunzione.

Le prove sono state eseguite in giorni diversi con condizioni climatiche differenti, le elaborazioni che verranno fatte nei capitoli seguenti si basano su un campione di circa 300 test.



Figura 129: Banco di prova outdoor

4.2.2.1 Confronto tra ottica rifrattiva conica e free-form

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti con la cella fotovoltaica con substrato IMS e le ottiche rifrattive coniche e free-form; le prove sono eseguite a diverse distanze tra l'ottica primaria e la cella fotovoltaica, partendo da un minimo di 121 mm per arrivare ad una distanza massima tra la lente Fresnel e la cella fotovoltaica di 136 mm.

Nelle tabelle seguenti vengono riportati soltanto alcuni risultati.

Capitolo 4: Prove sperimentali CPV

Distanza [mm]	Irr [W/m ²]	Voc [V]	Isc [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF	Efficienza [%]
121	902	2,913	0,155	2,424	0,146	0,350	78,38	6,9
121	902	2,903	0,152	2,429	0,146	0,355	80,37	7
124	707	2,886	0,175	2,368	0,165	0,391	77,36	9,82
124	676	2,887	0,166	2,335	0,156	0,364	76,01	9,57
126	738	2,917	0,215	2,429	0,193	0,469	74,75	11,3
126	748	2,840	0,220	2,205	0,209	0,461	73,76	10,95
128	881	2,808	0,270	2,333	0,250	0,583	77,5	11,76
128	902	2,934	0,271	2,363	0,250	0,591	74,3	11,64
130	861	2,931	0,280	2,410	0,245	0,590	71,95	12,19
130	861	2,942	0,259	2,379	0,234	0,557	73,06	11,49
132	861	2,935	0,249	2,337	0,231	0,540	73,87	11,15
132	861	2,946	0,260	2,334	0,250	0,584	76,180	12,05
134	902	2,951	0,262	2,374	0,244	0,579	74,92	11,42
134	666	2,907	0,211	2,370	0,197	0,467	76,12	12,46
136	902	2,953	0,251	2,467	0,231	0,569	76,89	11,21
136	892	2,945	0,243	2,431	0,228	0,554	77,45	11,04

Tabella 29: Prestazioni cella IMS con ottica secondaria conica

Distanza [mm]	Irr [W/m ²]	Voc [V]	Isc [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF	Efficienza [%]
121	902	2,935	0,171	2,580	0,160	0,413	82,25	8,14
121	912	2,933	0,176	2,491	0,168	0,419	81,07	8,16
124	697	2,916	0,199	2,406	0,193	0,464	80,02	11,84
124	686	2,918	0,191	2,419	0,185	0,448	80,3	11,58
126	727	2,923	0,238	2,372	0,228	0,541	77,74	13,22
126	758	2,922	0,248	2,388	0,237	0,566	78,1	13,27
128	902	2,954	0,300	2,363	0,280	0,662	75,93	13,05
128	902	2,958	0,292	2,383	0,275	0,655	75,87	12,91
130	891	2,947	0,279	2,377	0,264	0,628	76,32	12,51
130	881	2,934	0,281	2,351	0,255	0,600	72,72	12,1
132	881	2,956	0,260	2,382	0,242	0,576	75	11,62
132	861	2,951	0,257	2,422	0,242	0,586	77,28	12,10
134	635	2,910	0,184	2,431	0,176	0,428	79,91	11,97
134	656	2,911	0,187	2,388	0,187	0,447	80,03	12,11
136	902	2,956	0,226	2,431	0,219	0,532	79,69	10,49
136	676	2,906	0,182	2,442	0,175	0,427	80,80	11,22

Tabella 30: Prestazioni cella IMS con ottica secondaria free-form

Di seguito vengono riportati i grafici delle prestazioni delle ottiche secondarie in funzione della distanza cella fotovoltaica – ottica primaria e dell’irraggiamento.

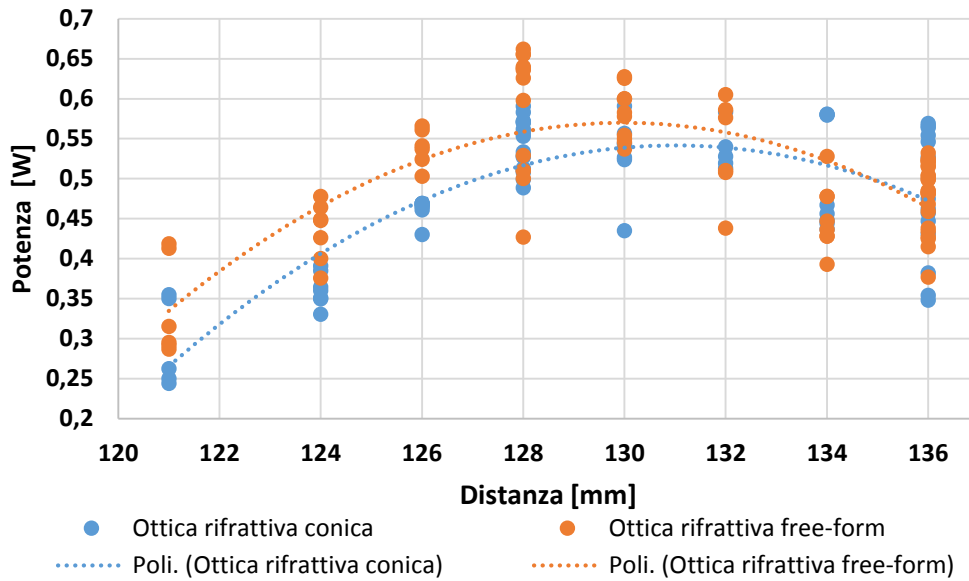


Figura 130: Potenza-distanza cella IMS e ottiche rifrattive

Dalla Figura 130 è possibile vedere che l’ottica rifrattiva free-form è la più performante in termini di potenza massima in quanto fa registrare il valore di massima potenza (0,662 W) ad una distanza lente – cella pari a 128 mm; mentre l’ottica rifrattiva cilindrica, alla stessa distanza, fa registrare una potenza di 0,591 W.

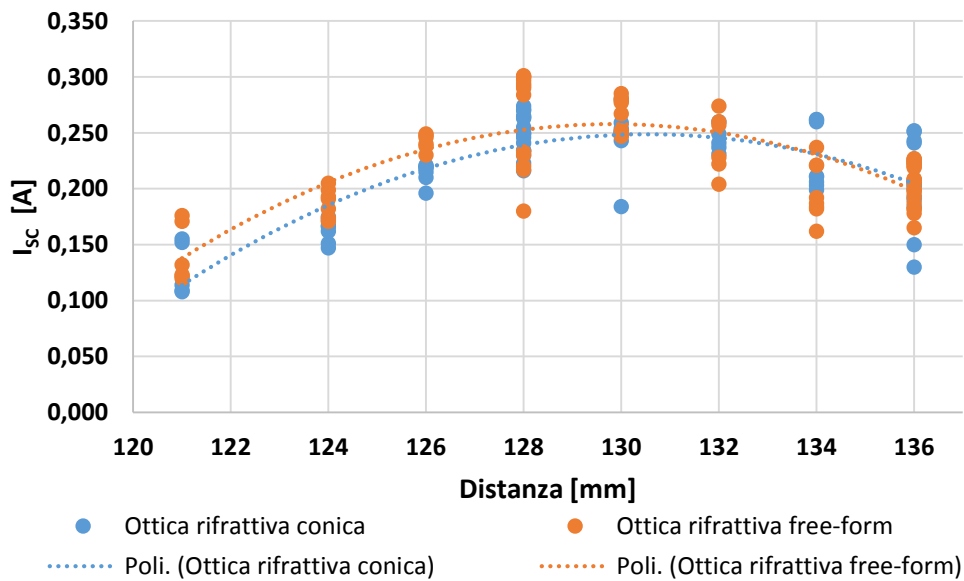


Figura 131: Isc-distanza cella IMS e ottiche rifrattive

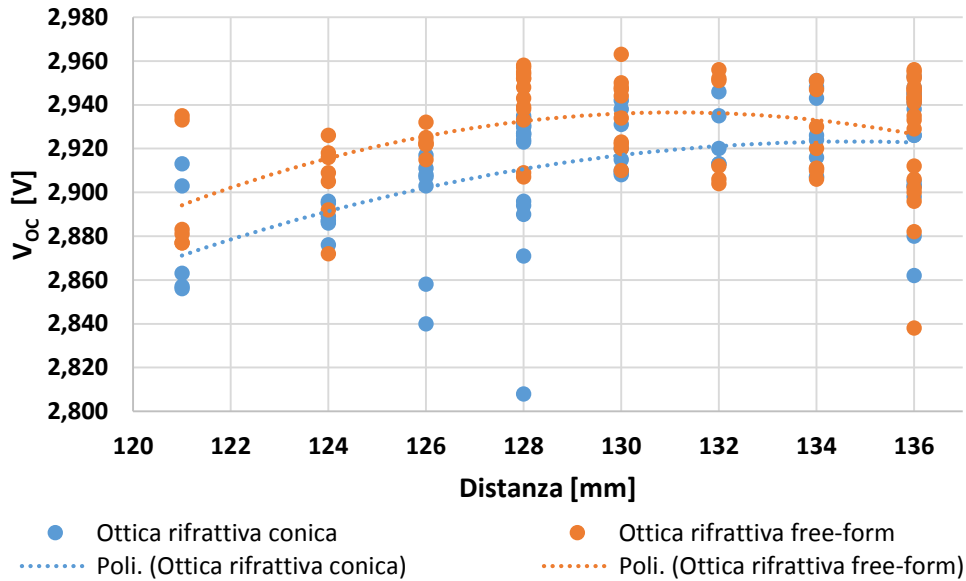


Figura 132: V_{oc} -distanza cella IMS e ottiche rifrattive

Dai grafici della corrente di corto circuito è possibile vedere come l’ottica free-form, che è stata progettata ad hoc per applicazioni con lenti Fresnel, fa registrare i valori più elevati di I_{sc} per distanze comprese tra i 121 e i 132 mm con un massimo alla distanza di 128 mm, questo perché tale ottica riesce a concentrare ulteriormente la radiazione solare proveniente dalla lente di Fresnel.

Per quanto riguarda la tensione di circuito aperto, la cella con l’ottica free-form ha fatto registrare per tutte le distanze valori di tensione più elevati rispetto alla cella con l’ottica conica, questo grazie alla maggior omogeneizzazione della radiazione solare sulla superficie della cella fotovoltaica.

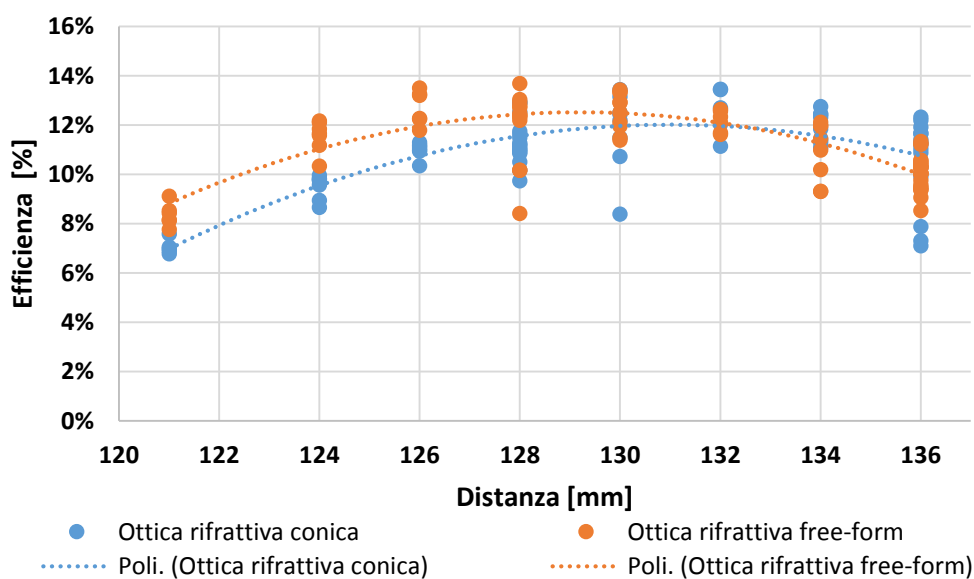


Figura 133: Efficienza-distanza cella IMS e ottiche rifrattive

Per le distanze comprese tra i 121 e 130 mm la cella fotovoltaica con l'ottica free-form raggiunge valori di efficienza più elevati rispetto alla cella con l'ottica conica, mentre per distanze superiori ai 130 mm l'ottica conica fa registrare valori di efficienza superiori rispetto alla free-form. Il massimo dell'efficienza (13,43 %) si è raggiunta con l'ottica free-form alla distanza di 128mm.

Di seguito vengono riportati gli stessi grafici in funzione dell'irraggiamento.

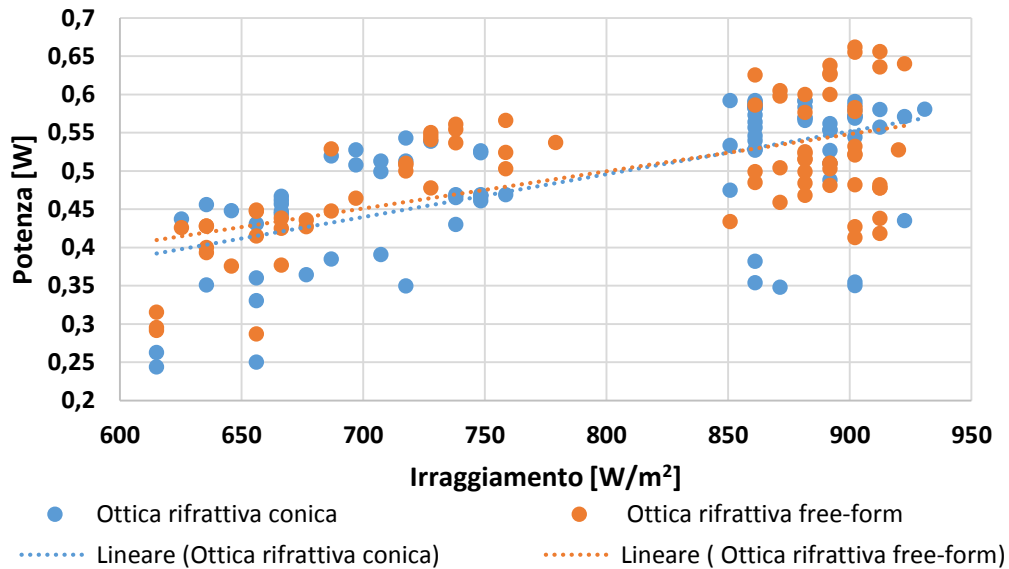


Figura 134: Potenza-irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive

Dalla Figura 134 è possibile vedere come all'aumentare dell'irraggiamento corrisponde un aumento della potenza erogata dalla cella. Lo stesso andamento è possibile notarlo anche per la corrente di corto circuito (Figura 135). Per quanto riguarda la potenza è possibile vedere che a parità d'irraggiamento l'ottica free-form garantisce prestazioni superiori soprattutto per valori d'irraggiamento medi, mentre ad alti valori d'irraggiamento le prestazioni delle celle sono più condizionate dalle condizioni esterne mostrando una maggiore variabilità.

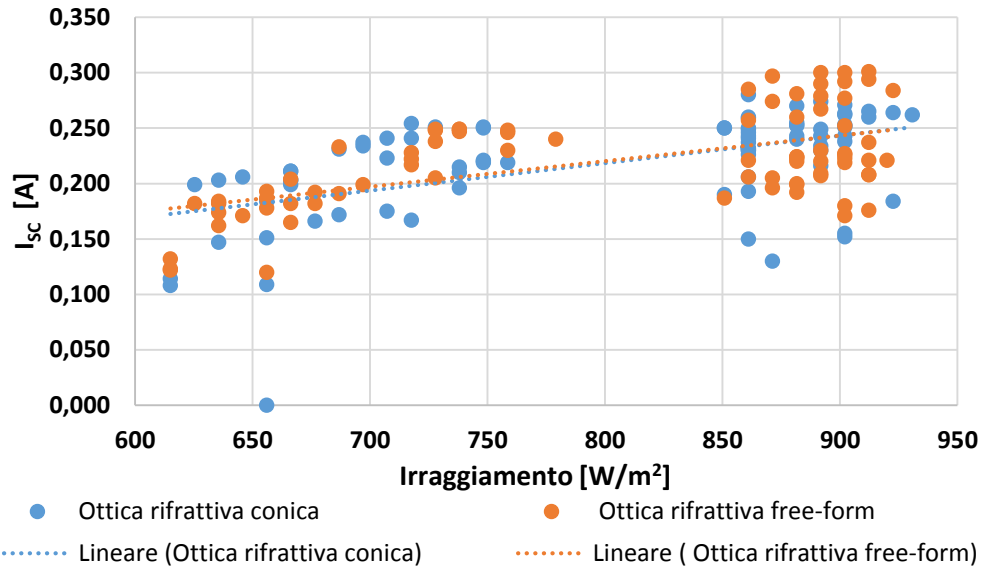


Figura 135: I_{sc} -irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive

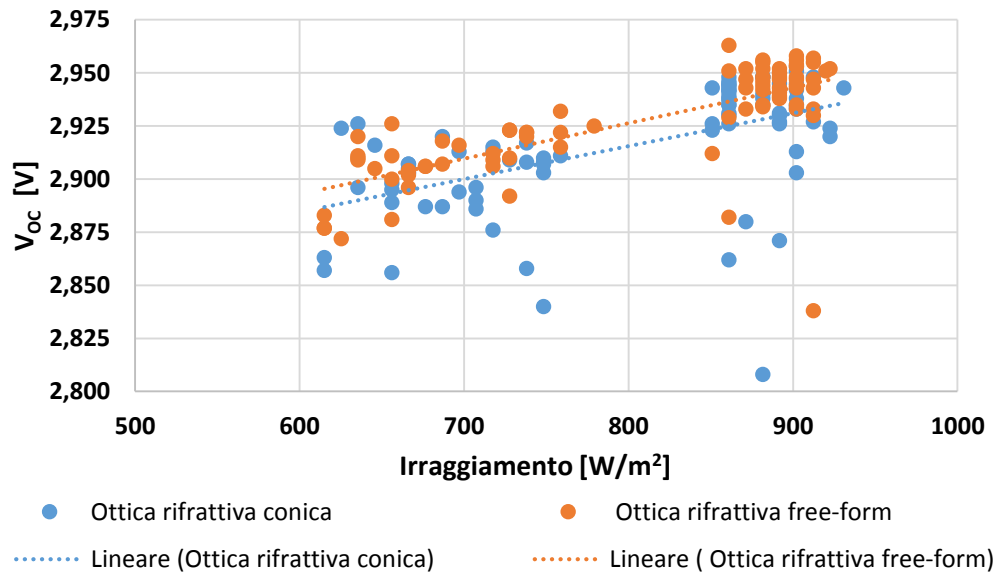


Figura 136: V_{oc} -irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive

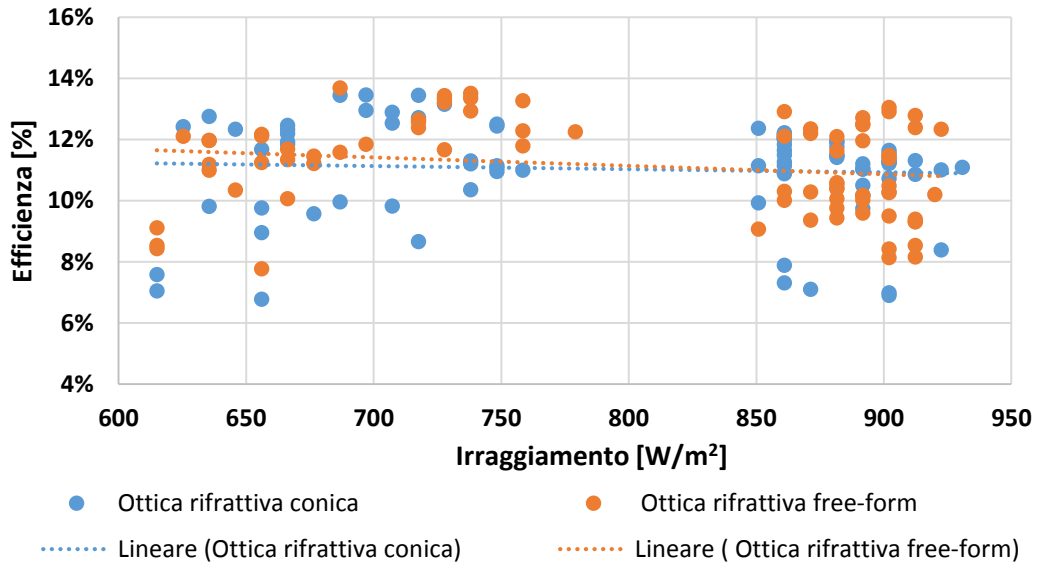


Figura 137: Efficienza-irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive

Per quanto riguarda la tensione di circuito aperto la cella fotovoltaica con ottica free-form, a parità d'irraggiamento, ha fatto registrare valori di tensione più elevati, in quanto l'ottica free-form come detto in precedenza non crea hot spot sulla superficie della cella ma omogenizza la radiazione sulla superficie della cella fotovoltaica. Dalla Figura 135 è possibile vedere che per valori d'irraggiamento compresi tra i 600 e 750 W/m² entrambe le ottiche fanno registrare gli stessi valori, mentre ad elevati valori di irraggiamento l'ottica rifrattiva free-form raggiunge valori di corrente di corto circuito maggiori. Invece per quanto riguarda l'efficienza i valori ottenuti con entrambe le ottiche sono paragonabili.

Dai grafici sottostanti è possibile vedere nuovamente che per le distanze di 121 e 128 mm l'ottica free-form raggiunge le migliori performance, invece per distanze pari a 136 mm l'ottica conica fa registrare migliori performance.

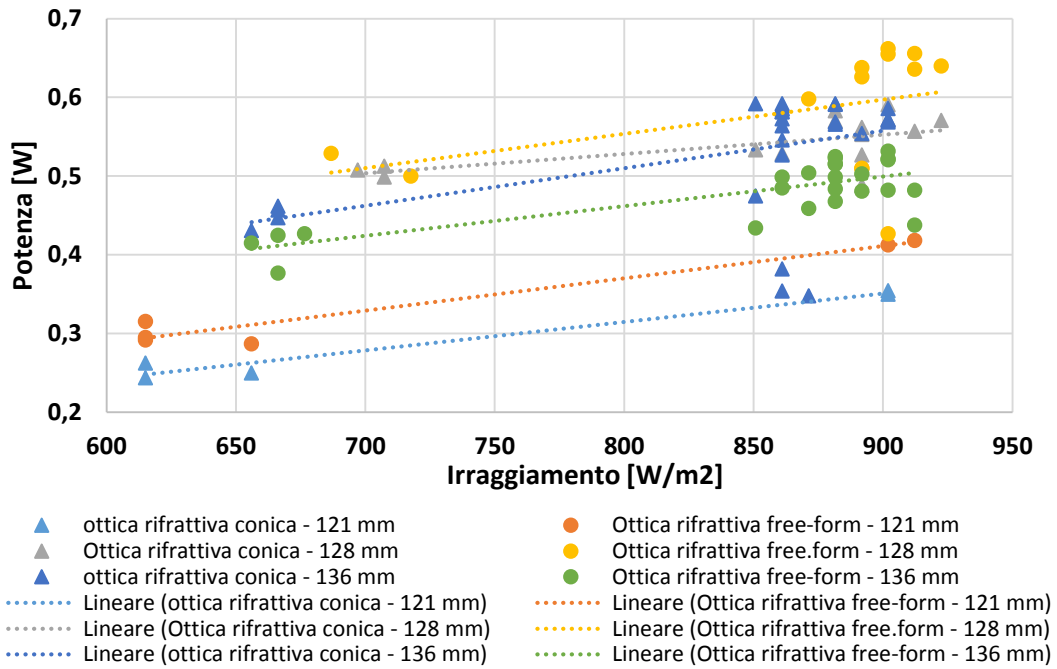


Figura 138: Potenza-irraggiamento con cella IMS e ottiche rifrattive a 121,128 e 136 mm

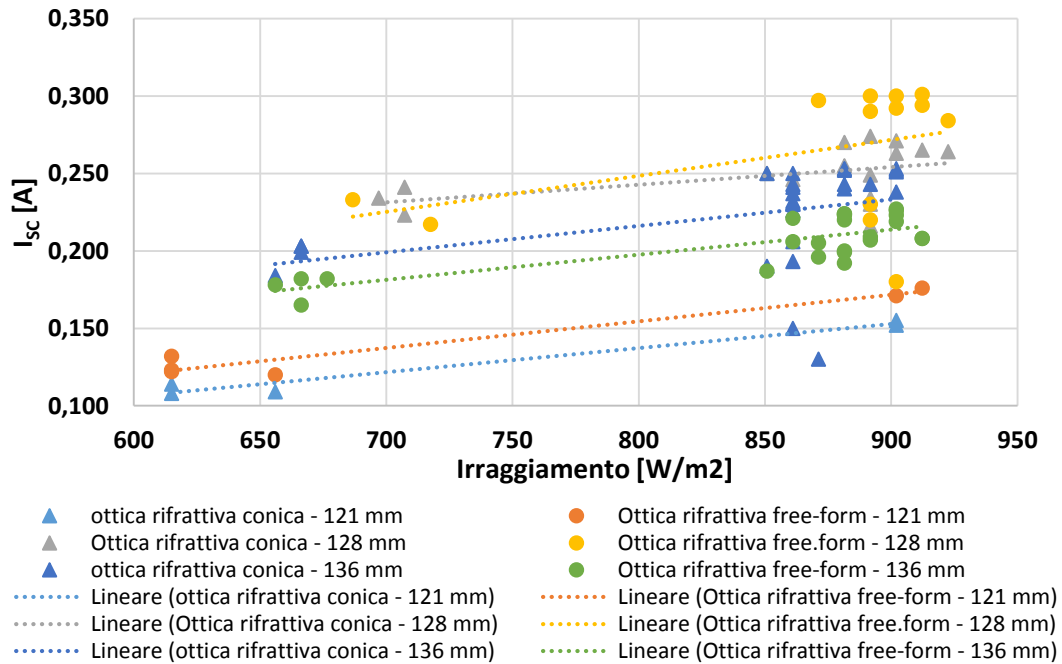


Figura 139: I_{sc}-irraggiamento con cella IMS e ottiche rifrattive a 121,128 e 136 mm

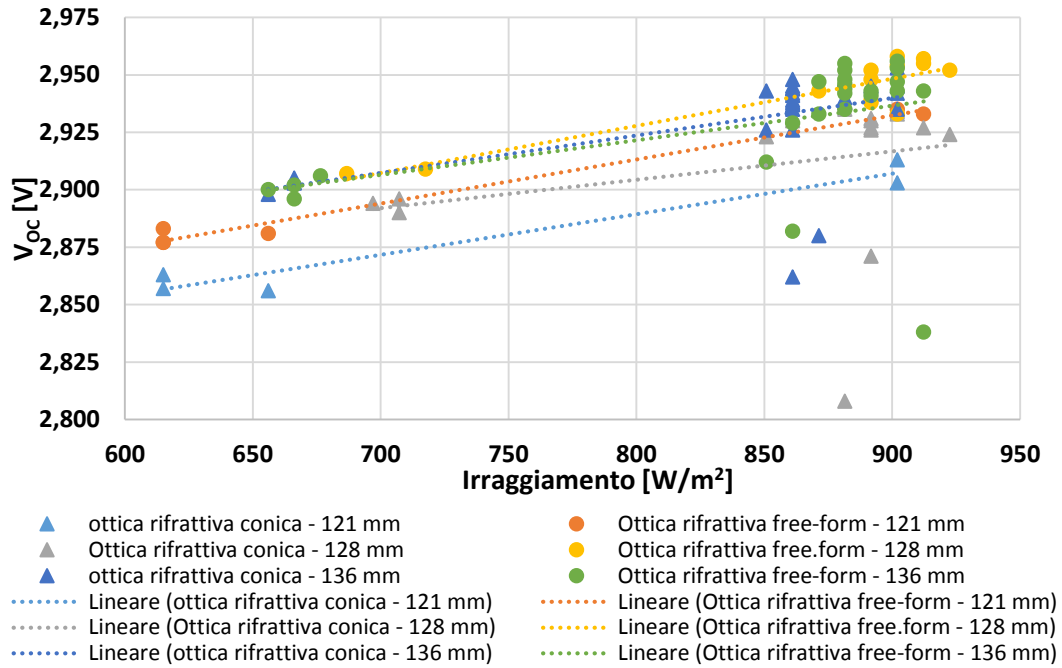


Figura 140: Voc-irraggiamento con cella IMS e ottiche rifrattive a 121,128 e 136 mm

4.2.2.2 Confronto substrato IMS – DBC

Dalle prove appena effettuate è risultato che l’ottica rifrattiva free-form è l’ottica che garantisce le prestazioni migliori; ora verranno valutate le prestazioni di tale ottica abbinata alla cella fotovoltaica con substrato DBC, la quale aveva fatto registrare le migliori performance durante i test indoor.

In Tabella 31 sono riportati una parte dei risultati ottenuti con il substrato DBC e l’ottica rifrattiva free-form.

Distanza [mm]	Irr [W/m ²]	Voc [V]	Isc [A]	V _{mppt} [V]	I _{mppt} [A]	P _{mppt} [W]	FF	Efficienza [%]
121	635	2,936	0,152	2,454	0,145	0,356	79,73	9,95
121	645	2,929	0,151	2,456	0,146	0,359	81,07	9,87
124	666	2,968	0,224	2,468	0,215	0,531	79,81	14,16
124	656	2,970	0,213	2,562	0,199	0,510	80,59	13,82
126	738	2,991	0,268	2,408	0,257	0,619	77,2	14,91
126	779	2,999	0,266	2,563	0,233	0,597	74,68	13,62
128	922	3,010	0,314	2,433	0,291	0,708	74,91	13,64
128	922	3,014	0,315	2,404	0,300	0,721	75,96	13,90
130	932	3,013	0,297	2,442	0,275	0,672	75,05	12,80
130	922	3,011	0,296	2,466	0,275	0,678	76,09	13,07
132	715	2,966	0,236	2,437	0,224	0,546	77,99	13,53

132	707	2,956	0,230	2,410	0,220	0,530	77,98	13,32
134	635	2,950	0,188	2,460	0,182	0,448	80,73	12,53
134	656	2,945	0,196	2,445	0,187	0,457	79,21	12,38
136	686	2,945	0,183	2,479	0,173	0,429	79,58	11,11
136	666	2,939	0,183	2,459	0,172	0,423	78,64	11,29

Tabella 31: Prestazioni cella DBC con ottica secondaria free-form

Di seguito vengono riportati i grafici in funzione della distanza e dell'irraggiamento.

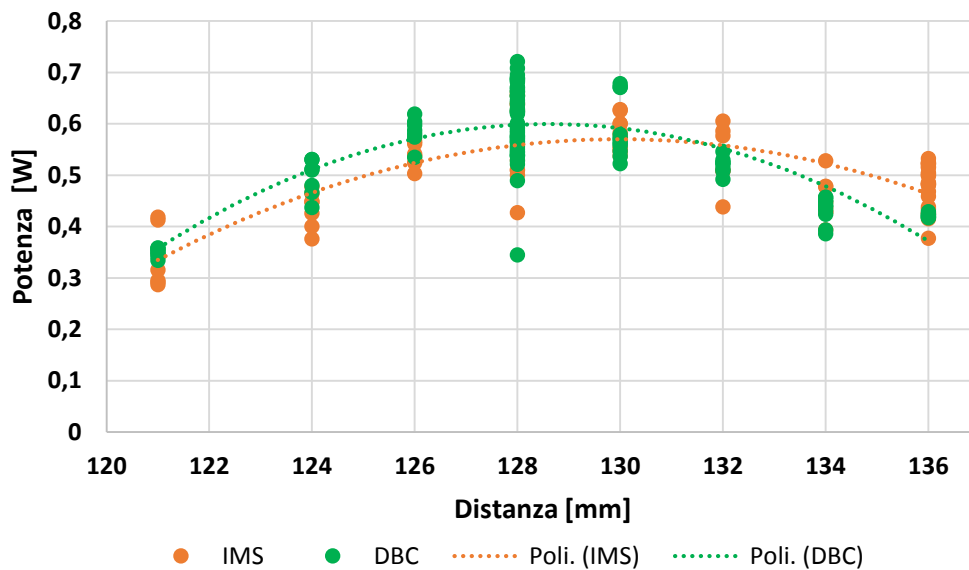


Figura 141: Potenza-distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form

Dal Figura 141 è possibile notare come anche con la cella fotovoltaica con substrato DBC si registra la massima potenza erogata dalla cella ad una distanza cella – lente Fresnel pari a 128 mm. A parità di ottica secondaria la cella con substrato DBC fa registrare la massima potenza erogata dalla cella durante i test outdoor (0,721 W).

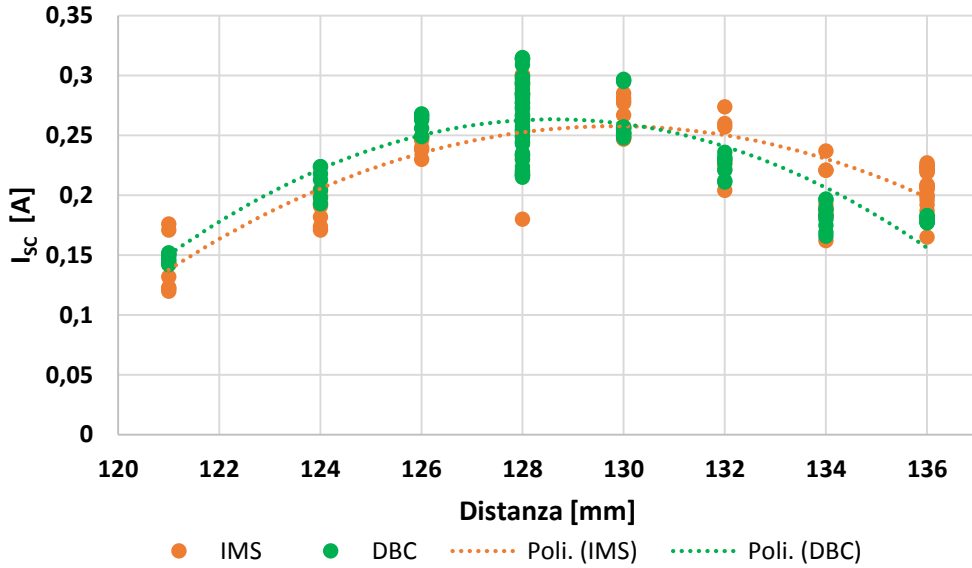


Figura 142: I_{sc} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form

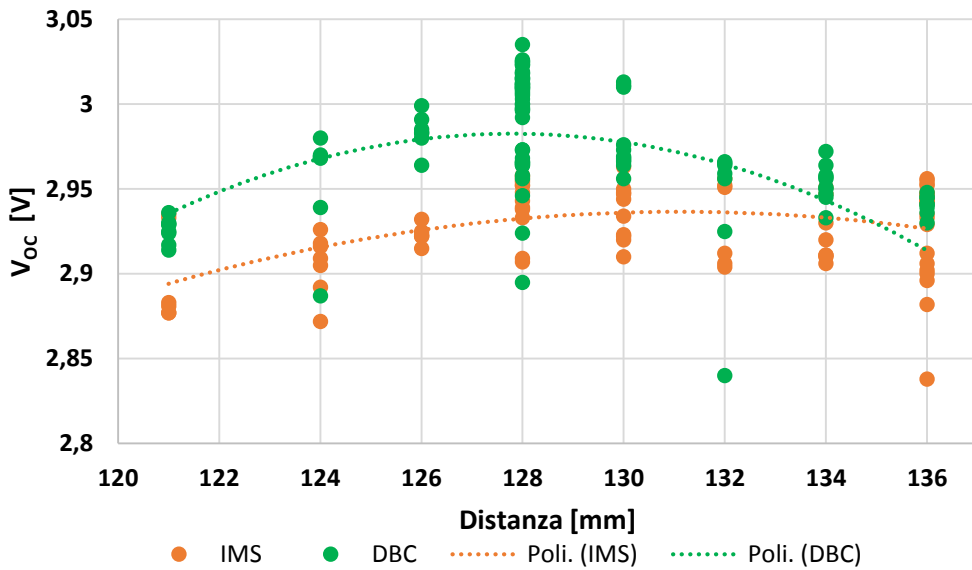


Figura 143: V_{oc} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form

Dalla Figura 142 e Figura 143 è possibile vedere che la maggior potenza erogata dal substrato DBC è dovuto ad un aumento della tensione di circuito aperto, in quanto le correnti raggiunte sia dal substrato IMS che dal substrato DBC sono paragonabili. Invece per quanto riguarda la tensione di circuito aperto con la cella fotovoltaica con substrato DBC si riescono a raggiungere valori di tensione molto più elevati; dimostrando così anche in ambiente outdoor la maggior capacità di dissipazione termica. Tutto ciò si traduce anche in aumento dell'efficienza globale del sistema.

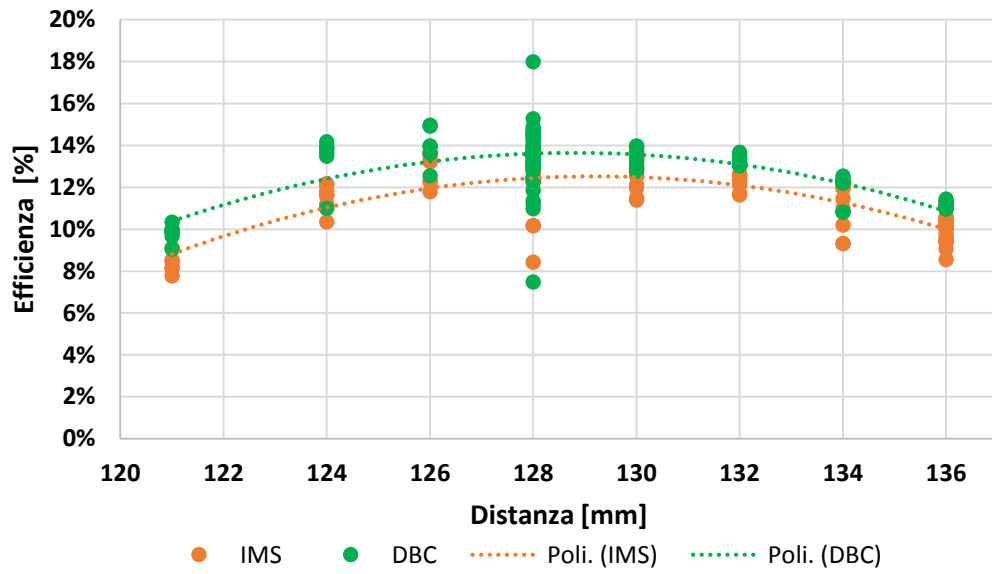


Figura 144: Efficienza-distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form

Di seguito vengono riportati i grafici in funzione dell'irraggiamento diretto.

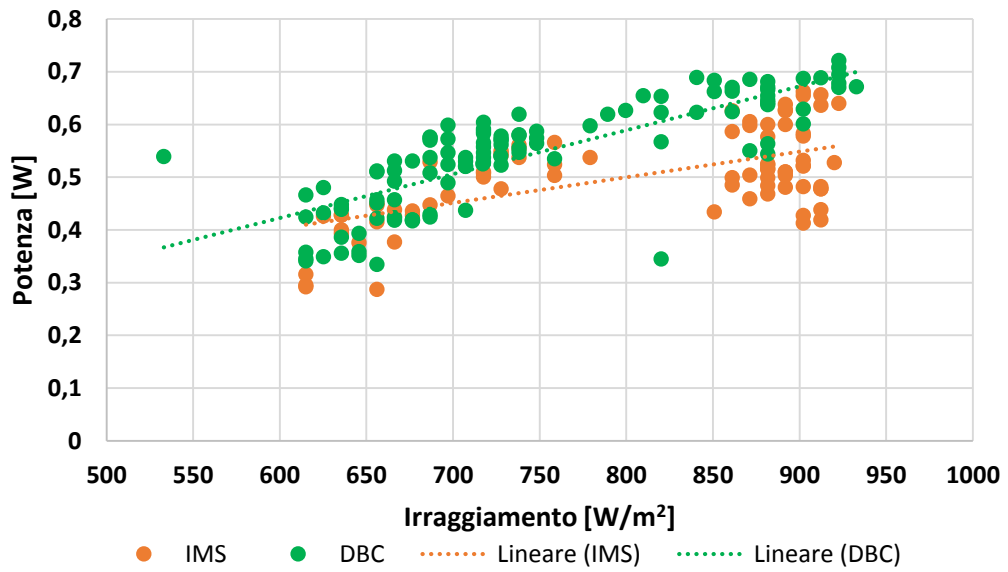


Figura 145: Potenza-irraggiamento con cella IMS e DBC con ottica free-form

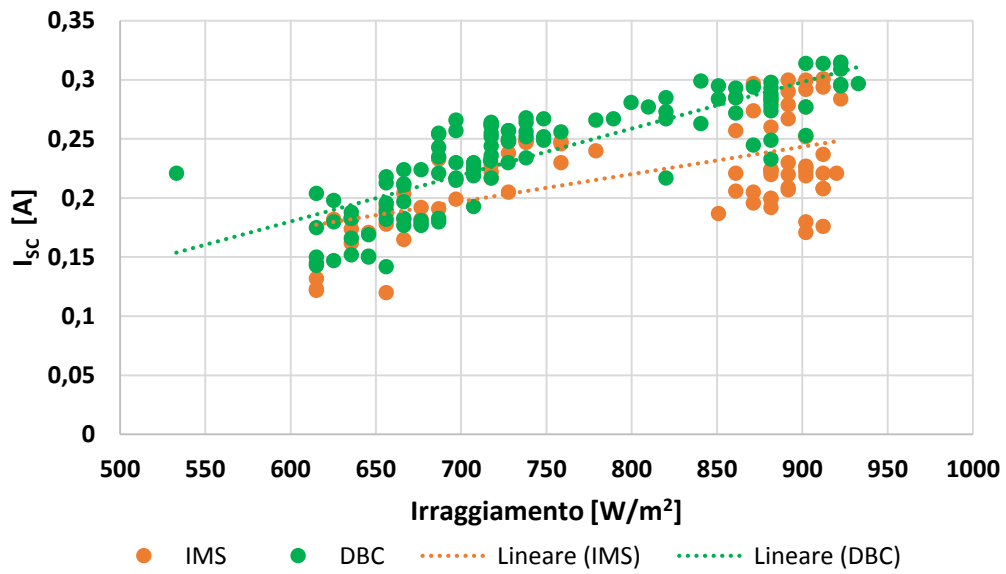


Figura 146: I_{sc} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form

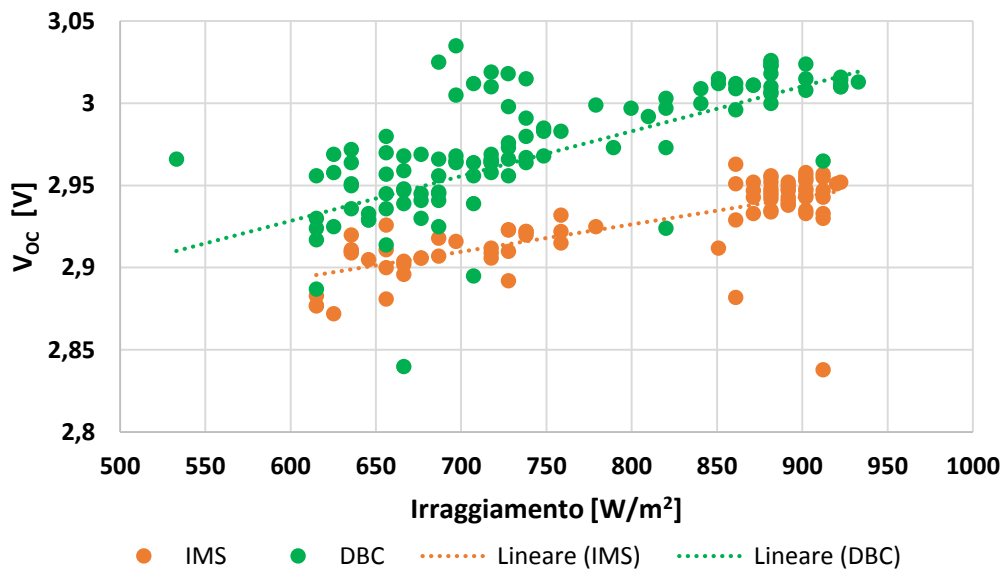


Figura 147: V_{oc} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form

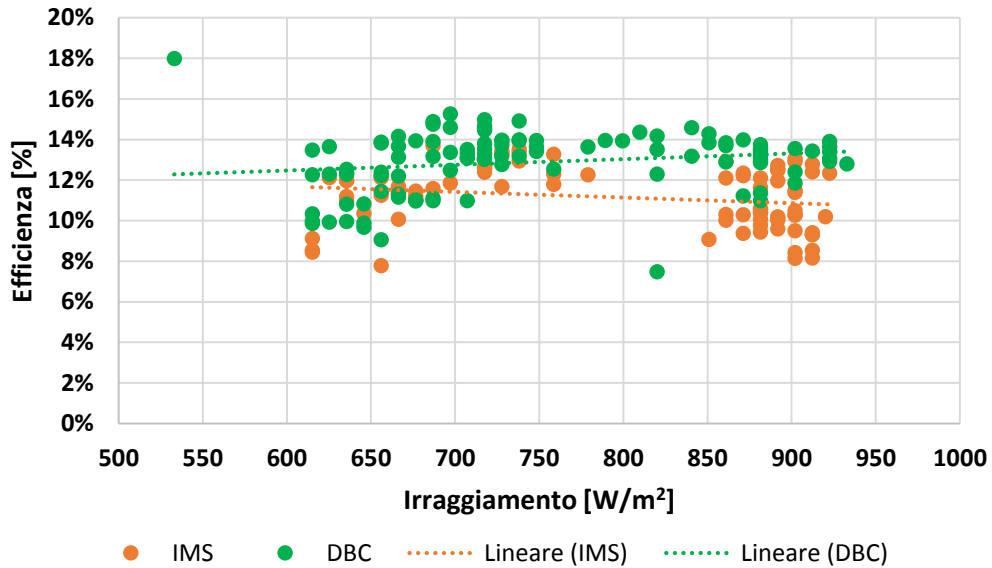


Figura 148: Efficienza-distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form

Anche con i grafici in funzione dell'irraggiamento è visibile che la cella con substrato DBC, a parità d'irraggiamento, è in grado di raggiungere potenze più elevate rispetto al substrato IMS. A parità d'irraggiamento il substrato DBC è in grado di fornire valori di tensione di circuito aperto più elevati rispetto al substrato IMS, invece le correnti di corto circuito per entrambi i substrati, come visto in precedenza, sono molto simili.

Anche durante le prove outdoor sono state monitorate le temperature delle celle fotovoltaiche tramite delle termocoppie posizionate dietro la piastra di alloggiamento delle celle fotovoltaiche. Sono state utilizzate tre termocoppie, una per la cella fotovoltaica con substrato DBC, un'altra per la cella fotovoltaica con substrato IMS e l'ultima termocoppia è stata utilizzata per misurare la temperatura della piastra di alloggiamento delle celle. Inoltre durante le prove outdoor è stata monitorata anche la temperatura ambiente.

Di seguito sono riportate le tensioni di circuito aperto delle celle fotovoltaiche in funzione delle temperature di cella e della temperatura ambiente.

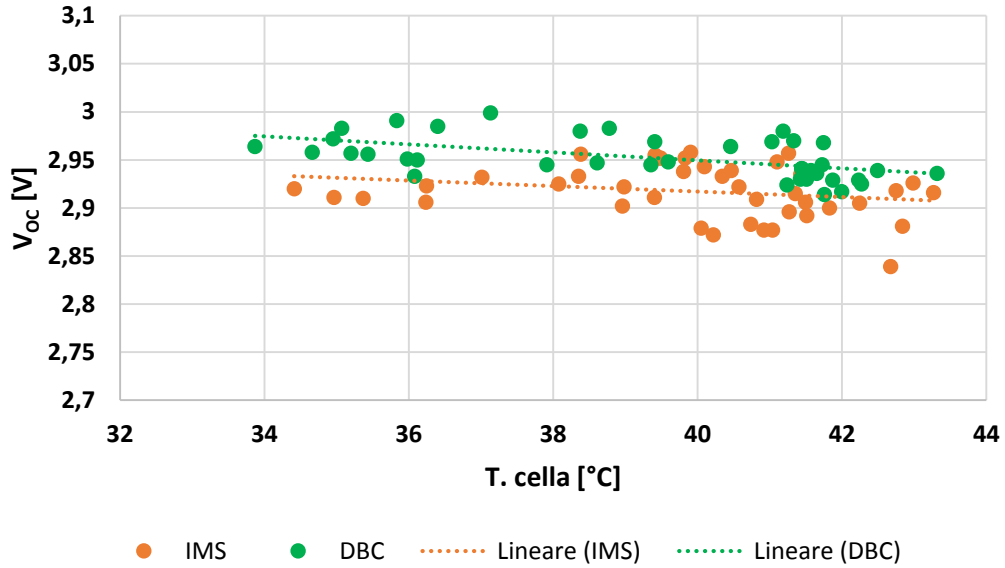


Figura 149: V_{oc} -temperatura cella con cella IMS e DBC e ottica free-form

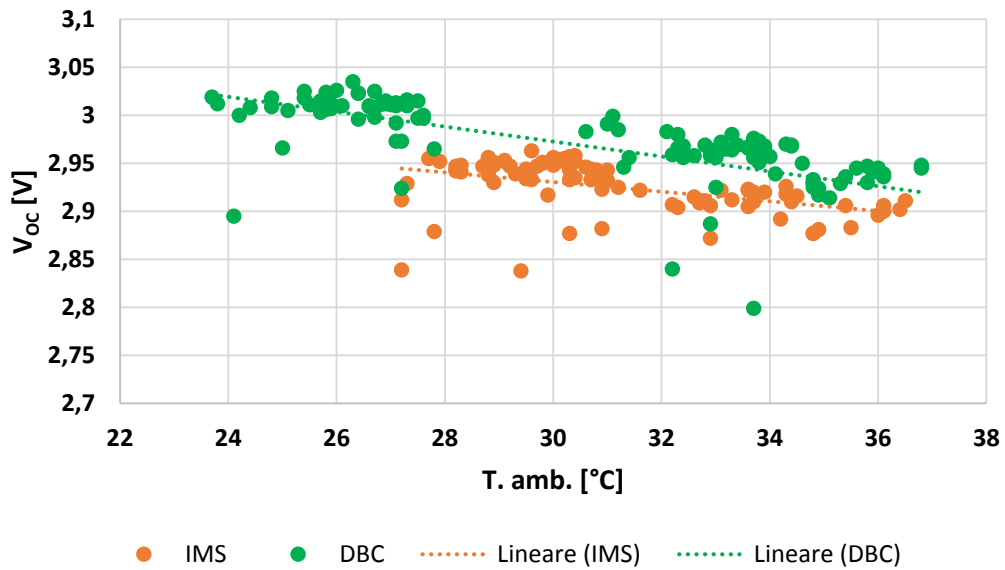


Figura 150: V_{oc} -temperatura ambiente con cella IMS e DBC e ottica free-form

Da entrambi i grafici è possibile vedere che rispetto al substrato IMS, il substrato DBC, ha fatto registrare valori di tensione di circuito aperto più elevati a parità di temperatura. Più precisamente la tensione aumenta grazie ad una migliore dissipazione del calore del substrato DBC, permettendo così di mantenere la temperatura della cella fotovoltaica più bassa, e di conseguenza, avere prestazioni elettriche migliori. Con i valori più elevati di DNI, disponibili durante le prove (900 W/m^2), si è registrata una temperatura di picco, con il substrato IMS, di $42 \text{ }^\circ\text{C}$, mentre con il substrato DBC si è

registrata una temperatura leggermente superiore, pari a 45 °C. Ciò significa che la soluzione DBC garantisce una migliore dissipazione del calore verso l'ambiente esterno. Basse temperature di cella fotovoltaica, garantiscono alti valori di tensione e di conseguenza valori sia di potenza che di efficienza più elevati.

4.2.2.3 Efficienza

L'efficienza calcolata durante le prove è un'efficienza globale dell'intero sistema e può essere calcolata come il prodotto dell'efficienze della cella fotovoltaica, ottica primaria, ottica secondaria, e d'inseguimento.

$$\eta_{Globale} = \eta_{Cella} \cdot \eta_{Ottica\ primaria} \cdot \eta_{Ottica\ secondaria} \cdot \eta_{Inseguimento}$$

Le efficienze ottenute durante i test outdoor, non sono molto elevate, in quanto i valori attesi per un impianto HCPV sono superiore al 30%.

I bassi valori di efficienza ottenuti durante i test outdoor sono dovuti alla lente Fresnel, come si può vedere in Figura 151, parte della radiazione concentrata dalla lente non raggiunge l'ottica secondaria in quanto forma una "X" centrata sulla cella fotovoltaica. Questo comportamento della lente provoca una dispersione della radiazione solare concentrata, e può essere causato dalla non elevata precisione di realizzazione. La lente Fresnel utilizzata è stata prodotta tramite lavorazioni eseguite su macchine a controllo numerico tramite utensili a punta diamantata e non tramite stampaggio.

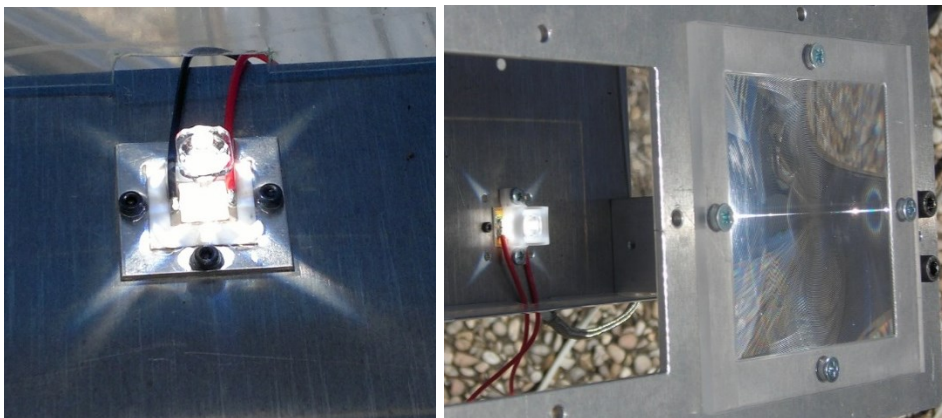


Figura 151: Spot luminoso durante le prove outdoor

Capitolo quinto

5. Monitoraggio impianto HCPV

Anche se il fotovoltaico a concentrazione è una delle tecnologie più promettenti tra le energie rinnovabili e ci sono molti studi sui singoli componenti che compongono un impianto, ci sono pochi dati sperimentali sull'intero sistema durante il funzionamento in condizioni reali.

Tsai [55] ha riportato le prestazioni di un prototipo di 135 W installato presso il NPUST a Taiwan. Fernandez [56] ha riportato le prestazioni, in corrente continua, di un modulo CPV commerciale valutando l'effetto dei principali parametri ambientali sulle prestazioni del modulo; il modulo è stato testato in condizioni di lavoro ottimali. Garcia [57] ha studiato le prestazioni, in corrente continua, di due moduli a concentrazione e ha valutato l'effetto dei principali parametri ambientali sulle prestazioni; però anche in questo caso il sistema funziona in condizioni controllate.

Nel seguente capitolo viene studiato un sistema a concentrazione commerciale in condizioni di funzionamento reale.

5.1 Impianto HCPV

Tramite un accordo tra l'Università Politecnica delle Marche e la società HT Sun, nella primavera del 2013, sono stati installati, all'interno del terreno del campus dell'università, un impianto fotovoltaico ad alta concentrazione composto da due elementi, che chiameremo vele, da 3,5 kW ciascuna. Le vele hanno ricevuto il permesso dal gestore per la produzione di energia elettrica rinnovabile nell'estate del 2013.



Figura 152: Impianto HCPV

CARATTERISTICHE MODULO	
Celle	5,5x5,5 mm InGaAs
Numero di celle per modulo	144
Fattore di concentrazione	476x
Peso modulo	60 Kg
Dimensione modulo	1680 x 1638 x 247 mm
Angolo di accettazione	± 0,4 °
CARATTERISTICHE CELLE FOTOVOLTAICHE @850 W/m²	
Efficienza	26%
VOC	420 V
ISC	1,25 A
Vmmp	360 V
Immp	1,11 A

CARATTERISTICHE INSEGUIMENTO	
Modalità inseguimento	2 assi – inseguimento astronomico + inseguitore solare
Peso totale tracker	450 Kg esclusi i moduli
Altezza massima da terra matrice moduli	3760 mm
Altezza minima da terra matrice moduli	500 mm
Movimento Azimut	0 – 270 °
Movimento elevazione	0 – 80 °
Motore rotazione Azimut	Motore con riduttore worm drive
Motore elevazione	Attuatore lineare a circolazione di sfere
Precisione movimentazione	± 0,3 °
Vento massimo	60 Km/h
CARATTERISTICHE IMPIANTO	
Potenza di picco	3,52 kWp (8 moduli 440 W CPV G1-440) 3,36 kWp (8 moduli 420 W CPV)
Area ottica utile	16,6 m ²
Area totale	18 m ²
Efficienza	>25 % (@ 850 W/m ²)

Tabella 32: Caratteristiche impianto HCPV

5.1.1 Dati tecnici

L'impianto è composto da due vele per una potenza complessiva di 7 kW. Ogni vela è composta da 8 moduli, ciascuno dei quali contiene 144 celle multigiunzione, per un totale di 1152 celle fotovoltaiche per vela. Le celle fotovoltaiche utilizzate sono celle a tripla giunzione (InGaAs) prodotto con tecnologia IMS; le celle hanno una superficie attiva quadrata di lato 5,5 mm. Sopra ogni cella fotovoltaica è posizionata un'ottica secondaria di tipo riflessivo a tronco di cono con base quadrata.

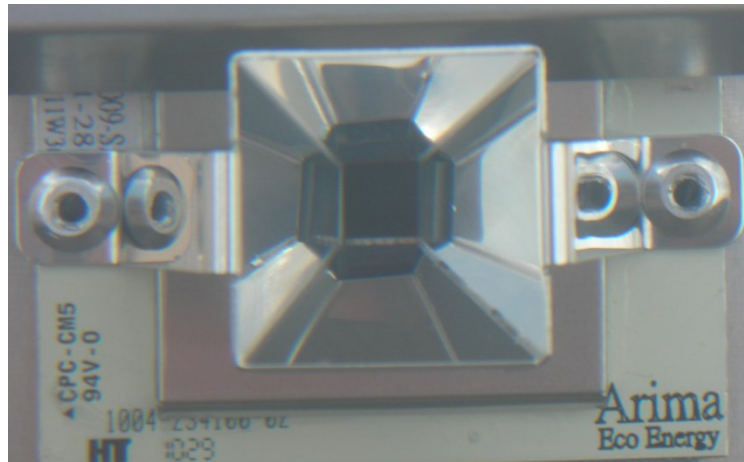


Figura 153: Ottica secondaria riflessiva

Le due vele si differenziano in base all'ottica primaria utilizzata, entrambe utilizzano una lente di Fresnel con dimensioni di 120×120 mm con rapporto di concentrazione nominale di 476 soli, però su una vela è montata la lente di Fresnel con pitch fisso (vela 2) mentre su l'altra vela viene utilizzata la lente di Fresnel con pitch variabile (vela 1), più performante. Il modulo con lente di Fresnel a pitch fisso ha una potenza di 420 W, mentre il modulo con Fresnel a pitch variabile ha una potenza di 440 W.

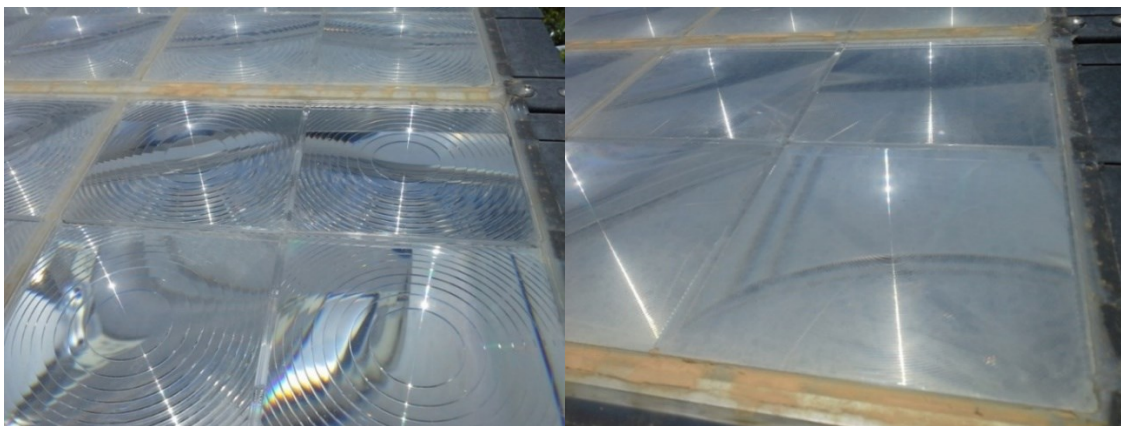


Figura 154: Lente Fresnel con pitch variabile (sinistra), con pitch fisso (destra)

Entrambe le vele sono equipaggiate con un sistema d'inseguimento a doppio asse, del tipo azimut – elevazione; la movimentazione azimutale è affidata ad un motore azimutale con un accoppiamento vite senza fine e ruota dentata, invece la movimentazione di elevazione è garantita da un attuatore lineare, con uno snodo cilindrico sul quale ruota tutta la struttura dove sono alloggiati i moduli.



Figura 155: Meccanismo azimut (sinistra) e elevazione (destra)

Il sistema d'inseguimento solare è pilotato da un algoritmo, inoltre su ogni vela è montato un sensore per migliorare la precisione d'inseguimento, il sensore tramite quattro elementi fotoreattivi misura la differenza di irraggiamento e agisce per ridurla.



Figura 156: Sensore

Su ogni vela è installato un inverter AROS modello SIRIO EVO 4000 [58], dotato di un algoritmo MPPT per l'inseguimento della massima potenza.

5.1.2 Strumenti di misura

Le vele hanno già dei sensori integrati nel sistema come il pireliometro per misurare la radiazione solare diretta, sensore di temperatura ambiente. I sensori vengono acquisiti insieme ai dati di potenza delle vele da un acquirente della Sunguard con un time step di cinque minuti.

Oltre ai strumenti di misura già integrati nel sistema sono stati aggiunti:

- Termocoppie di tipo T autoadesive per misurare la temperatura del retro della cella e della piastra di alluminio.

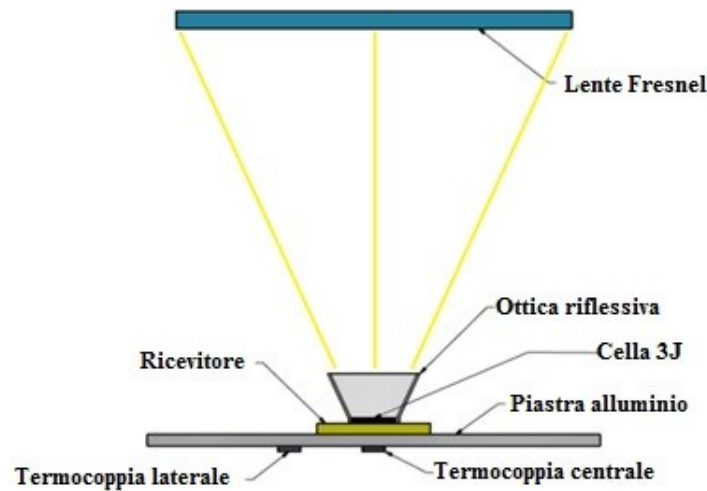


Figura 157: Sistema ottico primaria - secondaria e cella fotovoltaica

- Inclinometro Siko IK360 per valutare l'elevazione, l'inclinometro ha un'accuratezza di $0,1^\circ$ e una risoluzione pari a $0,01^\circ$ con un range di misura $0 - 360^\circ$
- Sensore magnetico Siko MSK5000, per misurare lo spostamento azimutale, il sensore ha una risoluzione di $0,002^\circ$ con una accuratezza di $0,004^\circ$



Figura 158: Inclinometro (sinistra) e sensore magnetico (destra)

Gli inclinometri e i sensori magnetici sono registrati da un acquisitore Omega OM-LGR-5327, con una frequenza di 4 Hz; mentre le termocoppie sono acquisite da un acquisitore Omega OM-USB-5201 con una risoluzione di 16 bit, il segnale proveniente dalle termocoppie viene acquisiti ogni 2 secondi

Strumento	Tipologia	Range di misura	Risoluzione	Accuratezza
Pireliometro	Kipp&Zonen	0 – 4000 W/m ²	< 1 W/m ²	± 2 %
Termocoppie	Tipo T	-50 °C – 250 °C	± 0,2 °C	± 1 °C
Inclinometro	Siko IK360	0 – 360°	0,01°	0,1°
Sensore magnetico	Siko MSK 5000	0 – 360°	± 0,002°	± 0,004°

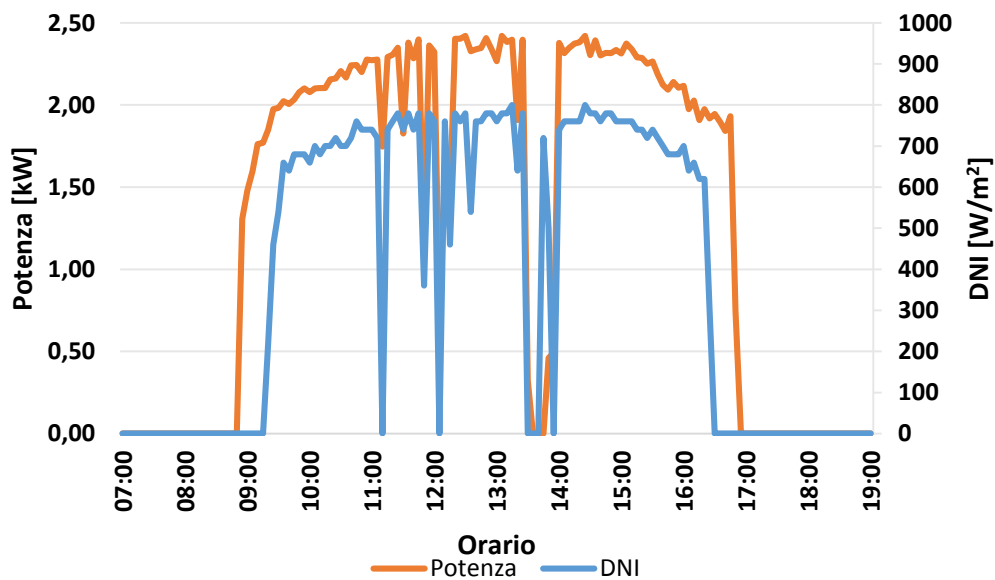
Tabella 33: Strumenti di misura utilizzati

5.2 Analisi delle prestazioni

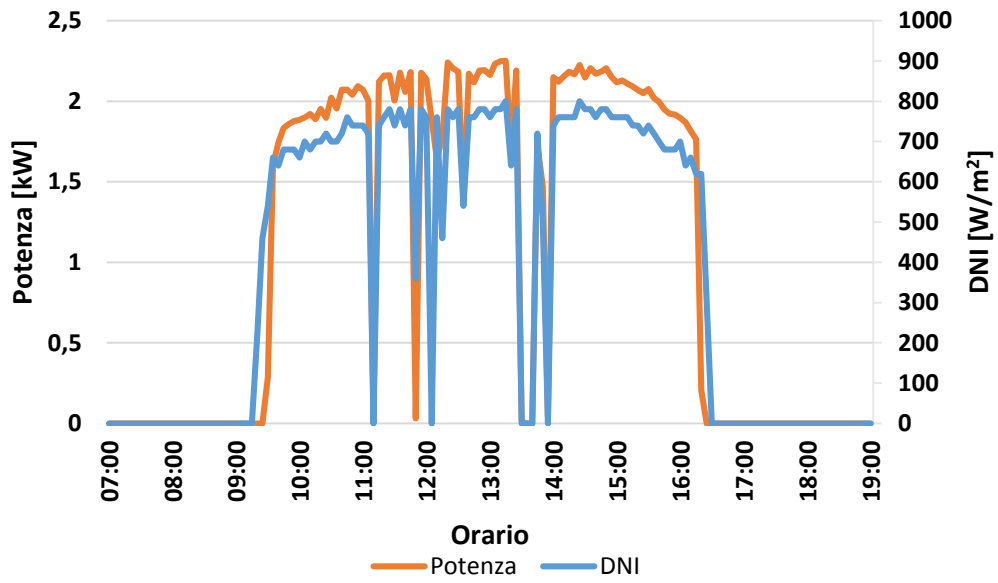
L'impianto è entrato in funzione nel luglio del 2013 e sono iniziate le acquisizioni da parte della strumentazione interna, ovvero della potenza prodotta, irraggiamento e temperatura ambiente.

Di seguito vengono riportati i dati di potenza, irraggiamento, efficienza e di temperatura ambiente per entrambe le vele durante una giornata autunnale, primaverile ed estiva.

- 3 ottobre 2014

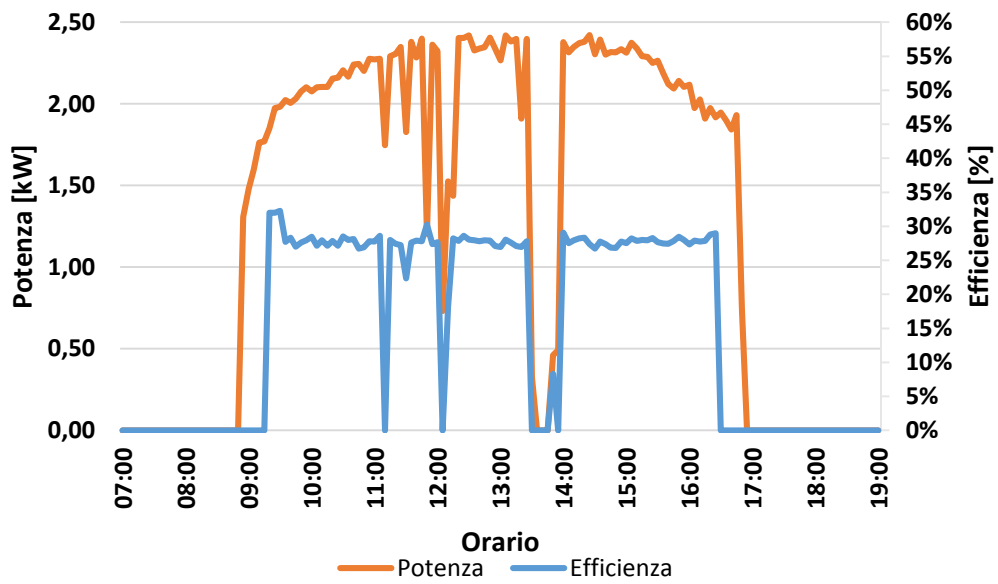


a)

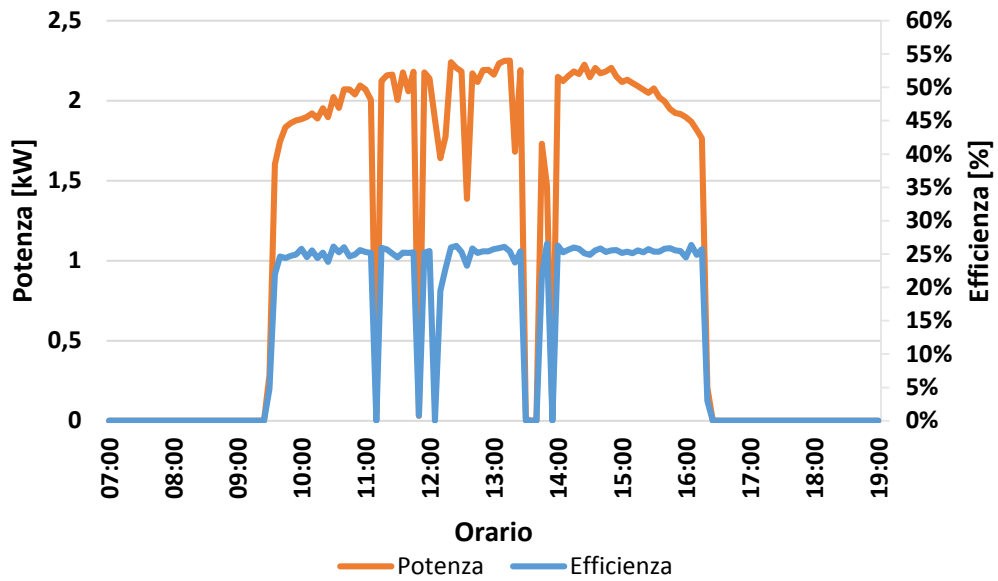


b)

Figura 159: Potenza prodotta - irraggiamento 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2

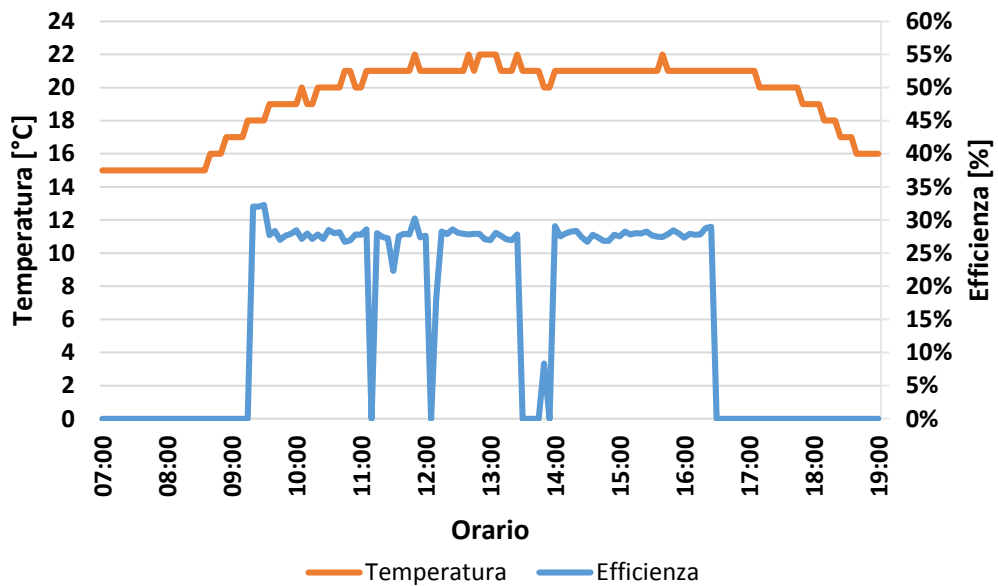


a)

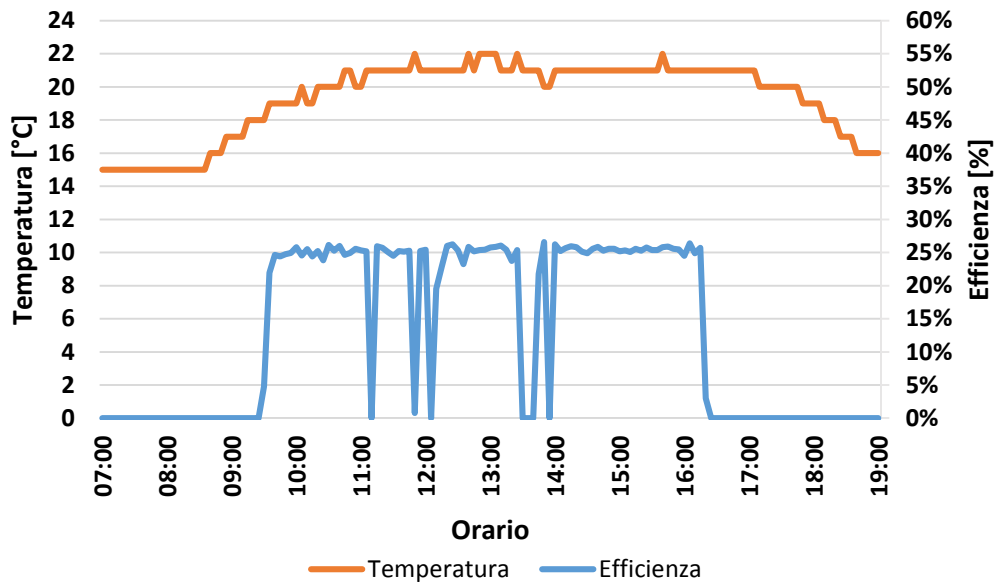


b)

Figura 160: Potenza - efficienza 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2



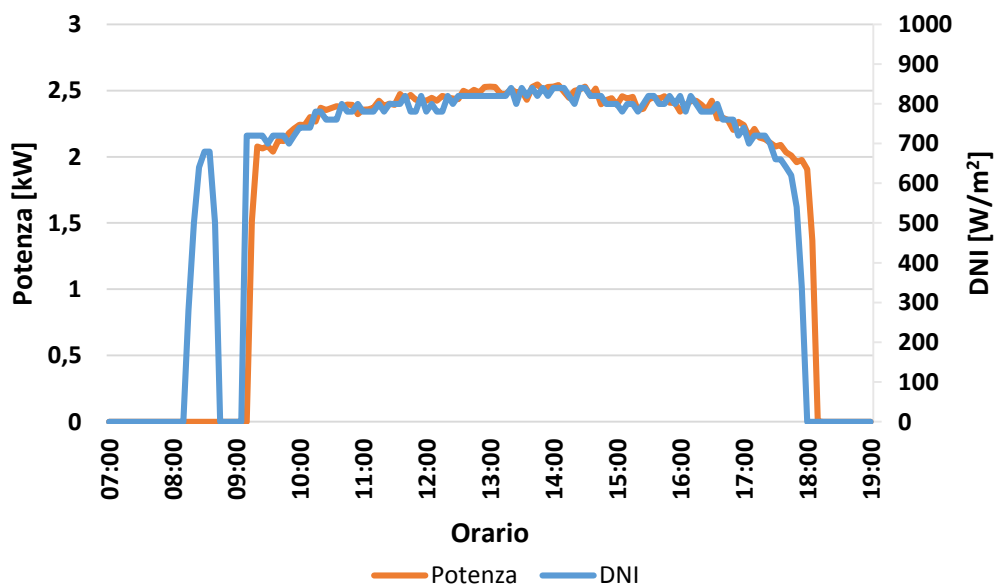
a)



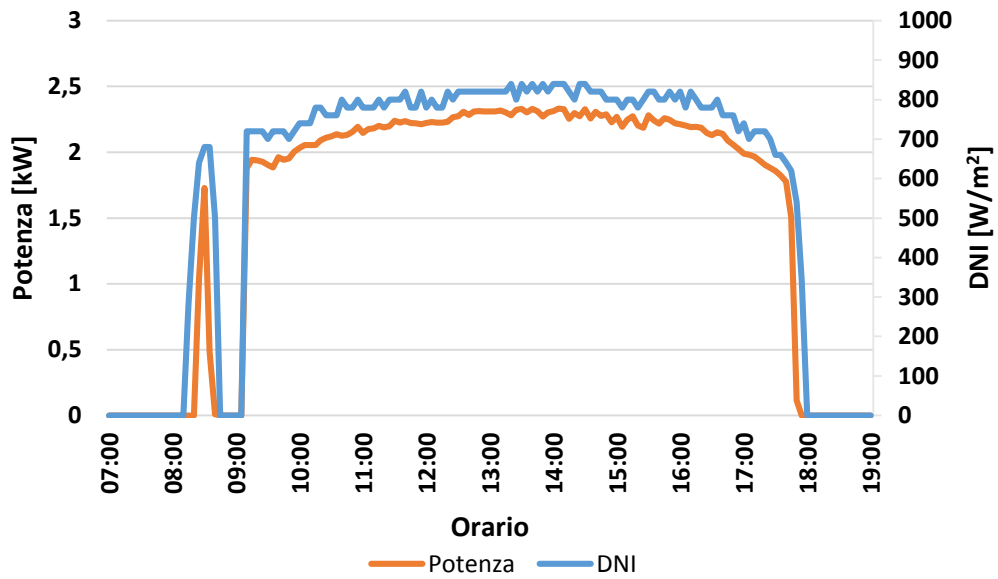
b)

Figura 161: Temperatura ambiente - efficienza 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2

- 20 aprile 2015

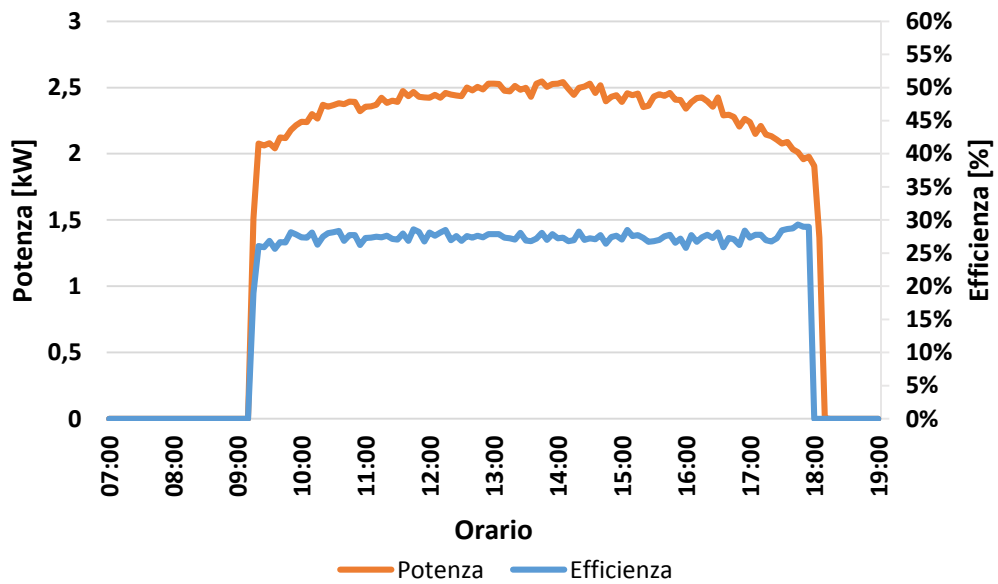


a)

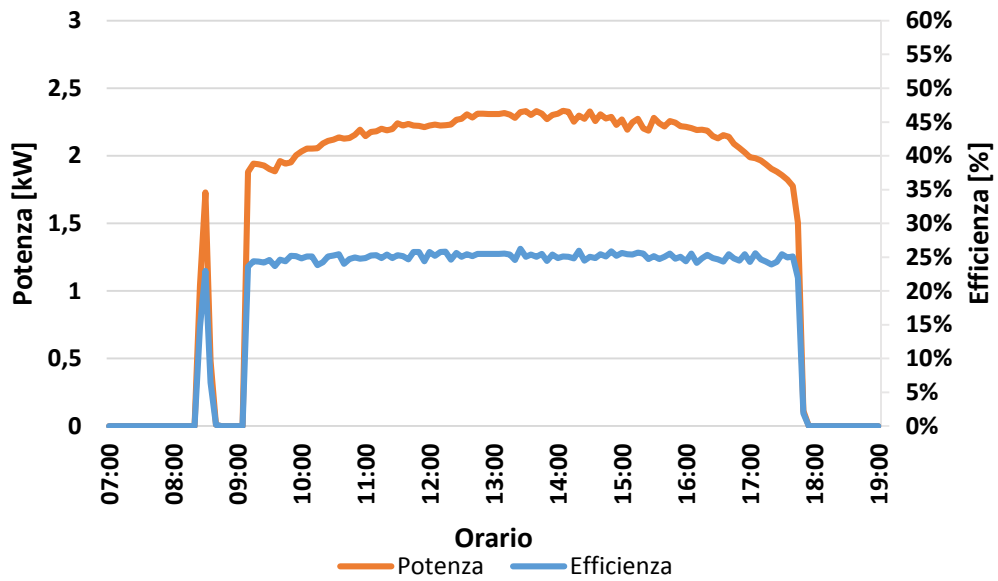


b)

Figura 162: Potenza prodotta - irraggiamento 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2

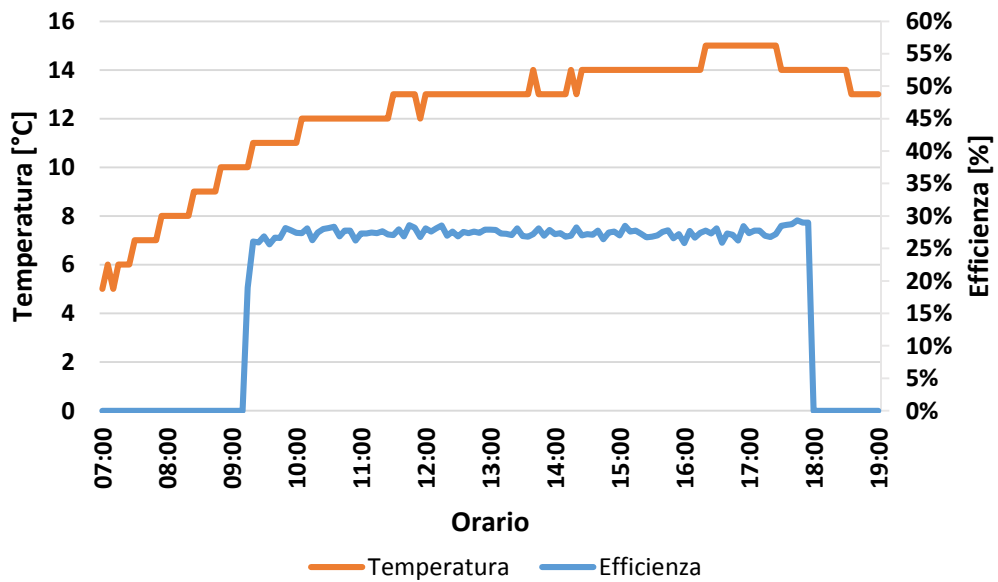


a)

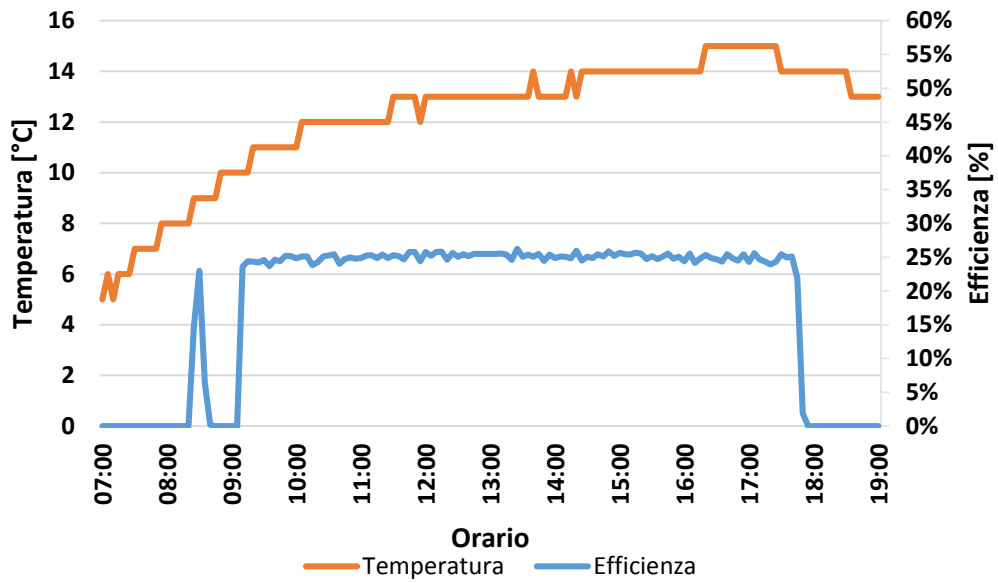


b)

Figura 163: Potenza prodotta - efficienza 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2



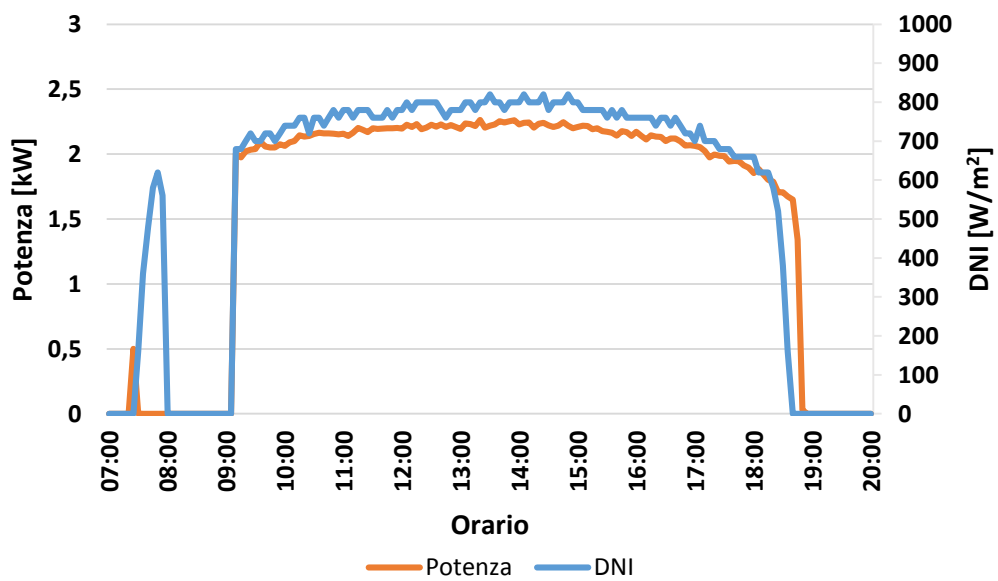
a)



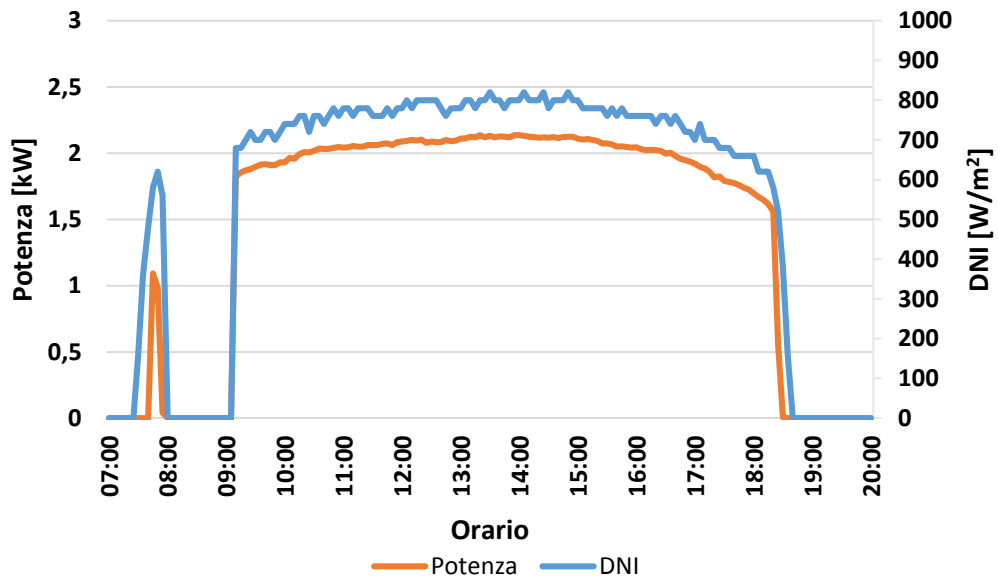
b)

Figura 164: Temperatura ambiente - efficienza 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2

- 3 giugno 2015

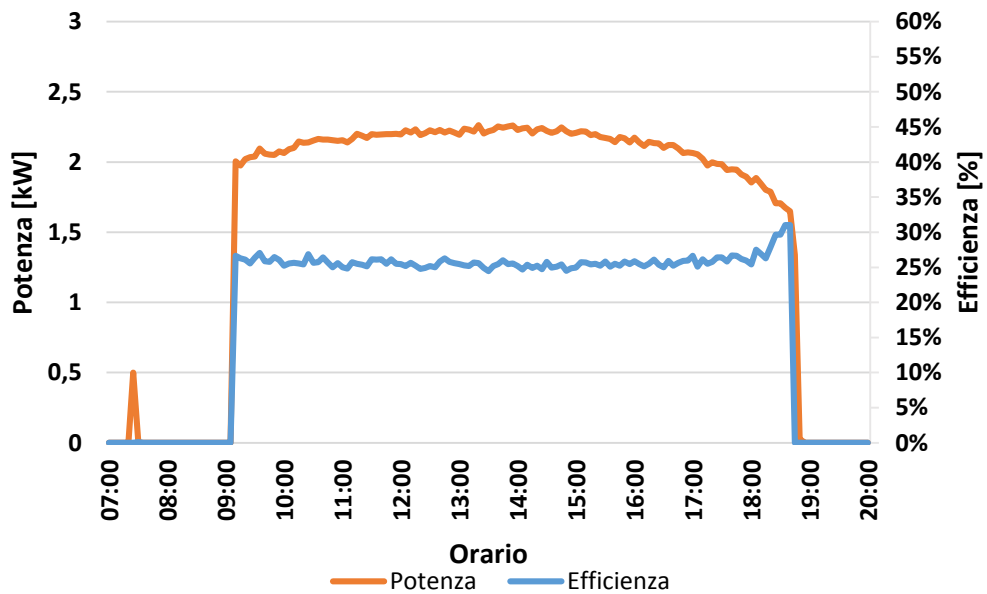


a)

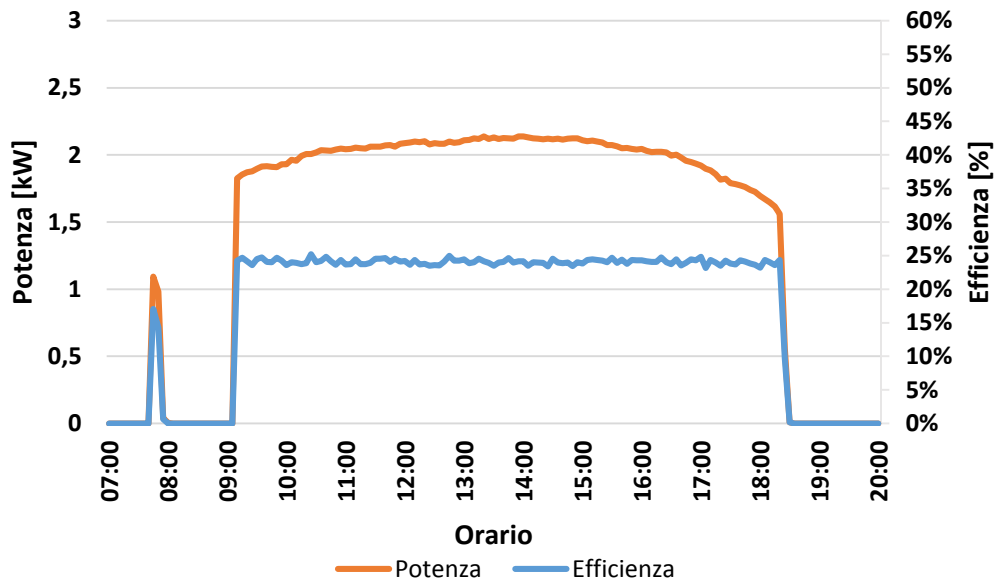


b)

Figura 165: Potenza prodotta - irraggiamento 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2

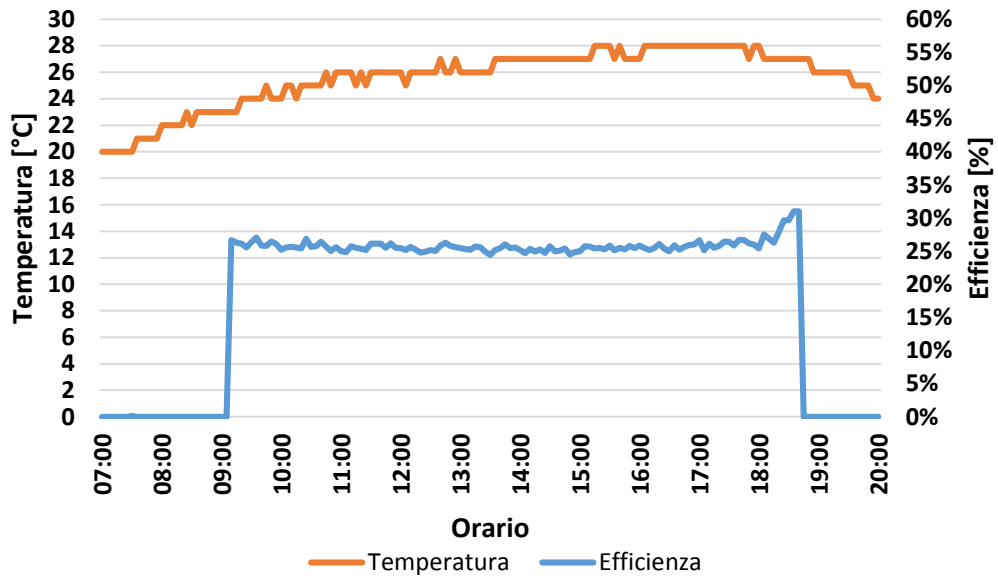


a)

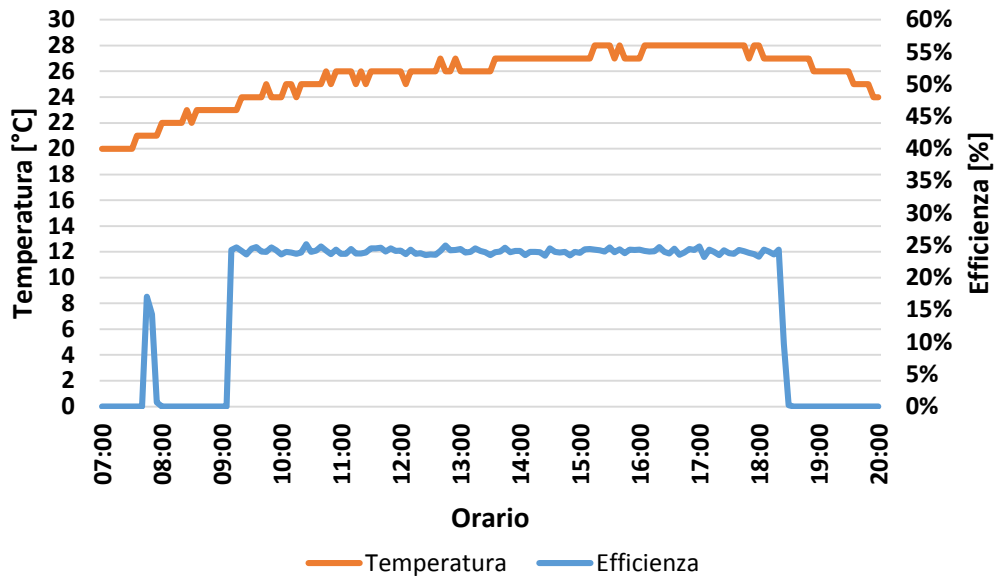


b)

Figura 166: Potenza prodotta - efficienza 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2



a)



b)

Figura 167: Temperatura ambiente - efficienza 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2

Dai grafici è possibile vedere che la curva di potenza ha un andamento quasi piatto nelle ore centrali, soprattutto per le giornate del 20 aprile e del 3 giugno, in quanto il 3 ottobre è una giornata leggermente nuvolosa, grazie al sistema d’inseguimento a doppio asse che permette di sfruttare l’irraggiamento diretto disponibile nell’intero arco della giornata. Anche le curve di irraggiamento diretto ha un andamento tipico di una giornata di sole con alcune variazioni di irraggiamento dovute alla nuvolosità. Dai dati di produzione delle vele si è potuto vedere che la vela dotata di lente Fresnel con pitch variabile è in grado di produrre circa 130 W in più rispetto alla vela con lenti di Fresnel a passo fisso, grazie alla migliore efficienza ottica.

Dai dati elaborati si nota, nelle prime ore mattutine soprattutto dalle ore 8 alle 9, un “buco” di dati; questa assenza di dati è dovuto al blocco dei motori di elevazione di entrambe le vele.

Giorni	Energia vela 1 [kWh]	Energia vela 2 [kWh]
3 ottobre 2014	15,9	12,7
20 aprile 2015	20,8	19
3 giugno 2015	20,4	18,8

Tabella 34: Produzione giornaliera

Le Figura 160, 161 e 164 mostrano che le curve di efficienza, di entrambe le vele, hanno un andamento costante durante l’intero arco della giornata. Per entrambi i sistemi si sono registrati valori

di efficienza compresi tra il 24% ed il 28%; questi valori sono in linea con quelli attesi ma è necessario prendere in considerazione sia l'effetto dello sporco sulle lenti Fresnel sia l'effetto della temperatura sulle prestazioni.

Inoltre è stato valutato l'effetto della DNI e della temperatura ambiente sulle prestazioni dell'impianto a concentrazione. In Figura 168 è riportato la produzione di energia elettrica in funzione dell'irraggiamento diretto, considerando anche la fase di rampa dei singoli inverter. Per valutare l'influenza della temperatura ambiente, la potenza prodotta dalle vele è raggruppata in tre range di temperatura ambiente: <10 °C, 10-20 °C e 20-30 °C. Come si può vedere dalle linee di tendenza la produzione di energia segue quasi linearmente l'andamento dell'irraggiamento diretto. Le vele hanno raggiunto una potenza di picco di poco superiore a 2,5 kW. In Tabella 35 sono riportate le equazioni lineari che descrivono la potenza per i tre range di temperatura.

Range temperatura	Interpolazione lineare	R²
T < 10 °C	Y=0,0028x	0,6923
10 °C ≤ T < 20 °C	Y=0,0028x	0,8098
20 °C ≤ T < 30 °C	Y=0,0028x	0,8709

Tabella 35: Equazioni lineari

L'equazione lineare globale che descrive la potenza in uscita è:

$$P = 0,0028 \cdot DNI$$

Inoltre è possibile concludere che la temperatura ambiente non influenza le prestazioni dell'impianto fotovoltaico a concentrazione, ciò significa che la dissipazione di calore e le prestazioni delle celle fotovoltaiche non sono fortemente influenzate dalle condizioni ambientali [33].

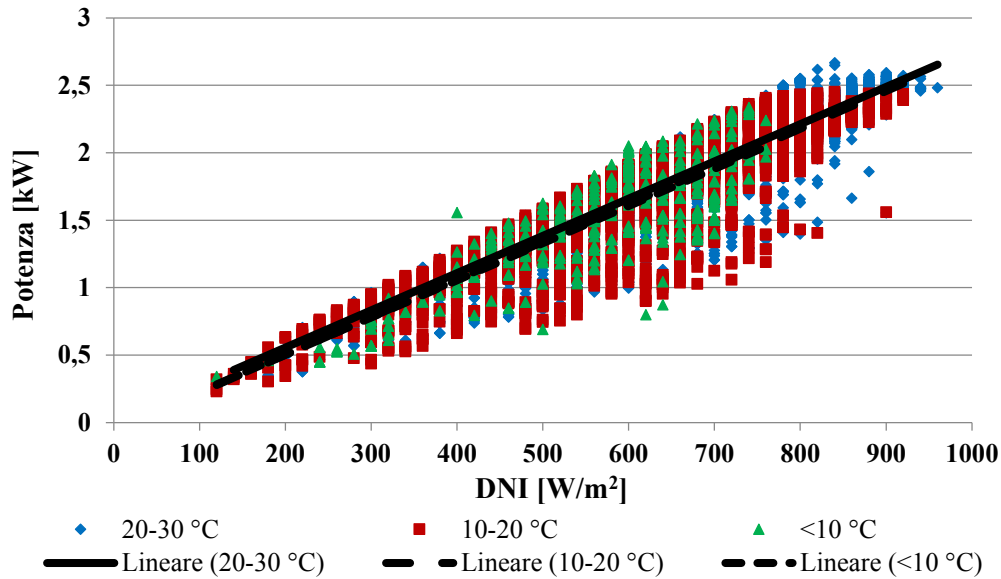


Figura 168: Confronto potenza prodotta - DNI su tre livelli di temperatura ambiente

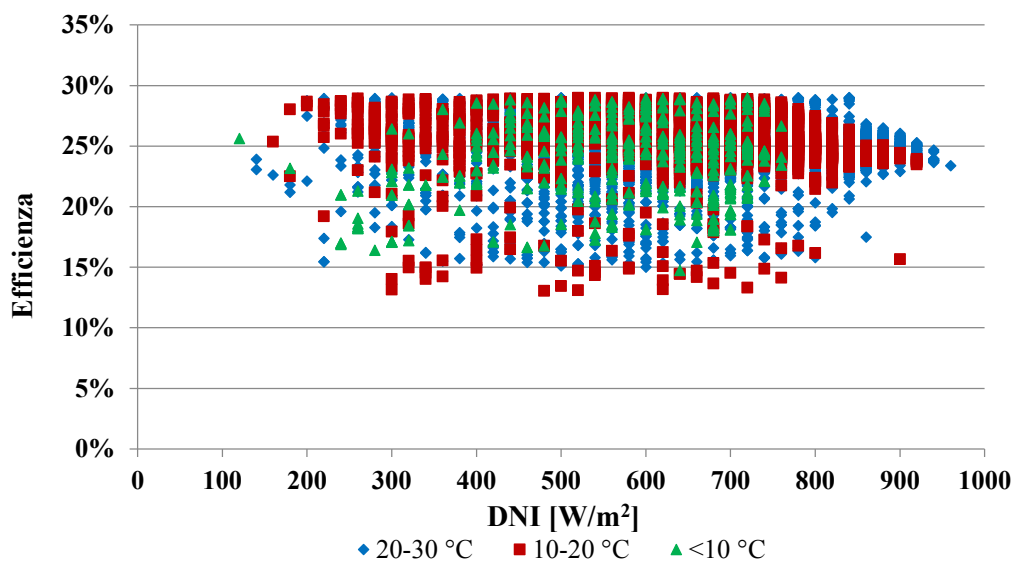


Figura 169: Confronto efficienza - DNI su tre livelli di temperatura ambiente

In Figura 169 viene riportata l'efficienza elettrica in funzione dell'irraggiamento diretto, anche in questo caso i dati sono stati divisi secondo i tre range di temperatura ambiente già utilizzati precedentemente. L'efficienza elettrica è compresa tra il 15% e il 28% ed ha un andamento quasi piatto quando funziona in condizioni stazionarie, in quanto i valori più bassi di efficienza sono stati registrati durante la fase di rampa degli inverter. Anche in questo caso si può notare come l'effetto della temperatura ambiente è minimo sulle prestazioni dell'impianto; solo in presenza di elevati

valori di irraggiamento è possibile notare una leggera diminuzione di efficienza, principalmente a causa delle maggiori temperature delle celle fotovoltaiche.

Si è anche valutata la produzione di energia elettrica in funzione dell'Air Mass (Figura 170), in quanto le celle fotovoltaiche a tripla giunzione sono progettate per massimizzare l'efficienza quantica con lo spettro nominale AM 1,5D. Il valore di potenza massima corrisponde sempre al valore più basso del Air Mass, ovvero quando il sole ha l'angolo zenitale più piccolo. Come si può vedere dalla Figura 170, nel singolo giorno non si ha un andamento simmetrico, come ci si potrebbe aspettare, perché nelle prime ore mattutine le vele soffrono dell'ombreggiamento dovuto alla presenza di edifici e di alberi (Figura 152); inoltre la mattina è caratterizzata da una elevata umidità che riduce l'irraggiamento. Nei tre giorni presi in esame, la DNI tendeva ad avere la classica forma a campana, di conseguenza le potenze sono simili per gli stessi valori di AM, per lo meno nelle ore centrali della giornata in cui non ci sono effetti d'ombreggiamento. Tuttavia i valori di potenza sono molto elevati anche per elevati valori di AM grazie al sistema d'inseguimento solare; di conseguenza anche la variazione dello spettro solare in funzione dell'Air Mass ha un effetto trascurabile sulle prestazioni del sistema.

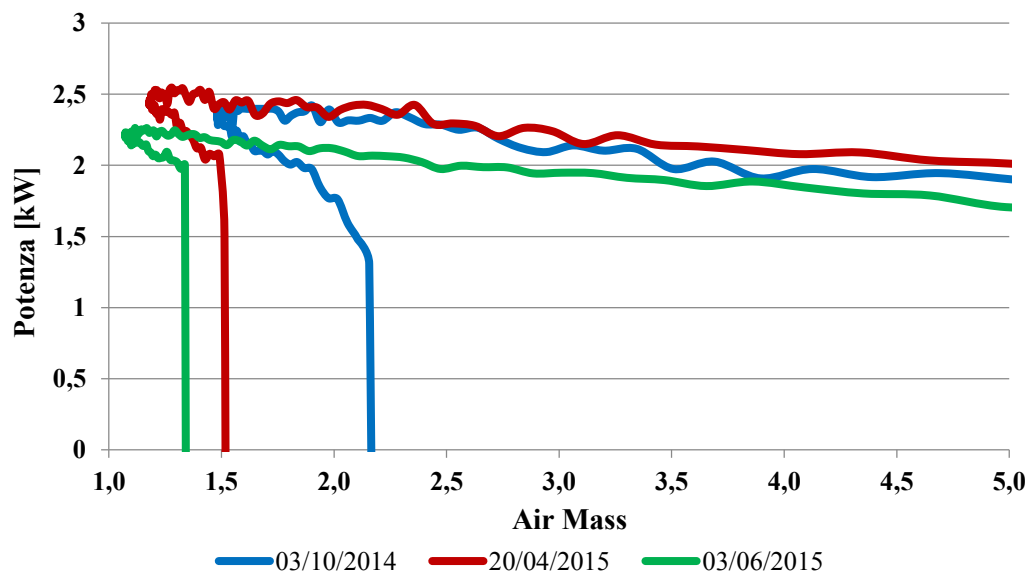
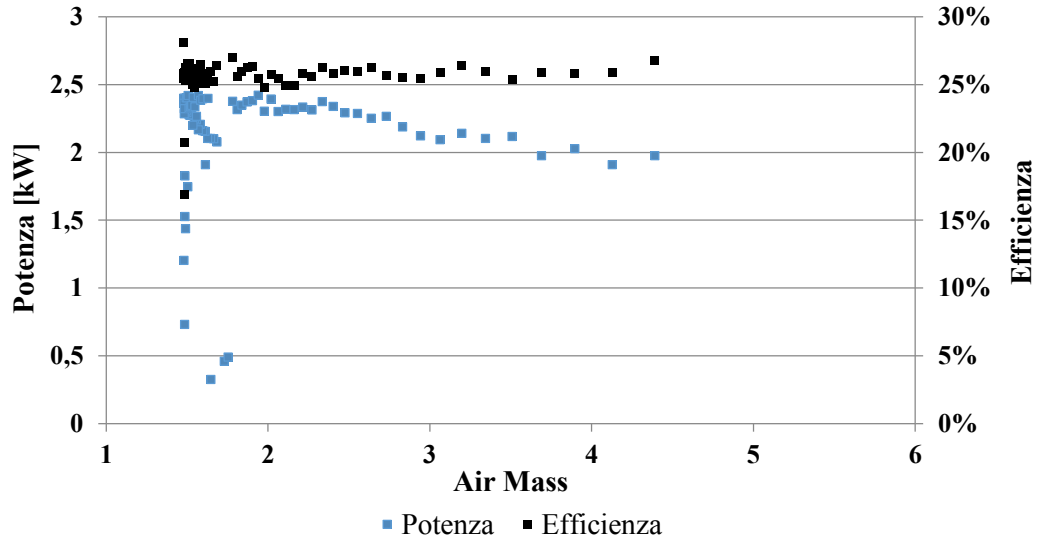
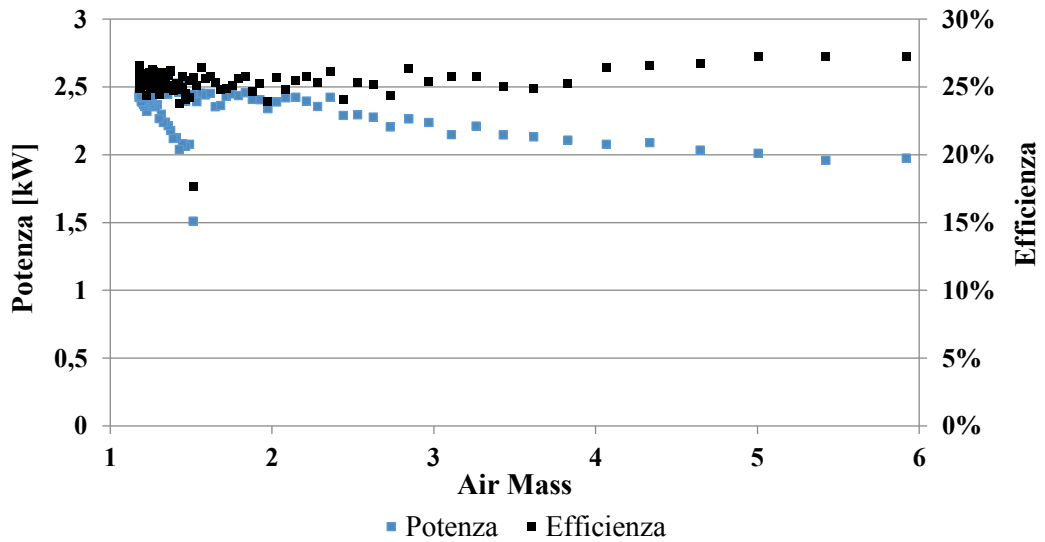


Figura 170: Confronto potenza prodotta - Air mass

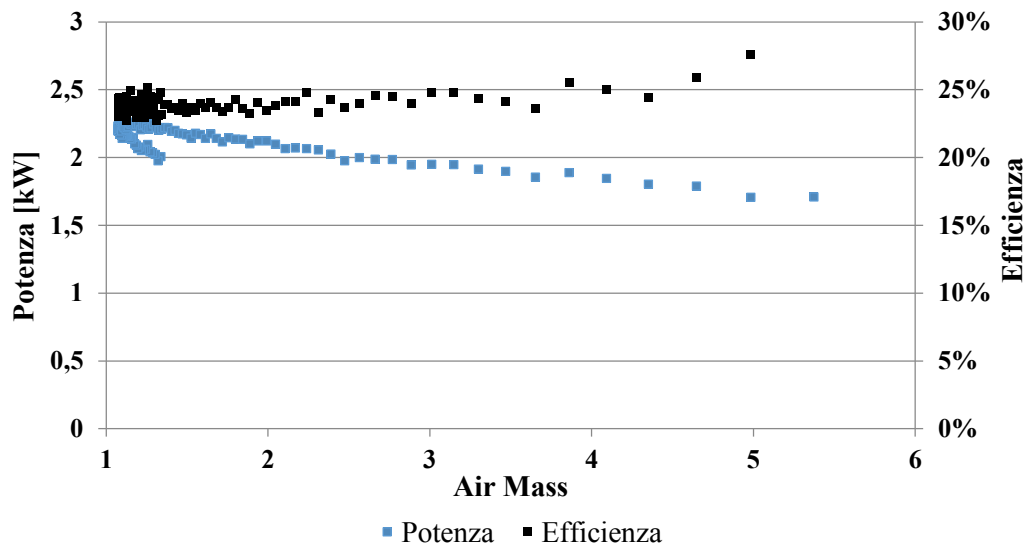
La Figura 171 riporta l'efficienza elettrica dell'impianto in funzione dell'Air Mass per le tre giornate prese in esame. In tutte e tre le giornate l'efficienza ha un valore costante, superiore al 25%, per tutta la giornata; questo dimostra chiaramente che le prestazioni del sistema non sono influenzate dalla variazione dello spettro solare durante il giorno.



a)



b)



c)

Figura 171: Confronto Potenza, efficienza - Air mass, a) 3 ottobre 2014, b) 20 aprile 2015, c) 3 giugno 2015

5.2.1 Effetto dello sporco sulle prestazioni

Nel luglio del 2015, le lenti Fresnel di entrambi gli inseguitori sono state pulite al fine di valutare l'effetto dello sporco sulle prestazioni del sistema a concentrazione. La vela con le lenti Fresnel a pitch variabile erano già state pulite nel maggio del 2014, in questo modo è stato possibile valutare l'effetto dello sporco sia dopo un anno sulla vela con lenti Fresnel a pitch variabile, sia dopo due anni sulla vela con lenti Fresnel a pitch fisso.



Figura 172: Pulizia lenti Fresnel

Capitolo 5: Monitoraggio impianto HCPV

Le tabelle sottostanti mostrano le variazioni delle prestazioni di entrambi i tracker nel caso di sporco (22 luglio 2015) e pulito (25 luglio 2015); le potenze delle vele sono state confrontate tra due giorni con condizioni ambientali e di irraggiamento molto simili

Irraggiamento [W/m ²]	22 luglio 2015 (sporco)		25 luglio 2015 (pulito)		Differenza	
	Potenza [kW]	Efficienza	Potenza [kW]	Efficienza	Potenza [kW]	Efficienza
660	2,033	28%	2,26	31%	0,226	3%
680	2,076	28%	2,285	30%	0,208	2%
720	2,179	27%	2,368	29%	0,188	2%
740	2,214	27%	2,366	29%	0,151	2%
760	2,265	27%	2,48	30%	0,214	3%
800	2,308	26%	2,598	29%	0,290	3%
820	2,329	26%	2,617	29%	0,288	3%
840	2,358	26%	2,7	29%	0,342	3%

a)

Irraggiamento [W/m ²]	22 luglio 2015 (sporco)		25 luglio 2015 (pulito)		Differenza	
	Potenza [kW]	Efficienza	Potenza [kW]	Efficienza	Potenza [kW]	Efficienza
660	1,863	26%	1,934	26%	0,07	0%
680	1,904	25%	2,247	30%	0,342	5%
720	2,028	25%	2,423	30%	0,394	5%
740	2,076	25%	2,366	29%	0,289	4%
760	2,135	25%	2,493	30%	0,357	5%
800	2,211	25%	2,638	30%	0,427	5%
820	2,191	24%	2,703	30%	0,512	6%
840	2,235	24%	2,747	30%	0,512	6%

b)

Tabella 36: Confronto prestazioni con lenti Fresnel sporche e pulite a) vela 1, b) vela 2

Osservando le tabelle si può concludere che, dopo un anno che non venivano pulite le lenti Fresnel a pitch variabile, con il più alto valore di irraggiamento, si è avuta una perdita di circa 342 W con una perdita di efficienza pari al 3%. Mentre con le lenti Fresnel a pitch fisso che non venivano pulite da due anni si è registrata una perdita di potenza pari a 0,512 kW con una perdita di efficienza pari al 6%.

Questi risultati sono comparabili con le misure e previsioni riportate da Vivar [28].

5.2.2 Dati di temperatura

Dal mese di agosto 2014, due termocoppie per ogni inseguitore sono state installate per monitorare le temperature dei ricevitori. Entrambe le termocoppie sono state posizionate sulla piastra di alluminio posteriore dei moduli; una termocoppia è posizionata in corrispondenza della cella fotovoltaica a tripla giunzione, mentre l'altra termocoppia è posizionata a due centimetri dalla cella fotovoltaica (Figura 157).

Di seguito vengono riportati gli andamenti delle termocoppie di entrambi gli inseguitori.

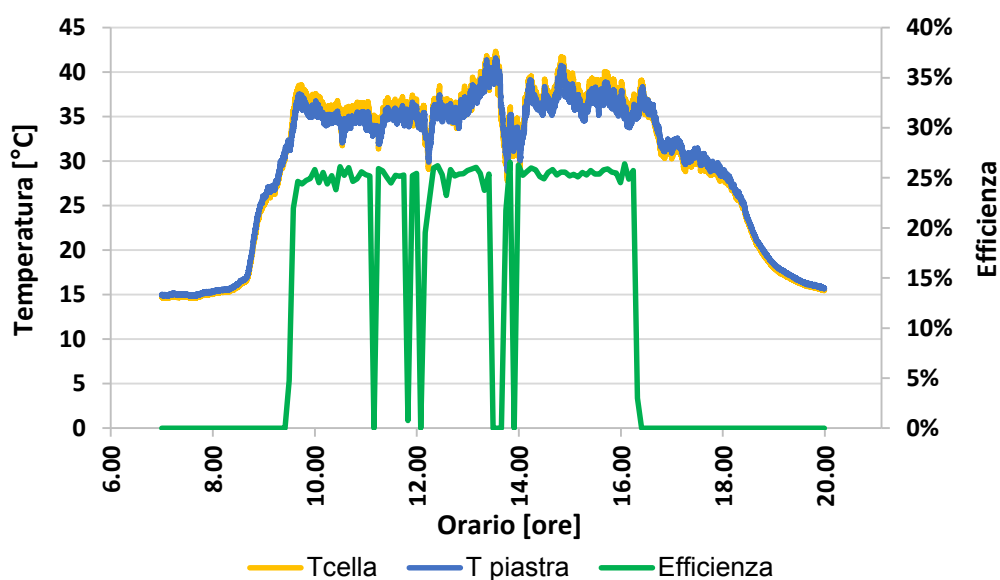
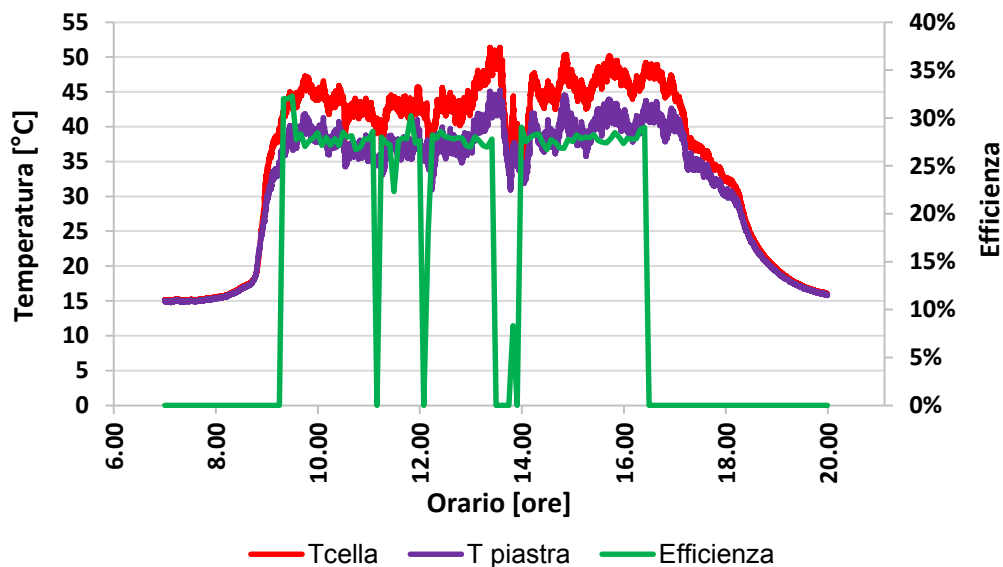
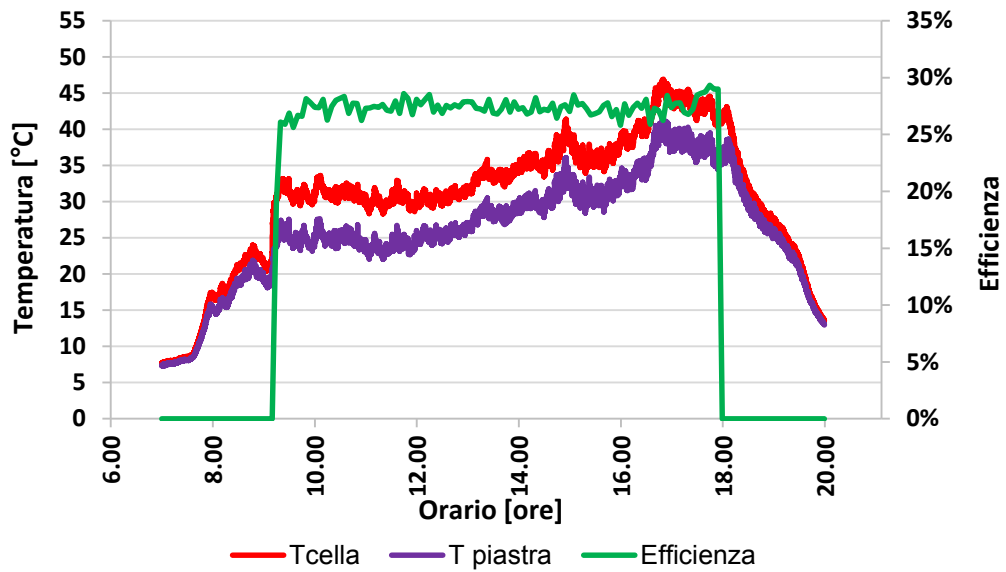
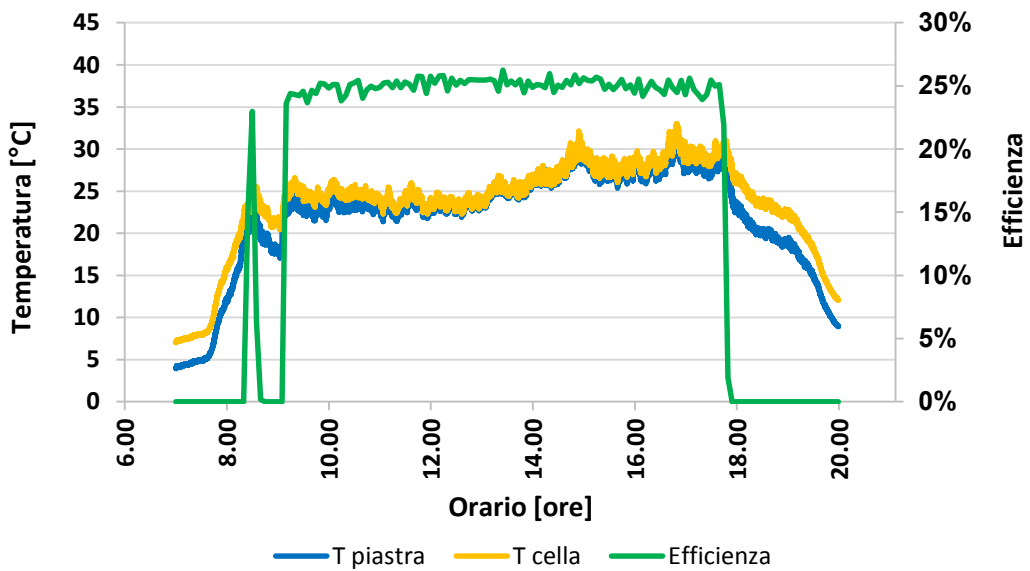


Figura 173: Confronto efficienza – temperatura 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2

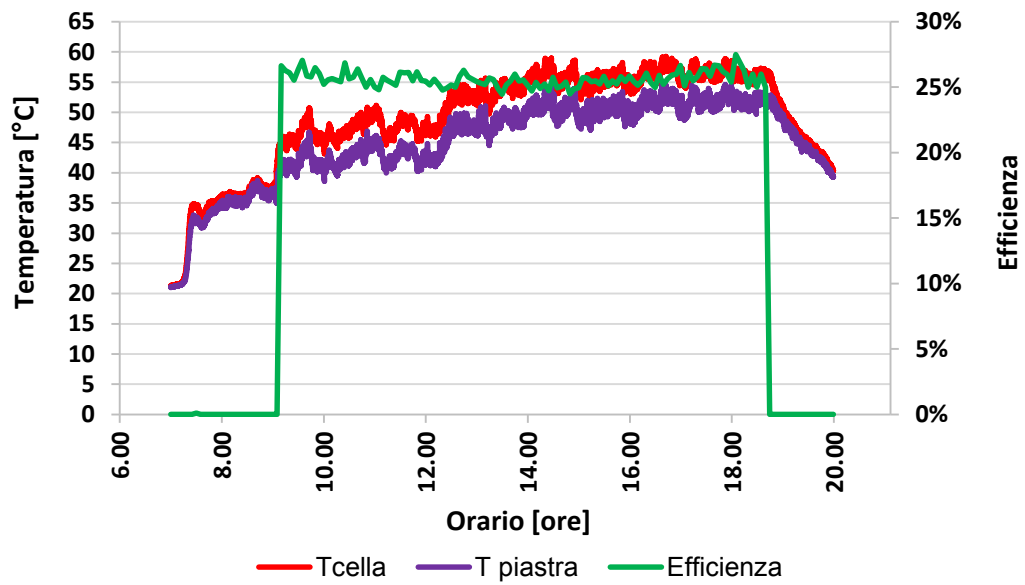


a)

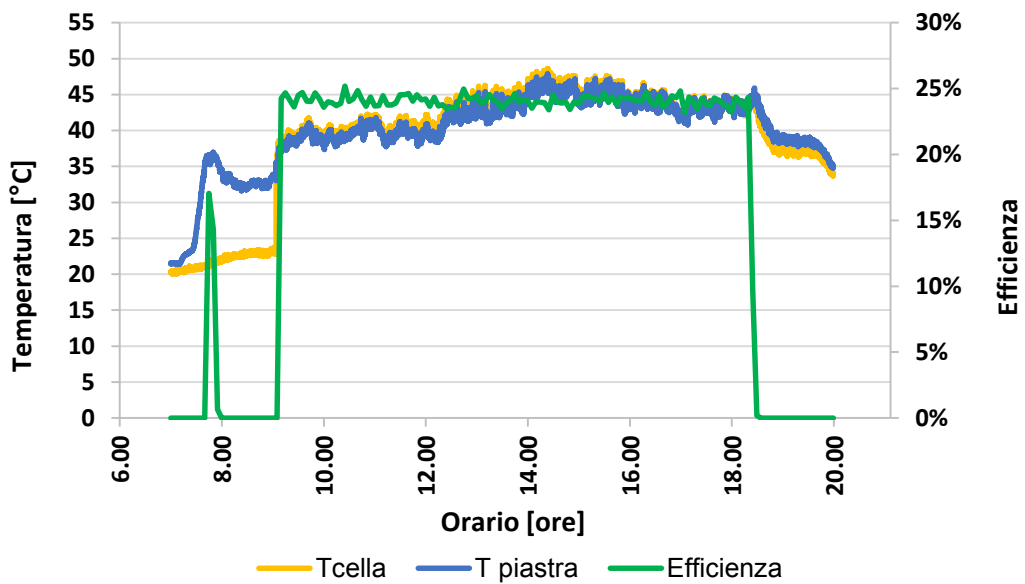


b)

Figura 174: Confronto efficienza – temperatura 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2



a)



b)

Figura 175: Confronto efficienza – temperatura 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2

Dalle figure è possibile notare per prima cosa che le temperature della cella e della piastra nella vela 2 sono inferiori rispetto alla vela 1. Inoltre nella vela 1 si ha una differenza di temperatura tra la cella e la piastra di circa 4 °C, in tutti e tre i giorni, mentre per la vela 2 questa differenza è di circa 1 °C. Tale fenomeno è probabilmente causato dall'azione del vento che proveniente dal mare, con la prima vela in posizione di “sottovento” e quindi con minore asportazione di calore.

Il giorno 3 ottobre 2014 (Figura 173) ad ogni diminuzione dell'irraggiamento (Figura 159), dovuto al passaggio delle nuvole, che comporta un abbassamento dell'efficienza è associato una diminuzione delle temperature sia di cella che della piastra; queste diminuzioni di temperature avvengono con un lieve ritardo a causa dell'inerzia termica.

Per il 30 aprile e 3 giugno 2015, osservando l'andamento delle temperature si nota che nella prima parte della giornata, fino alle ore 12, le temperature di cella e piastra rimangono quasi costanti per poi aumentare nel corso del pomeriggio e raggiungere il massimo valore di temperature verso le ore 18. Anche la temperatura ambiente misurata dalla termocoppia dell'inverter ha lo stesso andamento. Questo andamento di temperatura è causato dal vento che proveniente da Nord-Ovest, colpisce nel corso della mattinata, la piastra di alluminio dove sono alloggiato le celle fotovoltaiche favorendo così la dissipazione del calore; mentre durante il pomeriggio il vento con colpisce più la piastra in alluminio in quanto il sistema di inseguimento solare ha fatto ruotare la vela e di conseguenza le temperature aumentano.

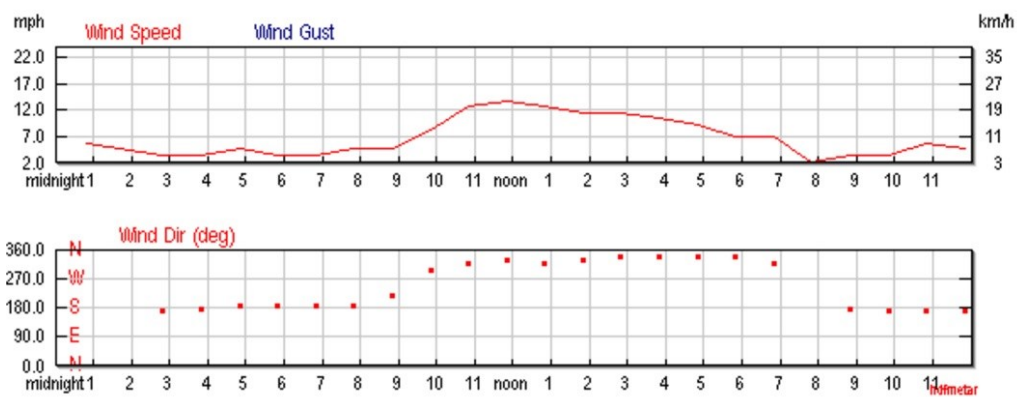


Figura 176: Direzione e velocità del vento, 20 aprile 2015

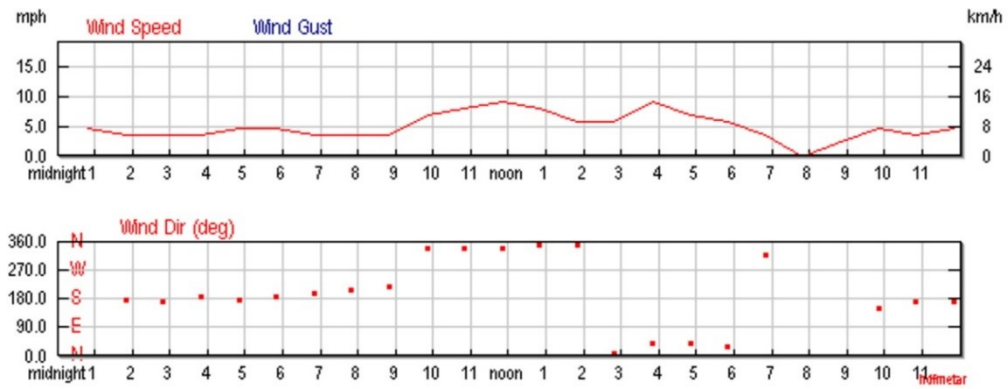


Figura 177: Direzione e velocità, 3 giugno 2015

In tutti e tre i giorni è possibile vedere che l'efficienza degli inseguitori è compresa tra il 25% e 30% e rimane pressoché invariata nel corso della giornata. Se invece andiamo ad analizzare una giornata (10 Agosto) dove si sono registrate temperature di cella più elevate è possibile notare una leggera diminuzione dell'efficienza nelle ore centrali. Questo andamento può essere attribuito alle maggiori temperature della cella.

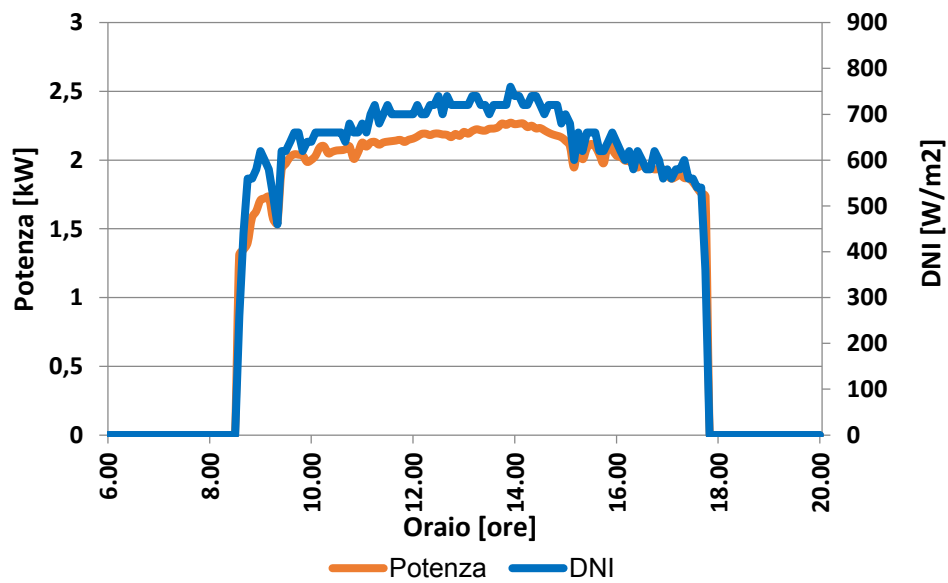


Figura 178: Potenza prodotta - DNI, 10 agosto

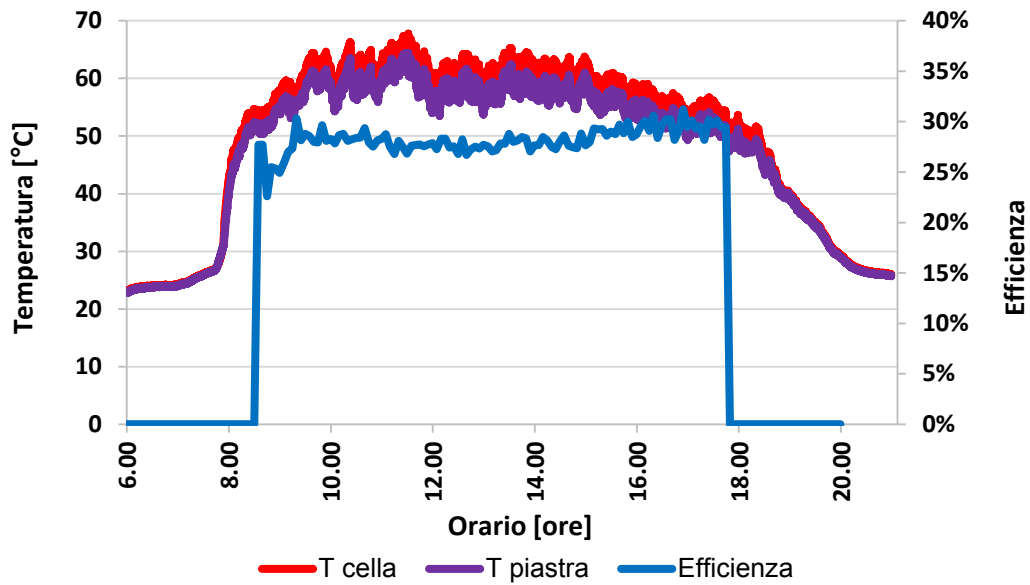


Figura 179: Temperature cella e piastra - efficienza, 10 agosto

L'abbassamento dell'efficienza è una conseguenza della diminuzione di prestazioni della cella fotovoltaica ad alte temperature di lavoro, mentre la temperatura ambiente, come si è già visto, ha un effetto trascurabile [59][60]. Durante il 10 agosto si sono registrate temperature della cella fotovoltaica comprese tra i 55 °C e i 65 °C; mentre la differenza di temperatura tra cella e piastra è di circa 3 °C.

La perdita di efficienza dovuta alle elevate temperature di esercizio è valutata nel Figura 180. L'efficienza elettrica del sistema viene visualizzata in funzione della temperatura della cella misurata dalle termocoppie, grazie ai dati acquisiti nel corso dei 2 anni. Dal grafico è possibile vedere che l'efficienza subisce una leggera riduzione che può essere quantificata in 0,01%/°C. È possibile notare che l'effetto negativo della temperatura sull'efficienza della cella è molto inferiore a quello dei sistemi fotovoltaici tradizionali in silicio che mostrano coefficienti di temperatura superiori di un ordine di grandezza [61][62].

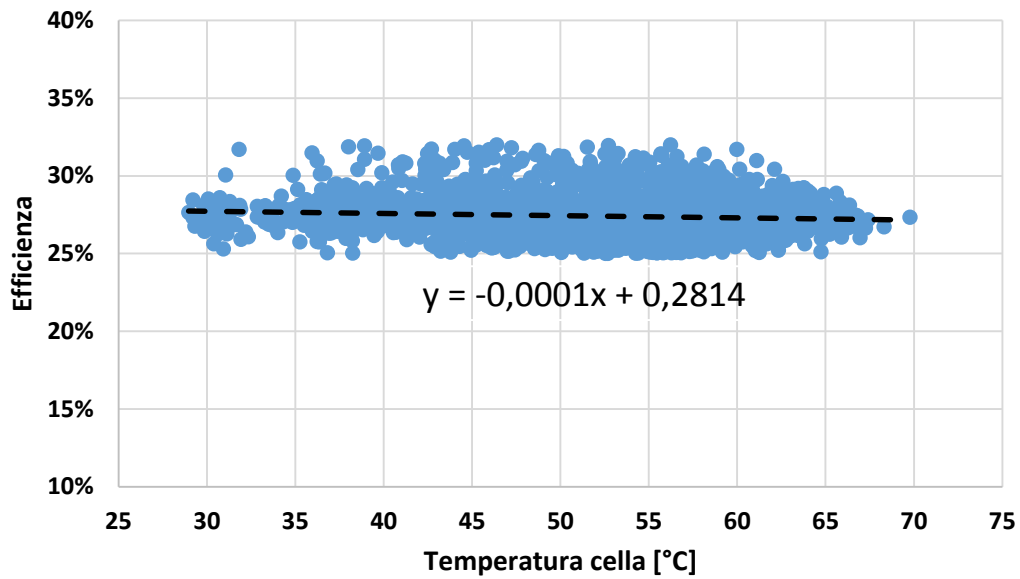


Figura 180: Efficienza - temperatura posteriore della cella fotovoltaica

5.2.3 Inseguimento

Dal mese di agosto 2014 sono stati installati gli strumenti di misura necessari per valutare la precisione d'inseguimento azimut-elevazione delle vele. Per valutare l'elevazione si è utilizzato un inclinometro con una precisione di $0,01^\circ$, invece per l'azimut si è utilizzato un sensore magnetico con la corrispettiva banda magnetica; il sensore è solidale con la parte mobile dell'inseguitore, mentre la banda magnetica è solidale con la parte fissa.

Nelle Figura 181 e 180 sono riportati gli errori d'inseguimento degli angoli di azimut e zenit, di una singola giornata soleggiata. Questi errori sono valutati confrontando i valori misurati dai sensori con gli angoli solari effettivi calcolati tramite l'algoritmo di Michalsky [53] che permette di calcolare la posizione del sole con una precisione di $0,01^\circ$. I principali dati di ingresso dell'algoritmo sono la latitudine e longitudine dell'impianto, anno e giorno.

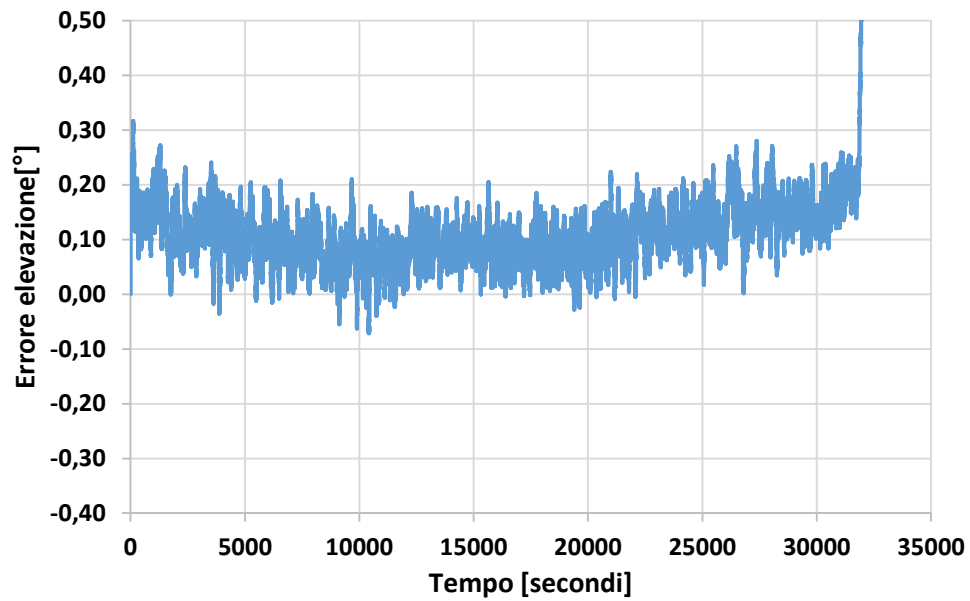


Figura 181: Errore elevazione

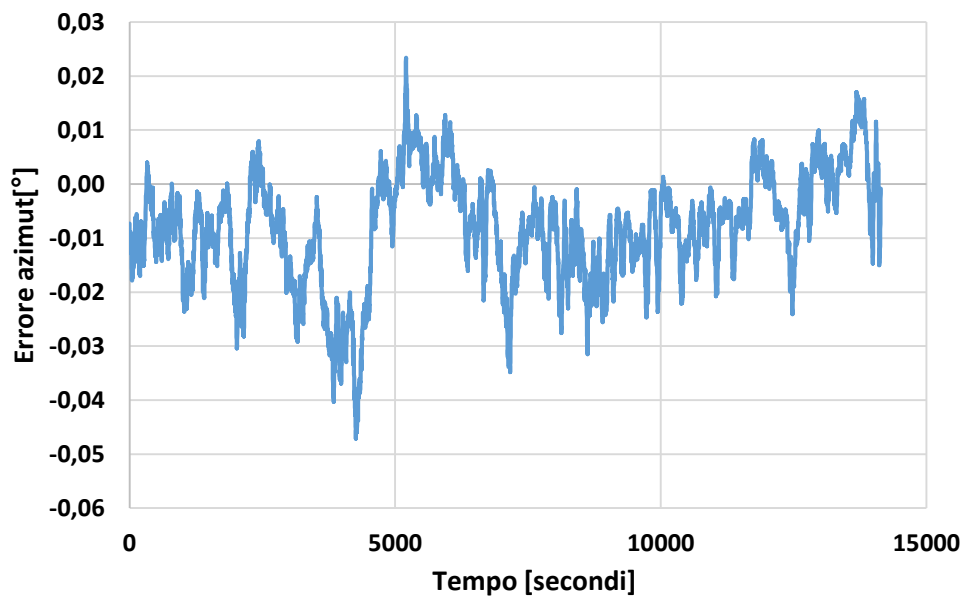


Figura 182: Errore azimut

Dalle figure è possibile vedere che l'errore di elevazione è compreso tra 0 e $0,2^\circ$; mentre l'errore dell'azimut è più costante ed è compreso tra $-0,04^\circ$ e $0,02^\circ$. Il massimo errore d'inseguimento del giorno preso in esame, calcolato come la combinazione dell'errore di azimut ed elevazione è di circa $0,28^\circ$. In Figura 183 è riportata la distribuzione dell'errore d'inseguimento: errore massimo pari a $0,28^\circ$, mentre l'errore più frequente è pari a $0,14^\circ$.

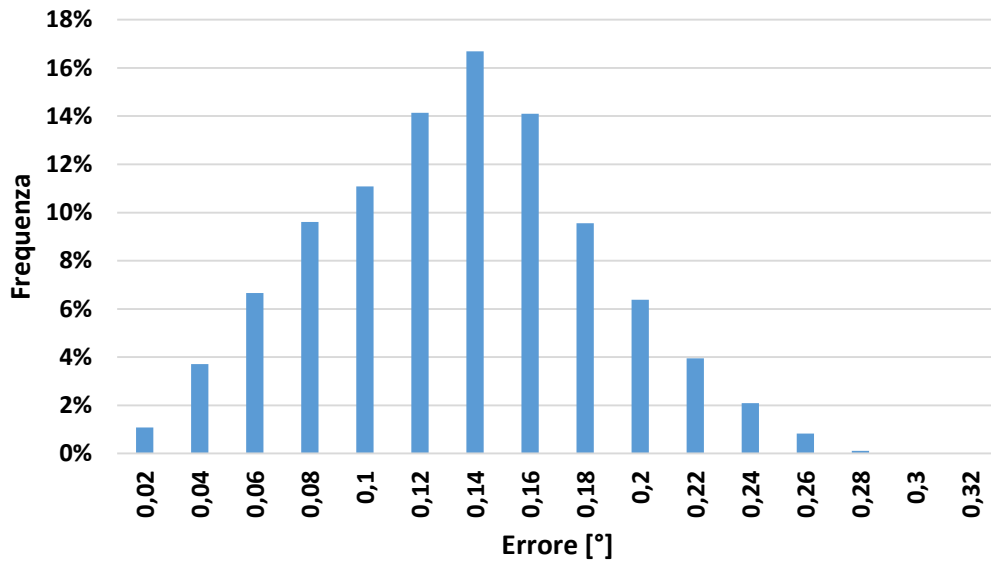


Figura 183: distribuzione errore totale d'inseguimento del singolo giorno

Dai risultati è possibile concludere che il sistema d'inseguimento ha una precisione adeguata, poiché il massimo errore d'inseguimento è inferiore all'angolo di accettazione dell'ottica secondaria (0,4°).

Oltre al singolo giorno si è valutata la precisione d'inseguimento per un periodo di circa 1 anno, di seguito viene riportata la distribuzione dell'errore globale d'inseguimento.

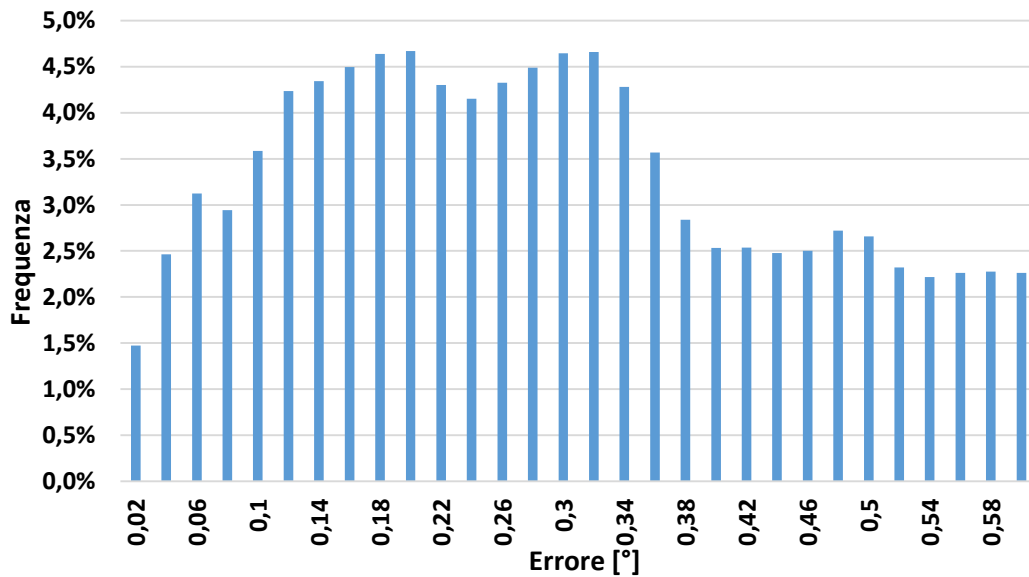


Figura 184: Distribuzione errore totale d'inseguimento

Considerando un periodo così lungo di acquisizione, il 76% degli errori totali calcolati rientra all'interno dell'angolo di accettazione dell'ottica secondaria; errori d'inseguimento maggiori di $0,4^\circ$ possono essere ricondotti al passaggio di nuvole; gli errori d'inseguimento più frequenti sono compresi tra $0,1^\circ$ e $0,36^\circ$.

5.3 Problematiche riscontrate

Durante i tre anni di monitoraggio dell'impianto a concentrazione si sono riscontrati alcuni problemi che compromettono il corretto funzionamento dell'impianto.

I problemi riscontrati sono:

- Quasi tutte le mattine, in entrambe le vele, si è verificato il blocco del motorino di elevazione. Il blocco è causato da una non corretta lubrificazione dello snodo cilindrico dell'elevazione in quanto non essendo dotato di cuscinetti o bronzine tende ad avere elevati attriti che richiedono ai motorini di elevazione una maggiore potenza di spunto. Per rimettere in funzione l'impianto bisogna spegnere ed accendere la scheda di controllo di ogni inseguitore. Si è provato a porre rimedio al blocco dei motorini di elevazione aumentando, tramite la scheda di controllo, la corrente di spunto. In un primo momento il problema sembrava risolto però dopo un mese si è ripresentato.
- Spostamento del sensore, posizionato nella parte frontale della vela, utilizzato per migliorare la precisione d'inseguimento. Lo spostamento di tale sensore comporta un errato posizionamento dell'inseguitore.
- Infiltrazioni d'acqua nel meccanismo di movimentazione dell'elevazione che hanno rovinato il meccanismo di movimentazione ed hanno causato la rottura del conta impulsi del motorino di elevazione, con conseguente fermo della vela per la sostituzione.
- Problemi di acquisizione dei dati, che non hanno impedito il corretto funzionamento dell'impianto, ma ha impedito la rielaborazione dei dati.

Capitolo sesto

6. Solare termico a concentrazione

Come si è visto nel capitolo 2, gli impianti solari termici a concentrazione hanno taglie molto grandi, da qualche MW ai 250 MW [63], e sono utilizzati per la produzione di energia elettrica tramite un ciclo termodinamico oppure sono utilizzati per la produzione di vapore o per la produzione di calore ad alta temperatura utilizzato poi per processi industriali.

Tuttavia, c'è un crescente interesse per impianti di piccola e media taglia grazie alla maggior flessibilità e ai minori costi di capitale. Ad esempio, Rawlins e Ashcroft [64] hanno studiato il potenziale dei sistemi CSP di piccola taglia nei paesi emergenti, come le regioni del MENA, Sud Africa, Centro e Sud America. Coccia [65] ha progettato e testato un impianto PTC di piccola taglia per produrre calore da utilizzare nei processi industriali. Sono stati studiati anche impianti CSP di piccola taglia accoppiati con microturbine [66][67][68], motori Stirling [69][70][71] o cicli ORC [72] per fornire elettricità, riscaldamento e raffreddamento.

Attualmente, l'utilizzo dei sistemi CSP in applicazioni civili ed industriali è molto limitata e l'integrazione dei sistemi CSP negli edifici è limitato alle simulazioni. Tsoutsou [73] ha studiato l'integrazione di sistemi lineari con lenti di Fresnel sulla facciata di un edificio per il riscaldamento, mentre Antonelli [74] ha studiato l'integrazione di piccoli collettori parabolici con un impianto ORC per la produzione di energia elettrica distribuita.

Per applicazioni che richiedono medie e basse temperature di esercizio vengono utilizzati sistemi a tubi evacuati, grazie alla loro facilità d'installazione e all'assenza del sistema d'inseguimento. Tuttavia, la produzione di energia termica giornaliera può essere aumentata utilizzando sistemi CSP come ad esempio quelli che utilizzano piccoli specchi mobili.

In letteratura, ci sono pochi lavori che descrivono le prestazioni di sistemi CSP a torre centrale di piccola taglia, invece ci sono esempi di forni solari di piccola taglia [75][76]. Per esempio, N'Tsoukpoe [77] ha descritto la progettazione e costruzione di un sistema CSP a micro torre usata per alimentare un ciclo ORC. L'impianto è costituito da 20 specchi e gli autori hanno stimato il rendimento delle prestazioni ottiche e termiche del sistema. In un altro lavoro Abu-Hamed [78] descrive la costruzione e le considerazioni di progettazione di un sistema a torre centrale composto da 10 specchi.

Nel capitolo seguente sarà descritto il prototipo di un sistema CSP a torre centrale, progettato da S.TRA.TE.G.I.E. s.r.l., per la produzione di energia termica da fonte solare per utenze di piccola taglia; come

ad esempio le utenze domestiche per la produzione di acqua calda sanitaria o come integrazione alla caldaia tradizionale.

Tra Luglio ed Ottobre 2015 è stata eseguita una campagna sperimentale per determinarne le prestazioni del prototipo. Inoltre tramite i dati sperimentali, ottenuti durante la campagna di misurazione, è stato possibile calibrare un algoritmo realizzato in Matlab. Tale algoritmo può essere utilizzato, sia per determinare le prestazioni del prototipo durante l'arco dell'anno in varie località, sia come strumento per il supporto alla progettazione di altri prototipi con geometrie differenti.

6.1. Prototipo CSP

Il prototipo, progettato da S.TRA.TE.G.I.E. s.r.l., si basa sul principio di funzionamento degli impianti solar tower, ovvero utilizza un set di specchi ad alta riflessione per concentrare la radiazione solare su di un apposito ricevitore al cui interno scorre un fluido termovettore.

Il prototipo che verrà utilizzato è frutto dello sviluppo di altri due prototipi [79].



Figura 185: Prototipo CSP

I principali componenti del prototipo CSP sono:

- Struttura;
- Eliostati;
- Sistema di movimentazione;
- Ricevitore;
- Circuito idraulico;
- Scheda di controllo;

6.1.1.Struttura

La struttura del prototipo è realizzata in tubolari d'acciaio zincati e smaltati di colore bianco; il telaio tubolare ha una doppia funzione: da un lato svolge una funzione strutturale in quanto ha il compito di sorreggere sia il ricevitore che gli eliostati, dall'altra una più estetica. L'utilizzo di tubolari in acciaio oltre ad offrire un vantaggio economico in quanto è un elemento comune e diffuso sul mercato, permette di sfruttare il volume all'interno del tubolare facendoci passare le condutture idrauliche ed i cablaggi per i sensori.

Il prototipo ha un ingombro in larghezza di 2,6 metri e 2,9 metri in profondità con un'altezza di 3,2 metri in cui è posto il ricevitore.

N° eliostati	25
Dimensione eliostati	Esagonale 260 mm lato
Ingombro	3100 mm × 2900 mm
Altezza ricevitore	3100 mm
Dimensione ricevitore	800 mm × 600 mm
Inclinazione piano specchi	15°

Tabella 37: Principali caratteristiche del prototipo CSP

6.1.2.Eliostati

Per concentrare la radiazione solare sul ricevitore vengono utilizzati 25 eliostati costituiti da una superficie in PMMA di forma esagonale sulla quale viene posizionato un materiale altamente riflettente. Durante la fase di progettazione è stata scelta la forma esagonale in quanto si tratta della geometria che ottimizza la superficie complessivamente occupata e che minimizza i reciproci ombreggiamenti tra gli specchi.

Come materiale altamente riflettente è stato utilizzato dell'alluminio, il Vega energy 293 prodotto dall'Almecco; il materiale ha un coefficiente di riflessione della luce solare maggiore del 90 %, ed ha un trattamento superficiale per resistere agli agenti atmosferici [80].

Gli specchi sono di forma esagonale con lato di 26 Cm e un'area pari a 0,175 m², di conseguenza l'area della superficie riflettente è pari a 4,39 m². Conoscendo sia l'area dello specchio che l'area del ricevitore è possibile calcolare il rapporto di concentrazione.

$$CR = \frac{\text{area specchio} \cdot \text{numero specchi}}{\text{area ricevitore}} = \frac{4,39}{0,48} \cong 9,14 \text{ [soli]}$$

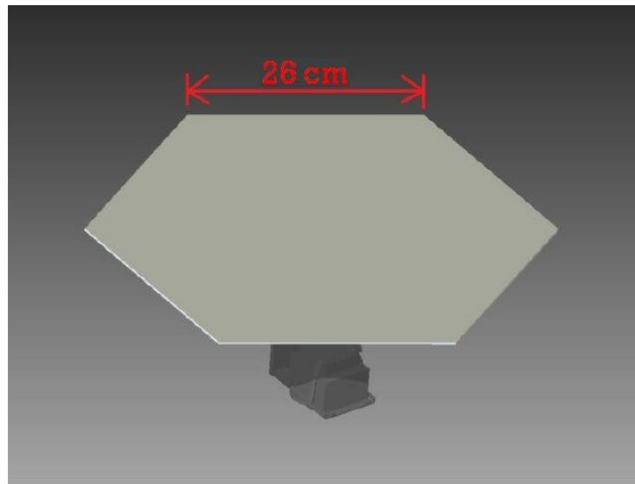


Figura 186: Specchio esagonale

6.1.3 Sistema di movimentazione

Per poter concentrare la radiazione solare sul ricevitore durante l'arco dell'intera giornata è necessario un sistema d'inseguimento solare.

Ogni eliostato è dotato di un sistema d'inseguimento solare a doppio asse del tipo azimut-elevazione. Ogni specchio è montato su due staffette in acciaio ad "L" movimentate da due motorini elettrici passo-passo; un motorino è utilizzato per inseguire il movimento azimutale del sole, mentre il secondo per il moto di elevazione del sole. I motorini passo-passo sono abbinati ad un riduttore con un rapporto di riduzione pari a 1500:1, garantendo così un'elevata affidabilità e precisione d'inseguimento. I motorini sono pilotati da una scheda elettronica che verrà analizzata successivamente.



Figura 187: Sistema d'inseguimento a doppio asse

Marca	Modello	Angolo di step [°] senza rapporto di riduzione	Rapporto di riduzione	Angolo di step [°] con rapporto di riduzione	rendimento	Coppia [Nm]
SAIA	UGF	7,5	1500	0,005	0,55	13,2

Tabella 38: Caratteristiche dei motorini passo-passo

Gli eliostati con le relative staffette ad “L” sono montate su delle barre Omega, su ogni barra sono alloggiati 5 specchi. Ogni barra Omega viene fissata alla struttura del prototipo, come si può vedere dalla Figura 185, le barre Omega rispetto al terreno hanno un’inclinazione di 15°; è stata data questa inclinazione agli specchi rispetto al terreno in quanto lo scopo dei progettisti era quello di massimizzare la radiazione captata durante l’arco della giornata, nonché quello di minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra gli specchi. Inoltre sempre per minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra gli specchi e per ottimizzare gli ingombri gli specchi montati su due barre omega adiacenti sono sfalsati.

6.1.4 Ricevitore

Un altro elemento fondamentale dei sistemi a concentrazione è il ricevitore, che ha il compito di assorbire la luce solare riflessa dagli specchi e di convertirla in energia termica da trasferire al fluido termovettore che scorre attraverso di esso. Per questo motivo il ricevitore è anche detto assorbitore.

Nel prototipo CSP è stato utilizzato il ricevitore “AS absorber” prodotto da “Energia Solare SA”. L’assorbitore è composto da due fogli sottili di acciaio inossidabile di spessore 0,6 mm sulla cui superficie è stampato un pattern di forma quadrata. Questi due fogli sono poi saldati tra loro.



Figura 188: Ricevitore

Grazie al pattern stampato sulle due lamiere, il fluido termovettore, che scorre tra i due fogli saldati, fluisce omogeneamente attraverso tutta la superficie assorbente. Tale configurazione garantisce uno scambio termico più omogeneo e di conseguenza più efficiente.

I vantaggi di questo ricevitore sono molteplici, in particolare:

- Irrigazione estremamente efficiente e distribuita;
- Flusso uniformemente distribuito;
- Elevato coefficiente di scambio termico;
- Bassa inerzia termica.

Inoltre la superficie dell'assorbitore esposta alla luce solare è rivestita di uno strato selettivo galvanico a base di cromo nero. Questo strato selettivo permette al ricevitore di avere un coefficiente medio di assorbimento della luce pari a 0,95, ed in particolare presenta un assorbimento molto elevato nello spettro della radiazione solare.

Dimensioni	860×620 mm
Superficie utile	0,53 m ²
Volume interno	1,3 litri
Pressione esercizio	3 bar
Portata nominale	20l/h
Assorbimento radiazione solare	94%
Emissività (@100°C)	18%

Tabella 39: Caratteristiche ricevitore

6.1.5 Circuito idraulico

Il circuito idraulico dell'impianto CSP è composto da:

- Ricevitore;
- Gruppo di circolazione;
- Valvole di sicurezza
- Valvole di bilanciamento;
- Vaso di espansione
- Degasatore;
- Carico per la dissipazione dell'energia prodotta;
- Fluido termovettore.

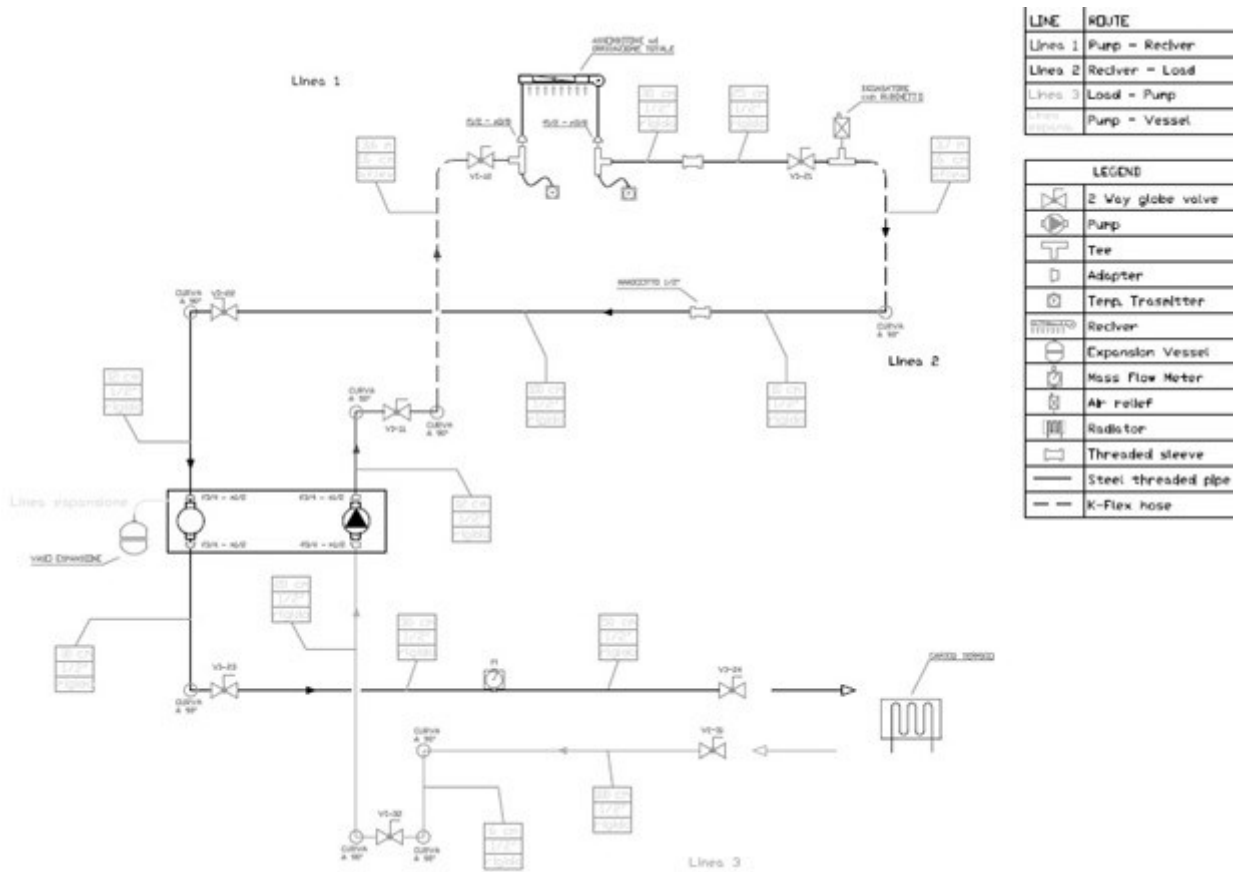


Figura 189: Circuito idraulico

6.1.5.1 Gruppo di circolazione

Il gruppo di circolazione utilizzato nel prototipo CSP è la pompa della Caleffi serie 267; la pompa è coibentata sia anteriormente che posteriormente.



Figura 190: Pompa Caleffi

I componenti caratteristici della pompa sono riportati in Figura 191.

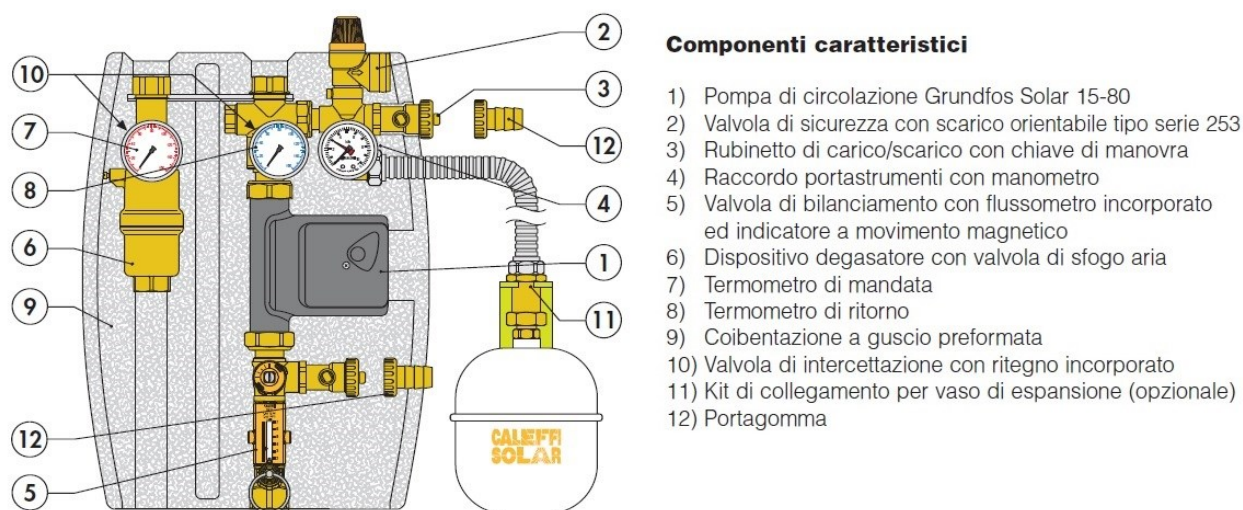


Figura 191: Componenti pompa Caleffi

Fluidi d'impiego	Acqua, soluzioni glicolate
Massima percentuale di glicole	50%
Temperatura massima di esercizio: - mandata lato disaeratore - ritorno lato pompa	160°C 110°C
Pressione max di esercizio	10 bar
Campo di temperatura di esercizio valvola di sicurezza	-30÷160°C
Taratura valvola di sicurezza	6 bar
Pressione minima di apertura valvola di ritegno (Δp)	2 kPa (200 mm c.a.)
Campo di temperatura di esercizio valvola di intercettazione e ritegno	-30÷160°C
Campo di temperatura di esercizio valvola di bilanciamento con flussometro	-30÷130°C
Campo di regolazione portata	2÷7 l/min
Precisione indicatore portata	± 10%
Attacchi	3/4" F
Attacco tubo flessibile	3/4" M
Attacchi carico/scarico	con portagomma Ø 15 mm

Tabella 40: Datasheet pompa Caleffi

Le prevalenze disponibili agli attacchi della pompa sono riportati in Figura 192

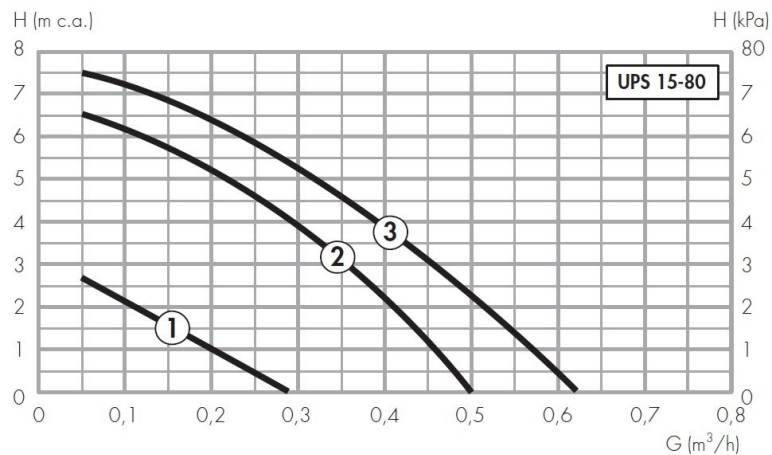


Figura 192: Curve di prevalenza pompa Caleffi

6.1.5.2 Carico per la dissipazione dell'energia prodotta

Per dissipare la potenza termica prodotta dall'impianto viene utilizzato uno scambiatore di calore aria/liquido, prodotto dalla CIESSE s.r.l., modello CSL 2. Lo scambiatore ha il compito di raffreddare il fluido termovettore proveniente dal ricevitore.

SPECIFICA TECNICA SCAMBIATORE	
Massima pressione di esercizio	20 bar
Massima temperatura di esercizio	120°C
Massima viscosità del fluido	100 cSt
Materiale	Alluminio

Figura 193: Datasheet carico

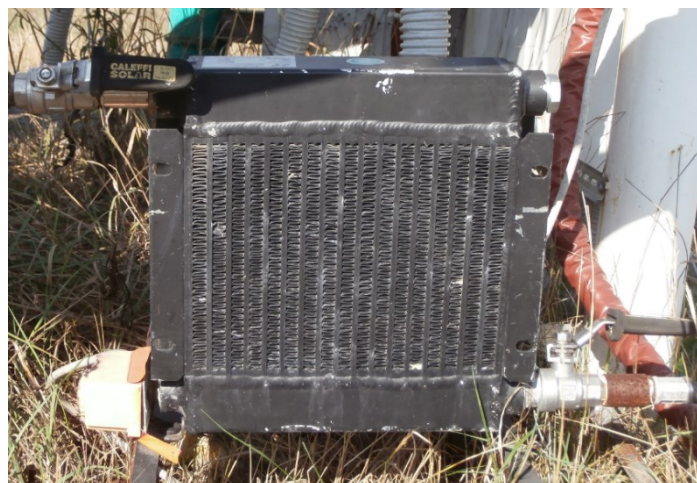


Figura 194: Scambiatore di calore aria/liquido

6.1.5.3 Fluido termovettore

Come fluido termovettore viene utilizzata il Tyfocor G-LS, che è una soluzione di acqua e glicole al 30%. I valori di densità e viscosità sono esprimibili in base alla temperatura; dai grafici sotto è stato possibile ricavare le equazioni di interpolazione.

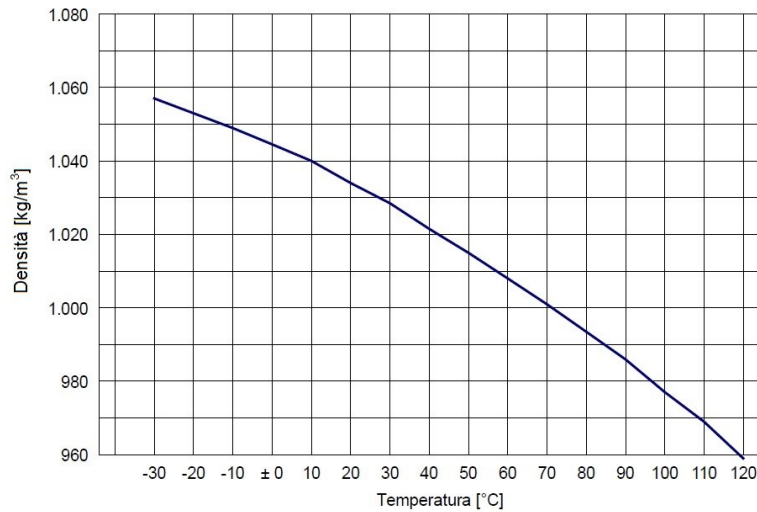


Figura 195: Densità del fluido termovettore

$$\rho = -0,0019 \cdot T^2 - 0,4834 \cdot T + 1044,3 \quad [kg/m^3; ^\circ C]$$

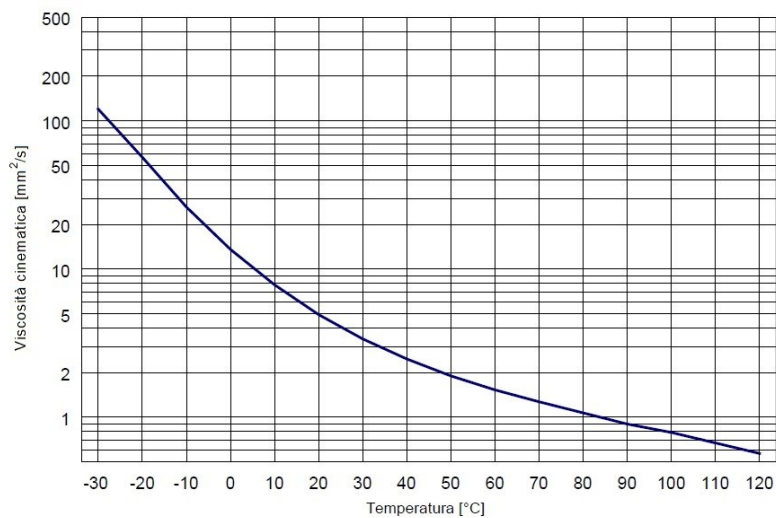


Figura 196: Viscosità cinematica del fluido termovettore

$$\nu = 10,4322 \cdot e^{-0,0756 \cdot T} + 3,9827 \cdot e^{-0,0165 \cdot T} \quad [mm^2/s; ^\circ C]$$

6.1.6 Scheda di controllo

Uno dei componenti fondamentali dell'impianto è la scheda di controllo che ha il compito di acquisire ed elaborare tutti i segnali provenienti dall'impianto e gestisce tutti i componenti ad essa collegati.

Uno dei compiti principali della scheda di controllo è quella di controllare la movimentazione degli eliostati in quanto ogni eliostato è costituito da un inseguitore biassiale. La movimentazione di ogni specchio viene calcolata tramite un algoritmo [52] che in una prima fase, come nel sistema CPV, calcola la posizione del sole, diverso invece è l'angolo di movimentazione degli specchi in quanto non devono ricevere la radiazione solare ma la devono riflettere sul ricevitore.

La movimentazione di tutti gli eliostati e di conseguenza l'elaborazione dell'algoritmo d'inseguimento viene eseguito ad intervalli regolari. In fase di progetto è stato scelto un intervallo di 20 secondi tra una movimentazione e la successiva, in modo tale da mantenere sempre la radiazione riflessa dagli specchi all'interno del ricevitore. Intervalli brevi come quello utilizzato permette di avere una buona precisione d'inseguimento ma richiedono elevate velocità di calcolo.

In particolare la scheda deve svolgere le seguenti funzioni:

- Inseguimento solare:
 - Calcolo posizione solare ed angolo di movimentazioni di goni motorino
 - Pilotaggio di ogni motorino;
 - Rivelare segnali di allarme.
- Strumentazione di misura:
 - Ricevere segnale sonde NTC con relativi allarmi per raggiungimento della temperatura massima;
 - Ricevere il segnale del misuratore di portata
 - Ricevere il segnale del pireliometro
- Sistema di protezione:
 - Allarme di temperatura troppo elevata del fluido termovettore;
 - Allarme di tensione insufficiente, se la tensione di alimentazione scende sotto i 18 V.

La scheda di controllo è costituita da tre parti:

- CSP Core: nel quale è contenuto sia il firmware necessario per il funzionamento della scheda, sia il microcontrollore nel quale è implementato l'algoritmo d'inseguimento.

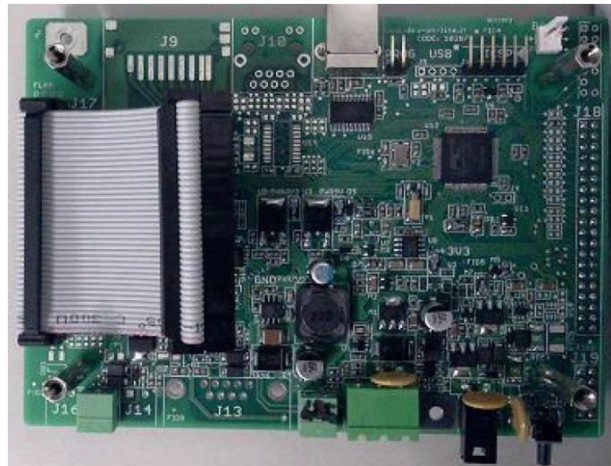


Figura 197: CSP Core

- CSP user interface: sono integrati i circuiti elettronici dedicati all'interfaccia con l'utente. Il modulo è composto anche da un display LCD e da una tastiera di comando con cui è possibile sia inserire i principali parametri per l'installazione del sistema (data, ora, latitudine e longitudine), sia muovere i singoli specchi.



Figura 198: CSP User Interface

- CSP driver: in cui sono presenti i connettori per:
 - Motori degli eliostati (50 motorini, 2 per eliostato);
 - Sonde NTC
 - Misuratore di portata
 - Pireliometro.

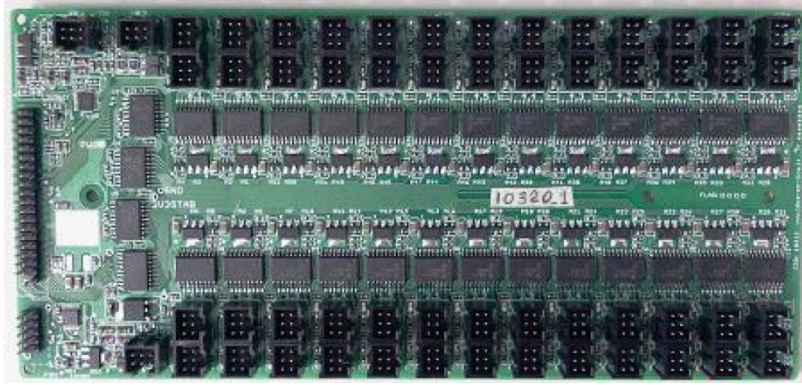


Figura 199: CSP Driver

La scheda di controllo è alimentata a 24 V tramite un trasformatore collegato alla rete elettrica. Oltre all'alimentazione è presente una batteria a tampone da 19,2 V che garantisce il funzionamento del timer e la memoria dei dati fino a quando non viene ripristinata l'alimentazione da rete. Se l'assenza dell'alimentazione si dovesse prolungare, la scheda è provvista di una seconda batteria a tampone che ha il compito di tenere attivo il timer.

6.2 Strumenti di misura

Tra il mese di luglio 2015 e ottobre 2015 è stata eseguita una campagna di prove sperimentali sul prototipo CSP; prima di mostrare i risultati ottenuti durante le prove vengono illustrati gli strumenti di misura utilizzati. Durante le prove sperimentali sono utilizzati i seguenti strumenti di misura:

- Sonde di temperatura
- Misuratore di portata
- Pireliometro.

6.2.1 Sonde di temperatura

Nell'impianto sono utilizzate due sonde di temperatura, le sonde sono posizionate in entrata ed in uscita dal ricevitore in modo tale da poter misurare la temperatura del fluido termovettore.

Le sonde utilizzate sono prodotte dalla Carrel del tipo WP, sono sonde di tipo passivo con sensori NTC (Negative Temperature Coefficient). Esse forniscono un valore di resistenza elettrica che decresce con

l'aumentare della temperatura. Le sonde utilizzate hanno un range di temperatura di esercizio che va da -50 °C a 105 °C. In Tabella 41 sono riportati i principali dati tecnici.

Sensore	NTC 10kΩ ± 1% a 25°C
Campo di lavoro	-50 +150 °C
Grado di protezione	IP 67
Cavo	Bipolare doppia guaina di isolamento
Fattore di dissipazione (aria)	2,2 mW/°C

Tabella 41: Datasheet sonda NTC

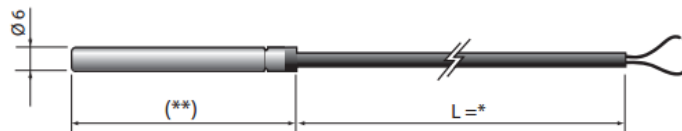


Figura 200: Sonda NTC

6.2.2 Misuratori di portata

Durante l'analisi sperimentale sono stati utilizzati due diversi misuratori di portata.

Il primo misuratore di portata è il modello Altecnic USC, codice GG-3003C13, prodotto dalla Altecnic Ltd. Le caratteristiche dimensionali sono riportate in Figura 201, in millimetri.

È un misuratore del tipo volumetrico a turbina: il flusso incanalato viene fatto passare attraverso un'elica a due pale, la cui velocità di rotazione è proporzionale alla portata. Attraverso un cinematismo l'indicatore sul quadrante ruota, mostrando la misura.

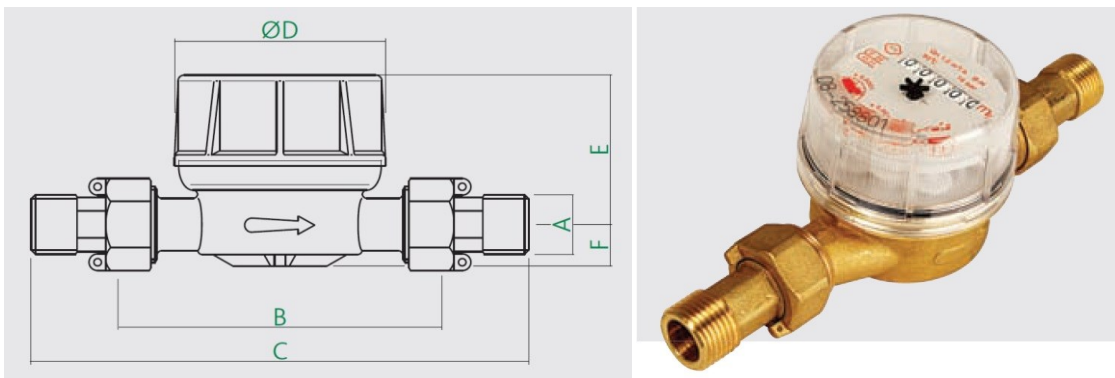


Figura 201: Misuratore di portata Altecnic USC

A	B	C	D	E	F	PESO [kg]
½"	110	185	72	70	16	0,66

Tabella 42: Dimensioni misuratore Altenic USC

Allo stesso tempo, un magnete, posto sull'elica, ad ogni giro passa in prossimità di un sensore e genererà così un impulso elettrico che viene inviato e registrato dalla scheda elettronica. Ad ogni impulso corrisponde il passaggio di un litro di fluido. Quindi il valore della frequenza registrata dalla scheda elettronica equivale alla misura della portata in l/s. La portata nominale attraverso il misuratore di portata è di 2500 l/h, la minima portata misurabile è pari a 0,0087 l/s, mentre la massima pressione di esercizio sopportabile è di 16 bar.

Lo strumento di misura è anche sede di una inevitabile perdita di carico concentrata, variabile con la portata che lo attraversa (Figura 202).

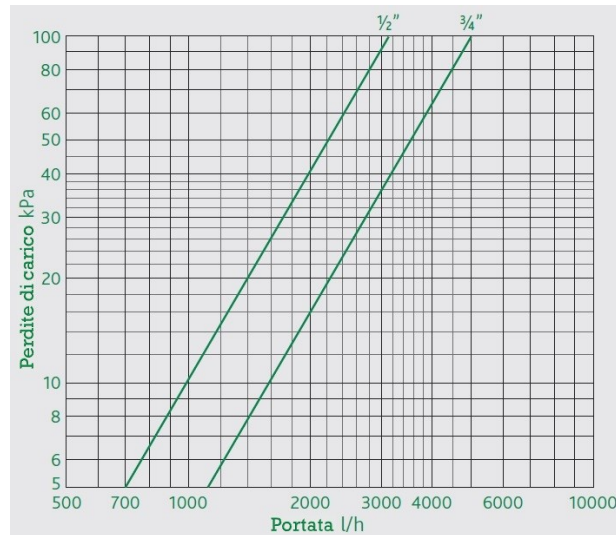


Figura 202: Perdite di carico misuratore Altenic USC

Tale curva delle perdite di carico è descritta dalla seguente relazione:

$$\Delta P = 1,02041 \cdot 10^{-5} \cdot Q^2 \quad [kPa; l/h]$$

Esprimendo la perdita di carico in Pa e la portata in m³/s, la relazione diventa:

$$\Delta P = 1,322451 \cdot 10^{11} \cdot Q^2 \quad [Pa; m^3/s]$$

Il secondo misuratore di portata utilizzato è il modello FLR1012ST prodotto dalla Omega Engineering. Questo misuratore si differenzia dal precedente in quanto il range di portate che è in grado di coprire va da 0,5 a 5

l/min (un range più piccolo rispetto al precedente). Il sensore è del tipo a turbina. Questa struttura consente una risposta veloce ed una uscita lineare, potenzialmente senza richiedere manutenzione.

La misurazione avviene tramite una piccola turbina (16 mm di diametro e 0,75 mm di spessore). Essa è calettata su di un alberino, tenuto in posizione da due cuscinetti. Quando il fluido passa attraverso il sensore, degli ugelli dirigono il flusso nei piccoli denti della turbina. In questo modo la turbina gira con una velocità proporzionale alla portata. La micro-turbina è composta, su un lato, da sezioni alternativamente bianche e nere uniformemente distanziate. Un raggio infrarosso è diretto sulla girante, mentre è in rotazione, ed è riflesso da ciascuna sezione bianca. Il raggio riflesso è rilevato da un fototransistor che lo converte in impulso elettrico. All'aumentare della velocità della girante aumentano gli impulsi. Un circuito di elabora il segnale e fornisce una uscita, nel caso in questione ad impulsi, che è linearmente proporzionale alla portata.

Le caratteristiche dimensionali del modello utilizzato sono riportate in Figura 203. Per il montaggio nel circuito è stato necessario l'inserimento di tubi in acetale da ambo i lati del misuratore (figura 3.48) e di un paio di adattatori 1/2"-1/4".

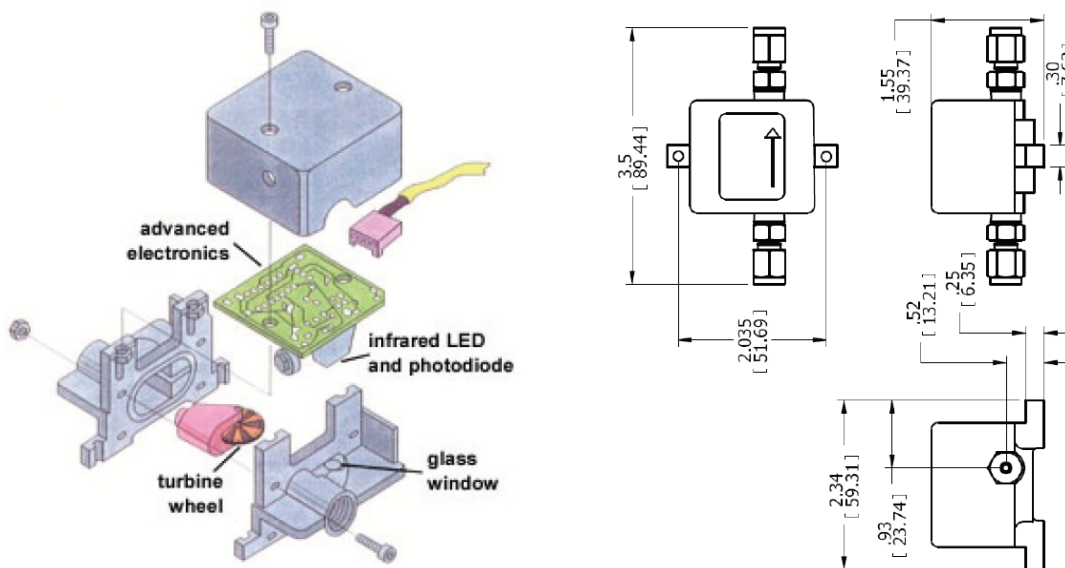


Figura 203: Misuratore di portata Omega

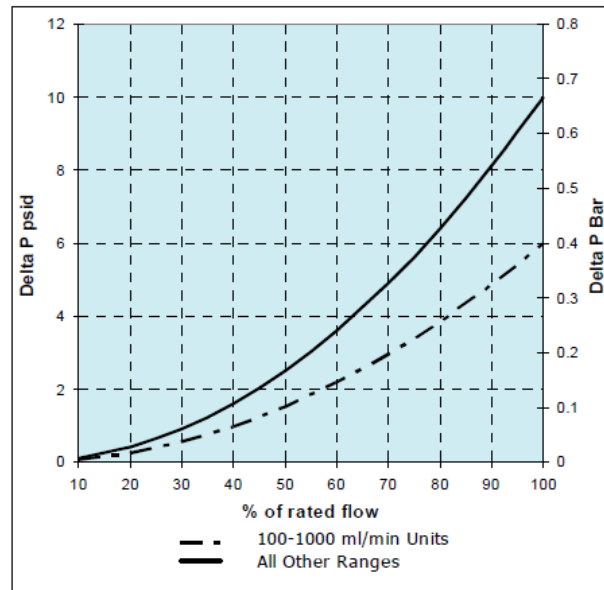


Figura 204: Perdite di pressione misuratore Omega

Il manuale dello strumento suggerisce la seguente formula per il calcolo delle perdite di carico:

$$\Delta P = \left(\frac{Q}{Q_{max}} \right)^2 \cdot \Delta P_{max}$$

Dove:

- Q è la portata di lavoro;
- Q_{max} è la portata massima misurabile dallo strumento (unità di misura coerente con Q);
- ΔP_{max} è la perdita di carico massima, ottenuta in corrispondenza della massima portata misurabile individuabile dalla figura 3.49 (in psi).

6.2.3 Pireliometro

Il pireliometro utilizzato durante la campagna sperimentale è lo stesso che è stato utilizzato durante le prove outdoor sulle celle fotovoltaiche. Anche in questo caso il pireliometro è stato montato su un sistema d'inseguimento solare a doppio asse di tipo azimut-elevazione, e viene pilotato dalla scheda di controllo del sistema CSP, inoltre la scheda di controllo provvede anche all'acquisizione del segnale proveniente dal pireliometro.



Figura 205: Pireliometro

6.3 Risultati campagna sperimentale

Il prototipo è situato in un terreno di competenza del dipartimento del DIISM, situato nel comune di Ancona, in una zona lontana dal mare. Per prima cosa vengono mostrati i risultati ottenuti con il misuratore di portata Altecnic e poi quelli ottenuti con il misuratore di portata della Omega Engineering.

6.3.1 Misuratore di portata Altecnic USC

La campagna sperimentale è stata condotta per parecchi giorni di funzionamento; grazie all'effetto della concentrazione le temperature del fluido termovettore e le prestazioni dell'impianto sono state elevate. nella Tabella 43 sono riportate le prestazioni dell'impianto durante la campagna sperimentale.

Giorno	N° giorno	Orario	T media [°C]	U media [%]	En. Prodotta [kWh]	Efficienza media [%]
23/07/2015	204	10:41-18:35	29	47	15.85	63.8
24/07/2015	205	12:40-18:10	28	61	8	54.02
28/07/2015	209	10:52 -18:25	28	53	13.25	59.53
29/07/2015	210	10:00-18:27	29	49	19.5	66.25
27/08/2015	239	9:04-18:26	23	82	18.35	61.18
28/08/2015	240	8:55-18:18	25	77	22.5	71.71
31/08/2015	243	8:40-18:29	26	65	18	60.28
01/09/2015	244	8:53-18:28	27	50	14.56	61.577
10/09/2015	253	9:00-18:30	19	57	16.87	59.78
15/09/2015	258	9:15-18:10	26	62	15	64.91
17/09/2015	260	9:11-18:04	29	49	10.62	61.61

Tabella 43: Prestazioni dell'impianto con misuratore Altenic

Dalla tabella è possibile vedere che il giorno 240 (27 Agosto 2015) l'impianto CSP ha fatto registrare le migliori performance con una produzione di energia giornaliera di 22,5 kWh con un'efficienza media pari al 71,71%. Durante l'intera campagna di prove si è registrato un valore medio di energia prodotta pari a 15,68 kWh con un'efficienza media pari al 62,24%.

Per semplicità sono stati presi in esame il giorno 239 (27 Agosto 2015) che era una calda giornata estiva ed il giorno 244 (1 Settembre 2015) il quale è caratterizzato da un'elevata nuvolosità durante la tarda mattinata.

6.3.1.1 Giorno 239 (27 Agosto 2015)

Durante il 27 Agosto l'impianto CSP è in funzione dalle ore 9:04 fino alle ore 18:26. Di seguito sono riportati i grafici ottenuti dall'elaborazione dei dati acquisiti dalla scheda di controllo.

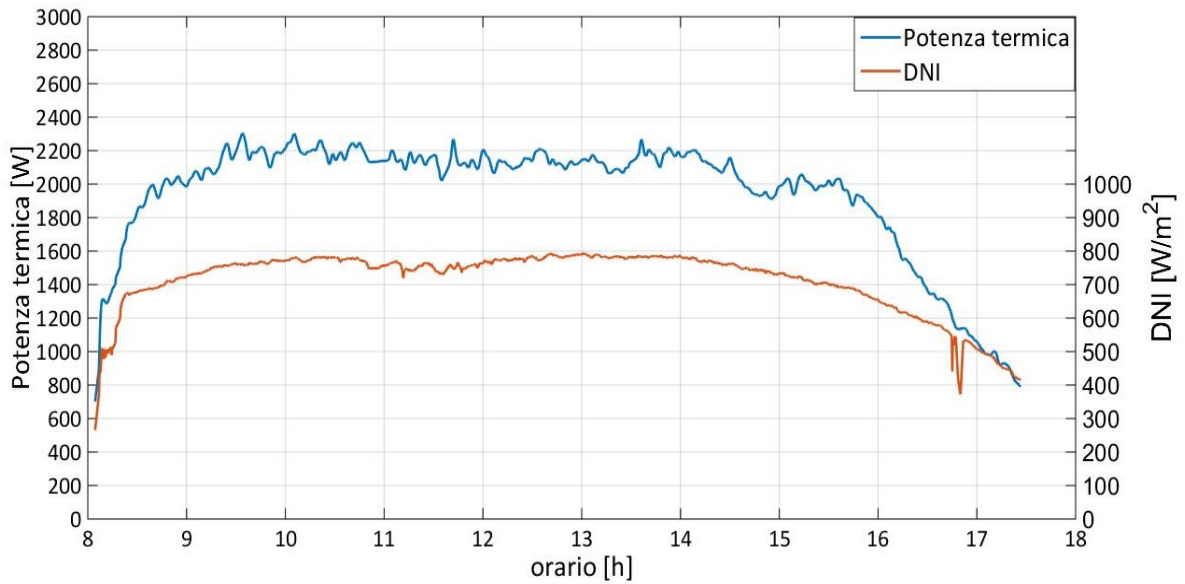


Figura 206: Potenza termica e DNI, 27 agosto 2015

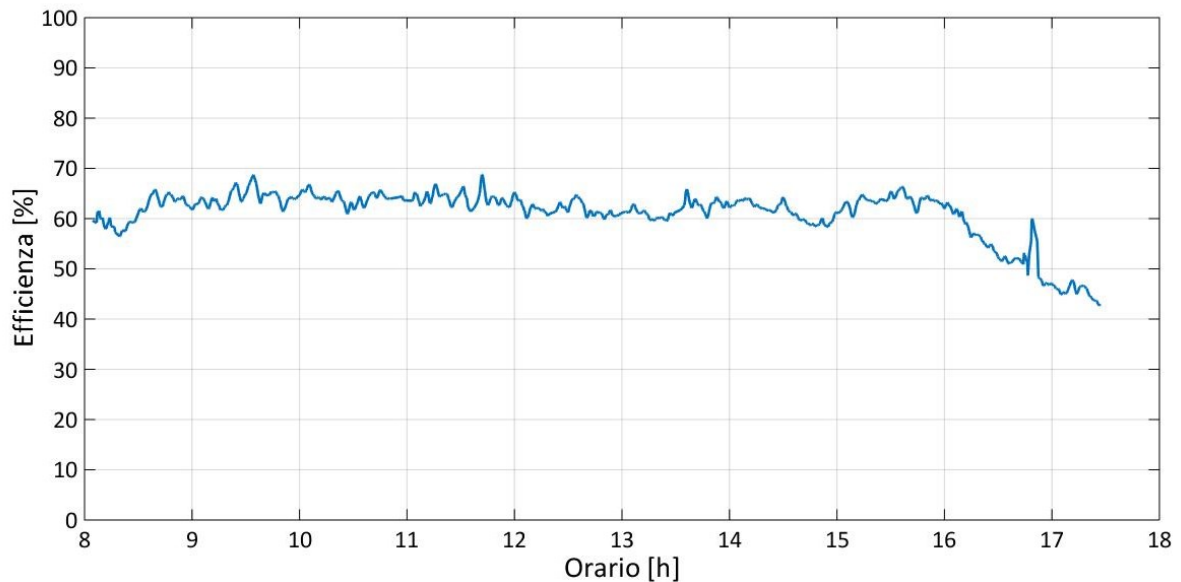


Figura 207: Efficienza, 27 agosto 2015

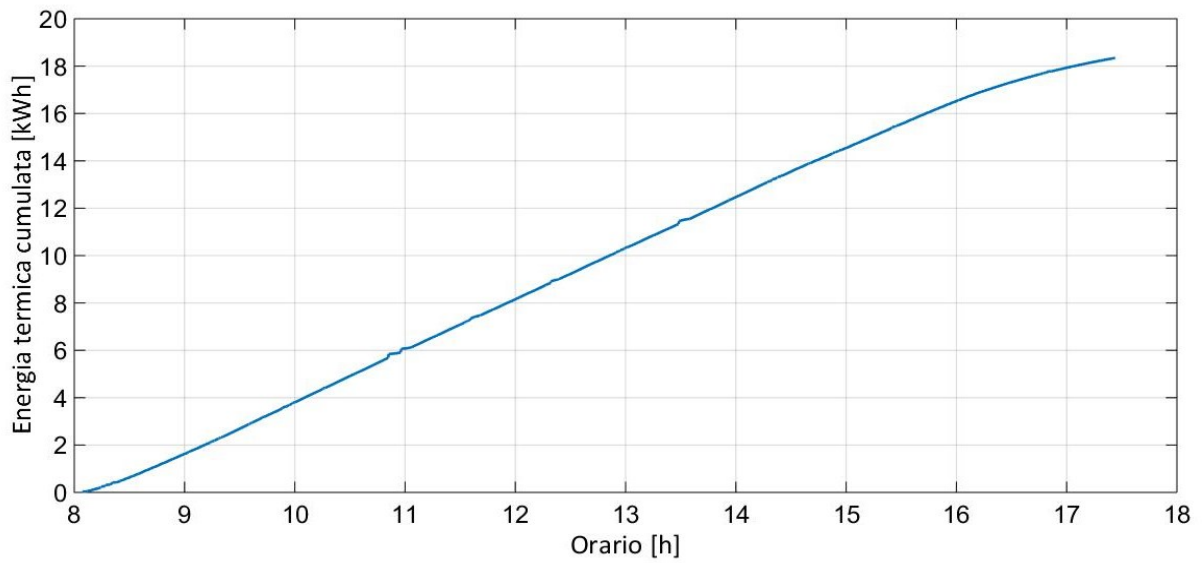


Figura 208: Energia termica prodotta, 27 agosto 2015

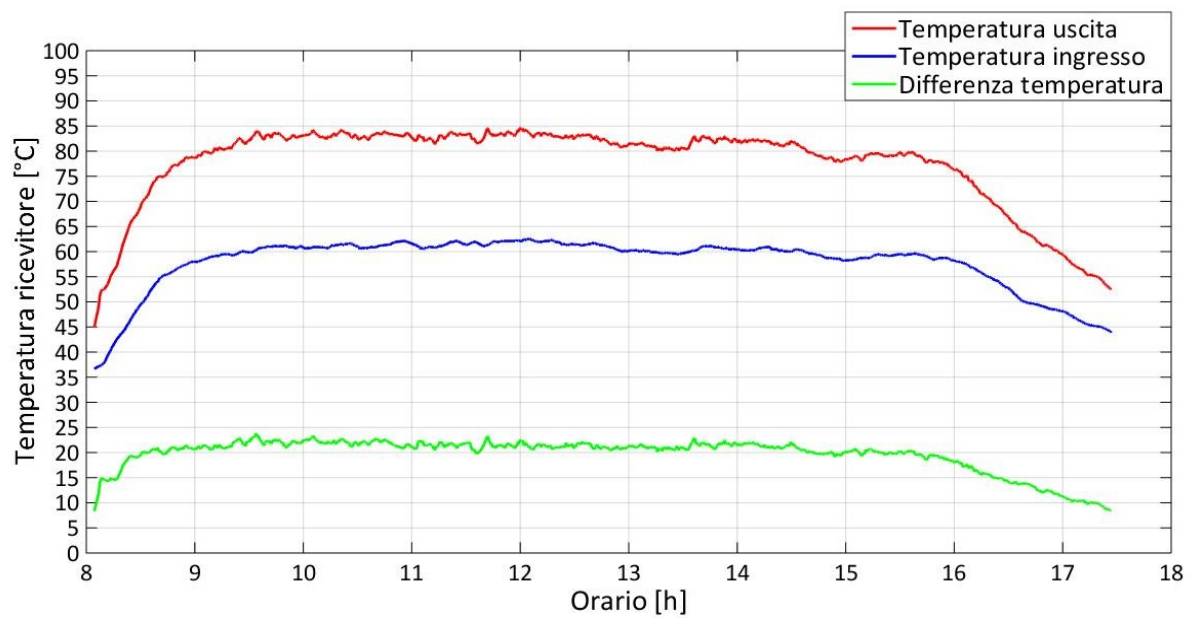


Figura 209: Temperature e delta T, 27 agosto 2015

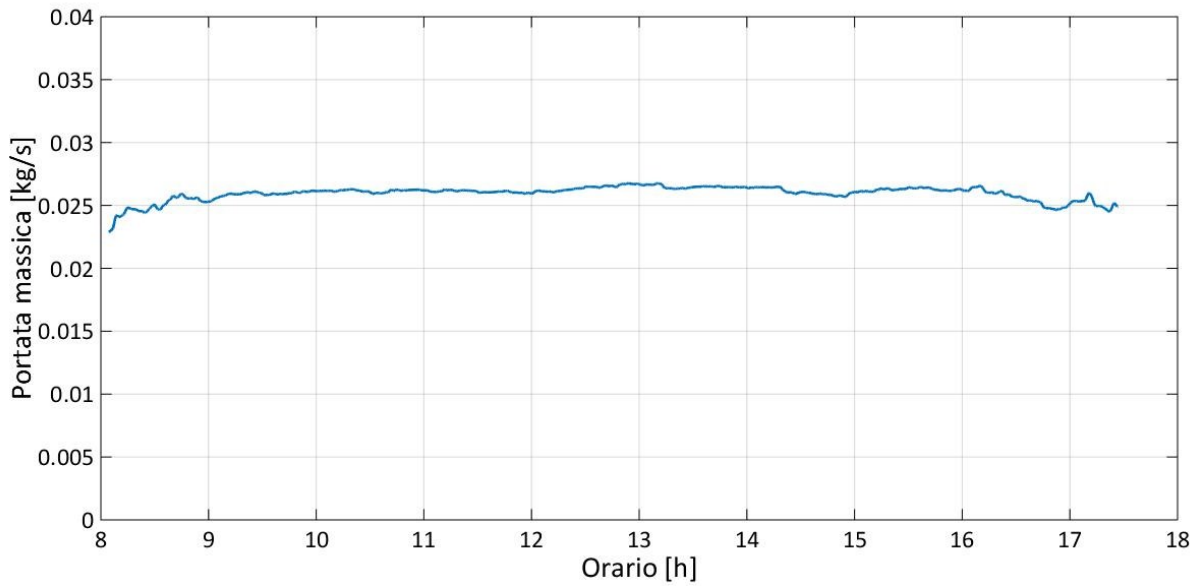


Figura 210: Portata massica, 27 agosto 2015

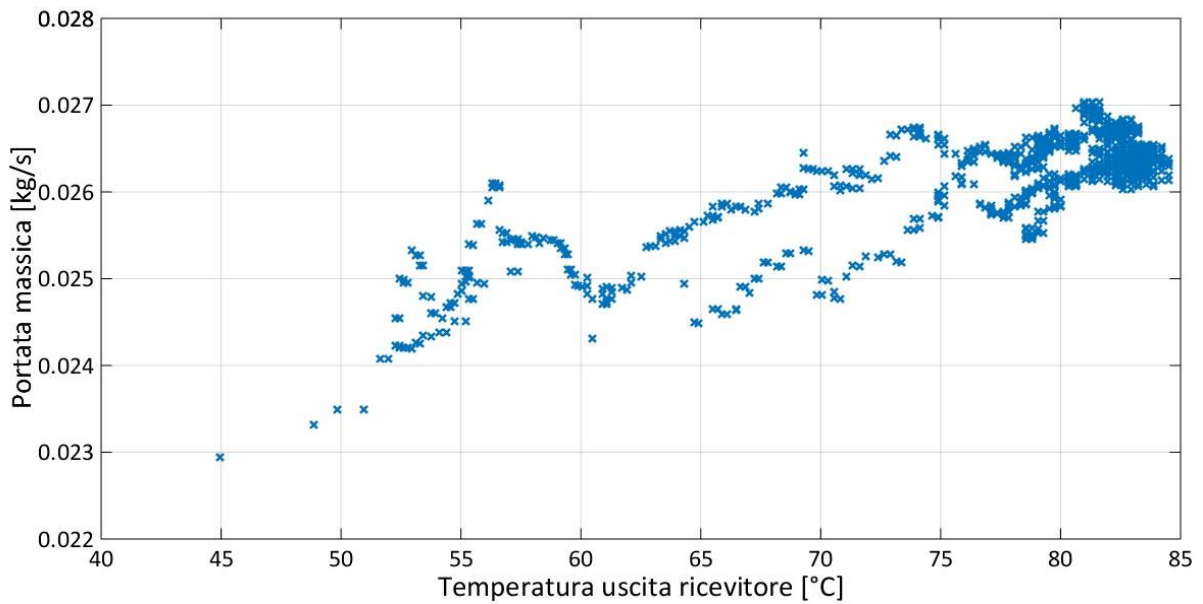


Figura 211: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 27 agosto 2015

Le figure riportate sopra consentono di affermare che le prestazioni del sistema CSP sono state costanti per gran parte della giornata grazie al sistema di tracking e all'effetto della concentrazione.

La Figura 206 mostra che l'irraggiamento è stato costante fino alle ore 15 raggiungendo un valore di picco di circa 800 W/m^2 , per poi diminuire. Di conseguenza anche la potenza termica prodotta è stata elevata per tutto il giorno, diminuendo sensibilmente dopo le 16. Più precisamente la produzione di energia termica ha raggiunto un picco di 2,3 kW con una temperatura media ambientale di $26,5 \text{ }^\circ\text{C}$ e con una velocità media del vento pari a $5,9 \text{ km/h}$. Durante l'arco della giornata l'impianto ha prodotto un'energia termica pari a 18,35 kWh. L'impianto ha fatto registrare un'efficienza compresa tra il 60 e il 70% fino alle ore 16, dopodiché diminuisce a causa della diminuzione della radiazione solare diretta.

Per quanto riguarda la portata massica del fluido termovettore, si è registrato un valore medio pari a $0,026 \text{ kg/s}$ ed una temperatura di uscita dal ricevitore compresa tra 80 e $85 \text{ }^\circ\text{C}$ per gran parte della giornata ed un delta medio di temperatura di circa $21,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Dal grafico Figura 211 è possibile vedere una dipendenza lineare tra la temperatura del fluido termovettore in uscita dal ricevitore e la portata massica.

6.3.1.2 Giorno 244 (1 Settembre 2015)

Di seguito viene analizzato il giorno 244 (1 Settembre 2015), giornata parzialmente nuvolosa.

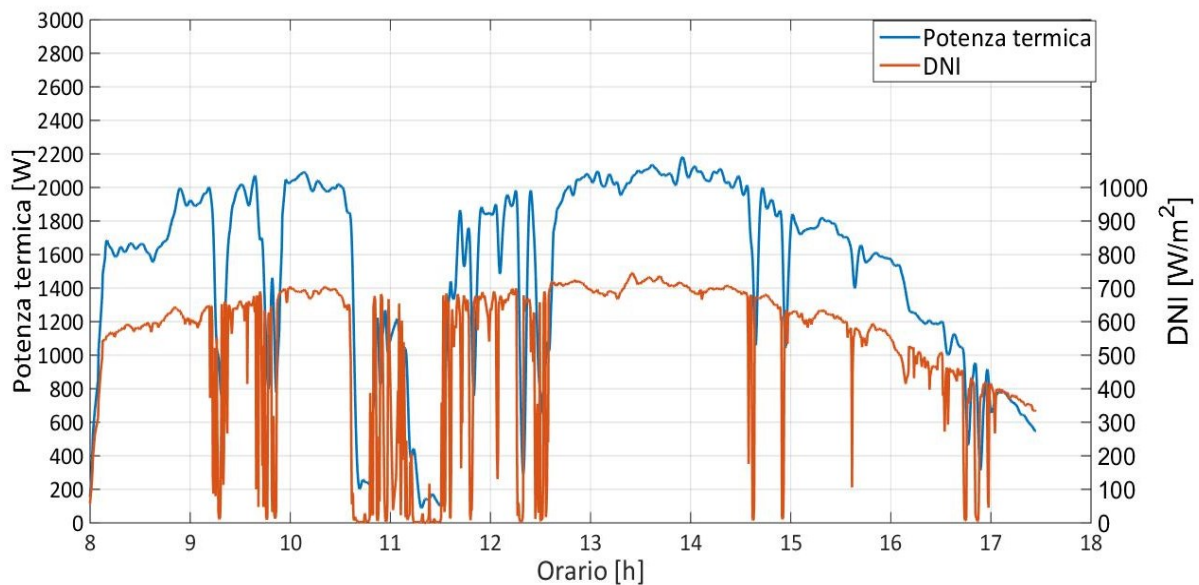


Figura 212: Potenza termica e DNI, 1 settembre 2015

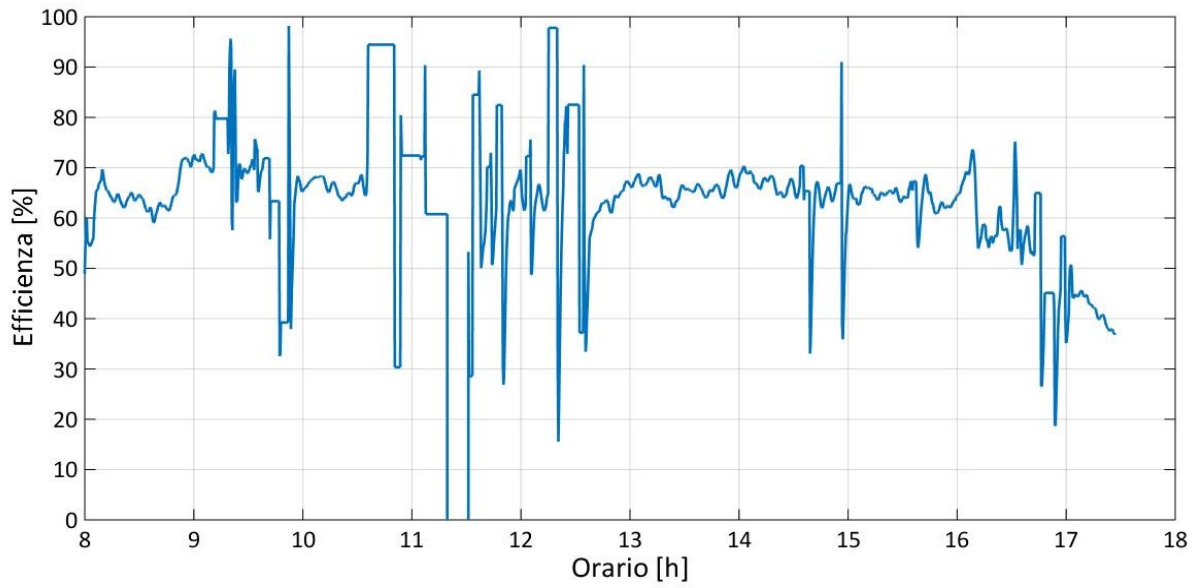


Figura 213: Efficienza, 1 settembre 2015

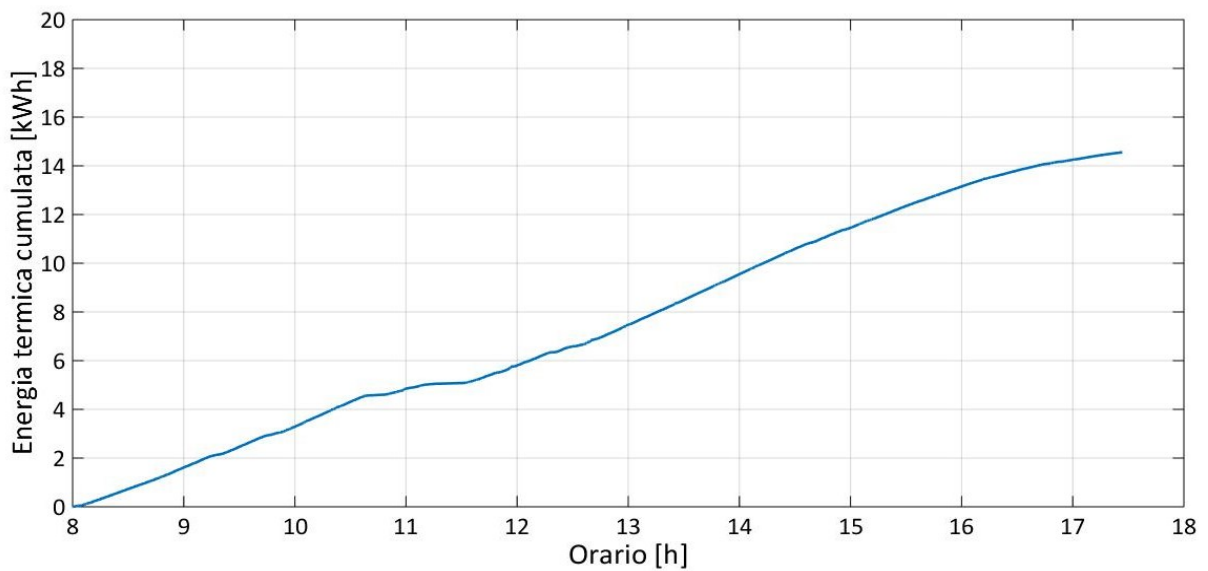


Figura 214: Energia termica prodotta, 1 settembre 2015

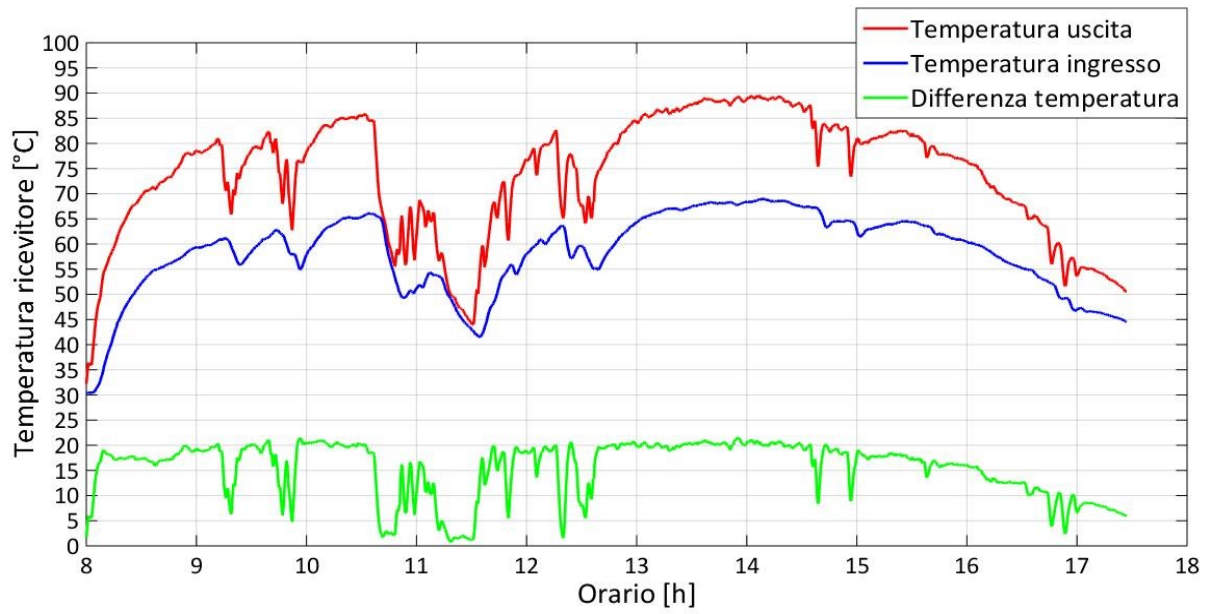


Figura 215: Temperature e delta T, 1 settembre 2015

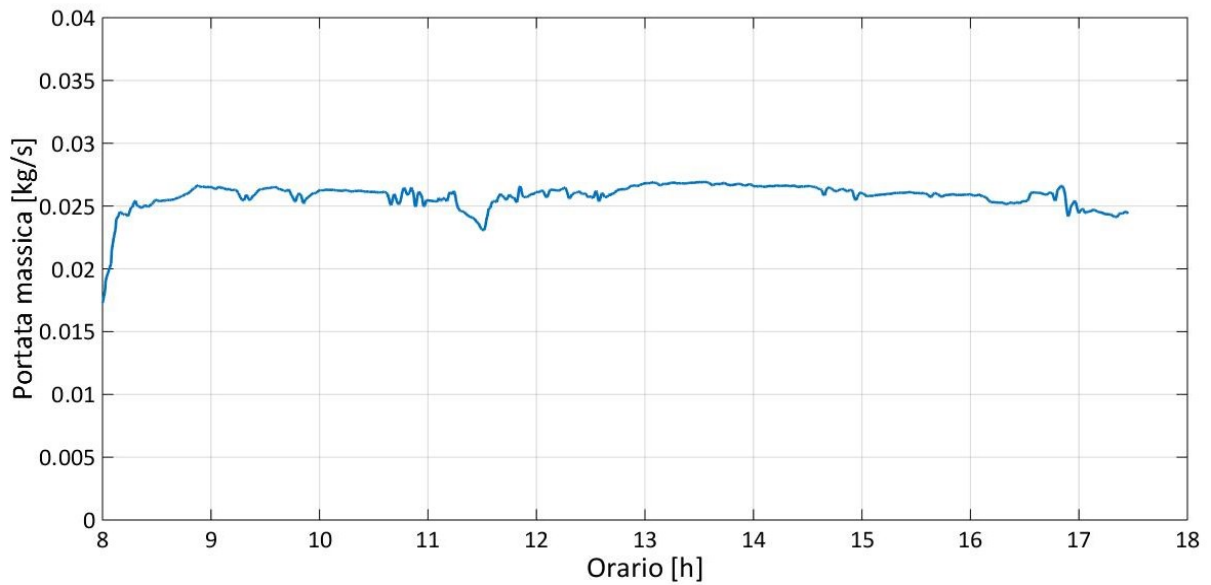


Figura 216: Portata massica, 1 settembre 2015

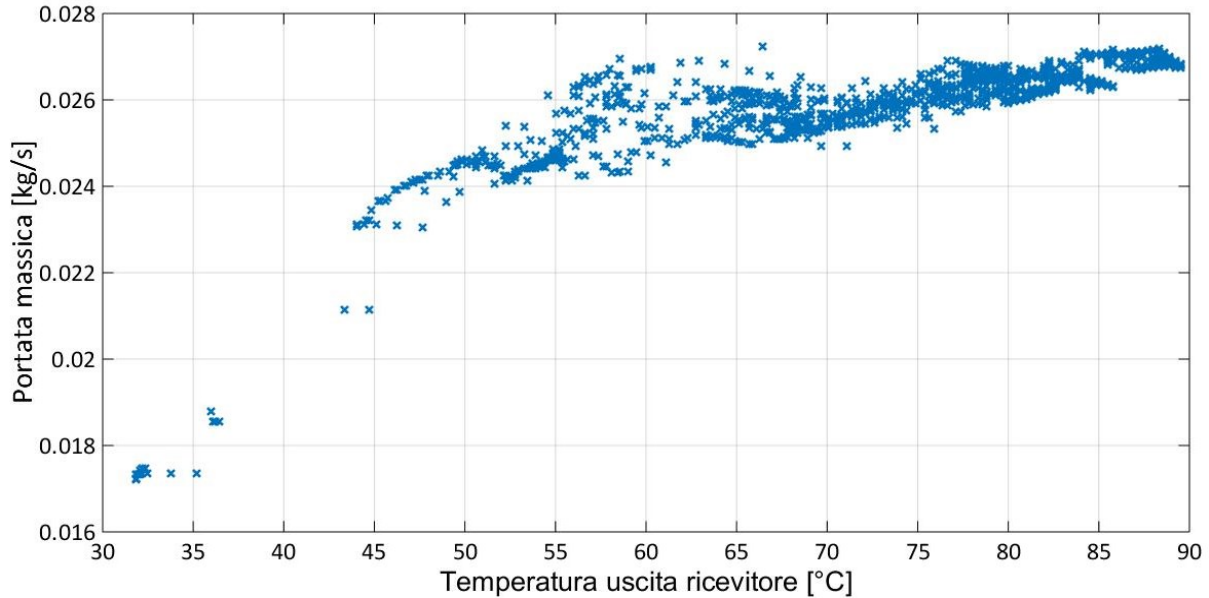


Figura 217: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 1 settembre 2015

Anche nel giorno 244 la potenza termica ha un andamento molto simile a quello della DNI, si differenzia soltanto a causa dell'inerzia termica del sistema. Questo comportamento può essere maggiormente apprezzato nella tarda mattinata in quanto l'irraggiamento varia molto rapidamente a causa della nuvolosità, mentre il calo delle prestazioni dell'impianto è meno accentuato. La potenza termica di picco è stata di 2,2 kW con una temperatura ambientale media ed una velocità del vento rispettivamente di 30,7 °C e 4,4 km/h. Nonostante la variazione di DNI la produzione di energia termica giornaliera si assesta intorno ai 14,56 kWh. Allo stesso tempo i rapidi cambiamenti di DNI causano significative variazioni dell'efficienza dell'impianto. In particolare i valori di picco sono stati registrati dopo i cali di radiazione diretta, ma la differenza tra temperatura in ingresso e in uscita dal ricevitore rimane comunque elevata. L'efficienza media dell'impianto per l'intera giornata è di circa il 61,6%.

La portata media del fluido termovettore è simile a quella del giorno 239 e pari a 0,0258 kg/s mentre la temperatura del fluido termovettore in uscita dal ricevitore varia sensibilmente con l'irraggiamento solare. La temperatura media del fluido in uscita dal ricevitore è di 73,5 °C mentre la differenza di temperatura è di 20°C.

Anche nel giorno 244 è possibile vedere una dipendenza lineare tra la portata massica e la temperatura del fluido termovettore in uscita dal ricevitore.

È possibile concludere che anche in una giornata parzialmente nuvolosa la produzione di energia termica dell'impianto e anche la sua efficienza rimangono ancora elevati. Infatti maggiore è la differenza di temperatura del fluido termovettore al ricevitore, minore è l'efficienza del sistema, poiché le perdite termiche sono più elevate.

6.3.2 Misuratore di portata Omega

Analizzati i dati ottenuti si è visto che la portata volumetrica misurata, con il misuratore di portata Altenic USC, nelle prove precedenti è compresa tra i 0,02 e i 0,025 l/s. Per questo motivo si è scelto di utilizzare il misuratore di portata FLR 1012 St della Omega Engineering, il quale ha un range di misura più idoneo per l'impianto. Nella tabella sotto sono riportate le prestazioni dell'impianto durante la campagna sperimentale.

Giorno	N° giorno	Orario	T media [°C]	U media [%]	En. Prodotta [kWh]	Efficienza media [%]
09/10/2015	282	9:57-16:18	17	87	5	-
12/10/2015	285	9:45-17:13	15	77	14	70,6
22/10/2015	295	9:42-16:54	13	67	3	20
02/11/2015	306	9:06-16:00	11	86	15	60,7
03/11/2015	307	9:06-15:16	11	88	15	56,6

Tabella 44: Prestazioni dell'impianto con misuratore Omega

Anche in questo caso sono stati presi in esame due giorni: il giorno 285 (12 ottobre 2015) dove alla mattina si ha un cielo sereno per poi diventare nuvoloso nel pomeriggio, ed il giorno 306 (2 Novembre 2015) che è una giornata caratterizzata da tempo variabile. Il 9 e 22 ottobre sono caratterizzati da giornate molto nuvolose infatti l'impianto CSP ha prodotto un'energia termica molto bassa.

6.3.2.1 Giorno 285 (12 Ottobre 2015)

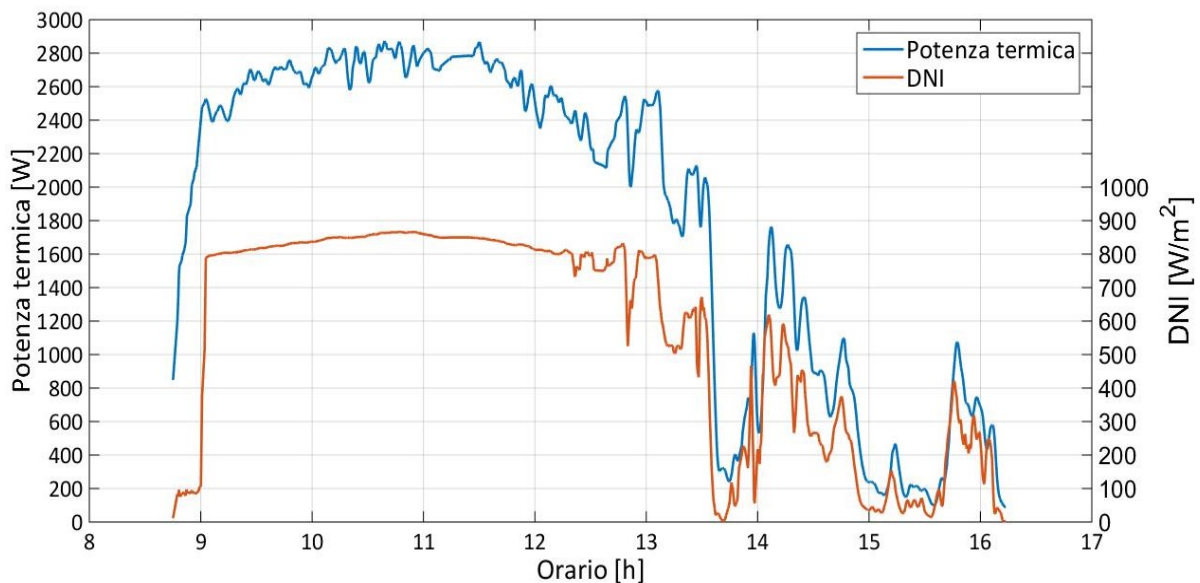


Figura 218: Potenza termica e DNI, 12 ottobre 2015

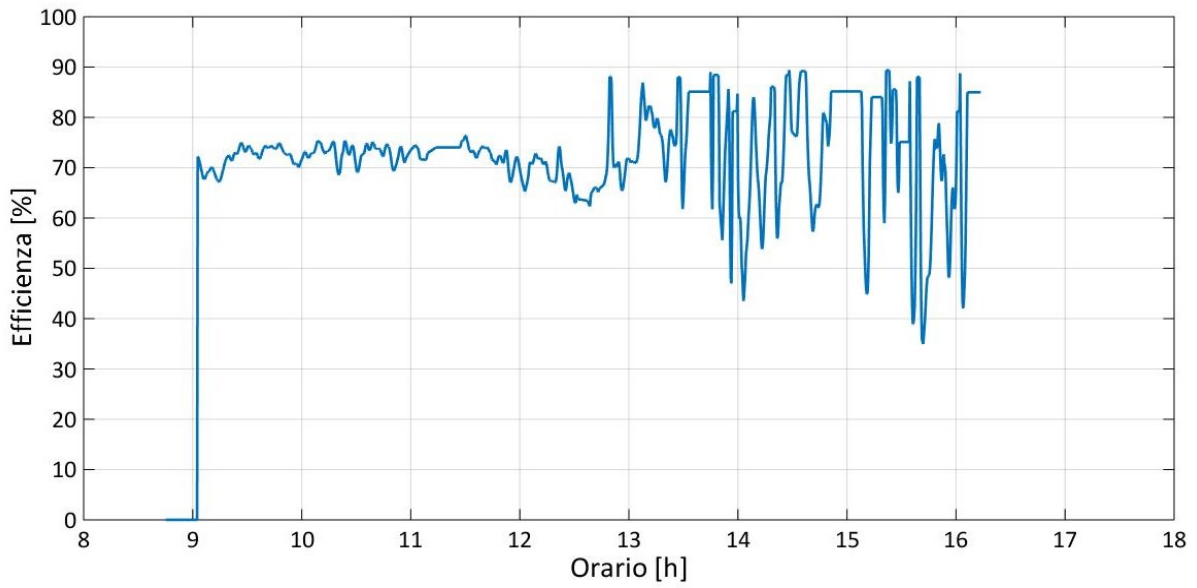


Figura 219: Efficienza, 12 ottobre 2015

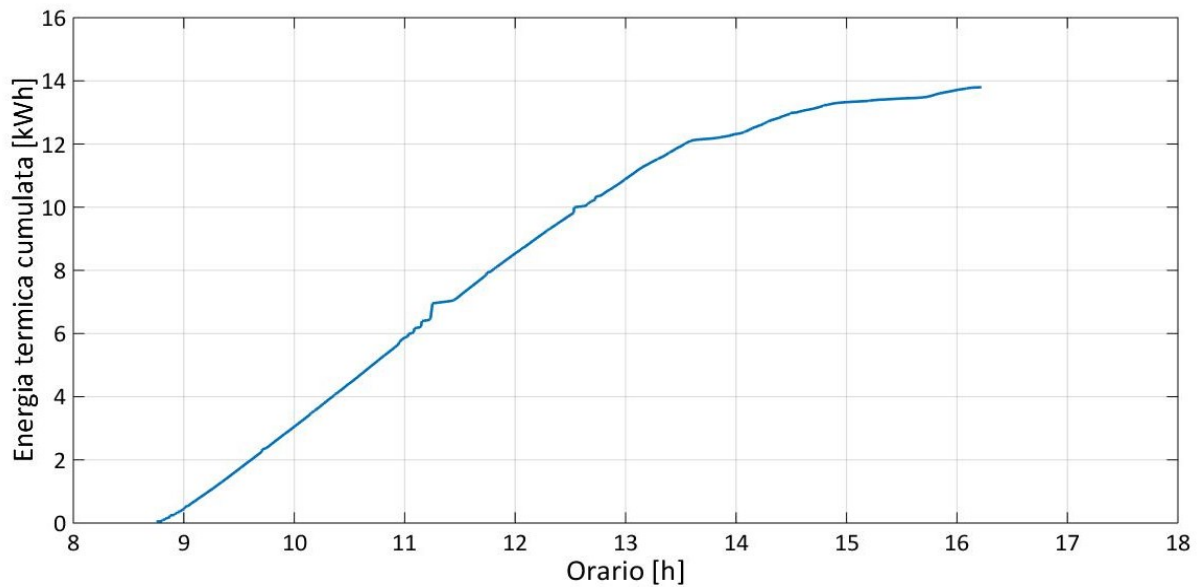


Figura 220: Energia termica prodotta, 12 ottobre 2015

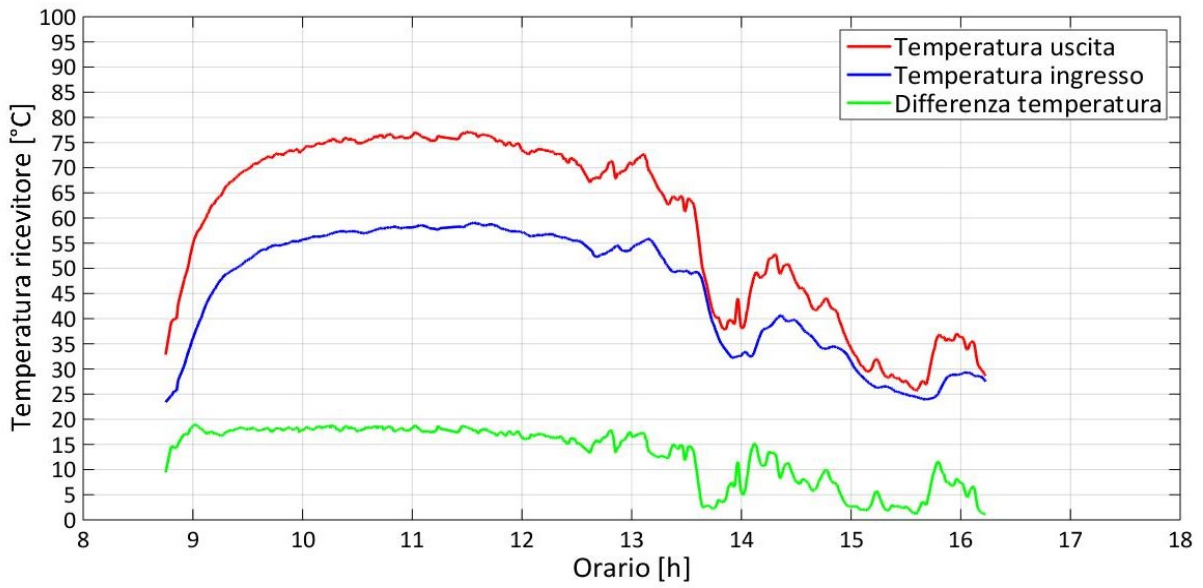


Figura 221: Temperature e delta T, 12 ottobre 2015

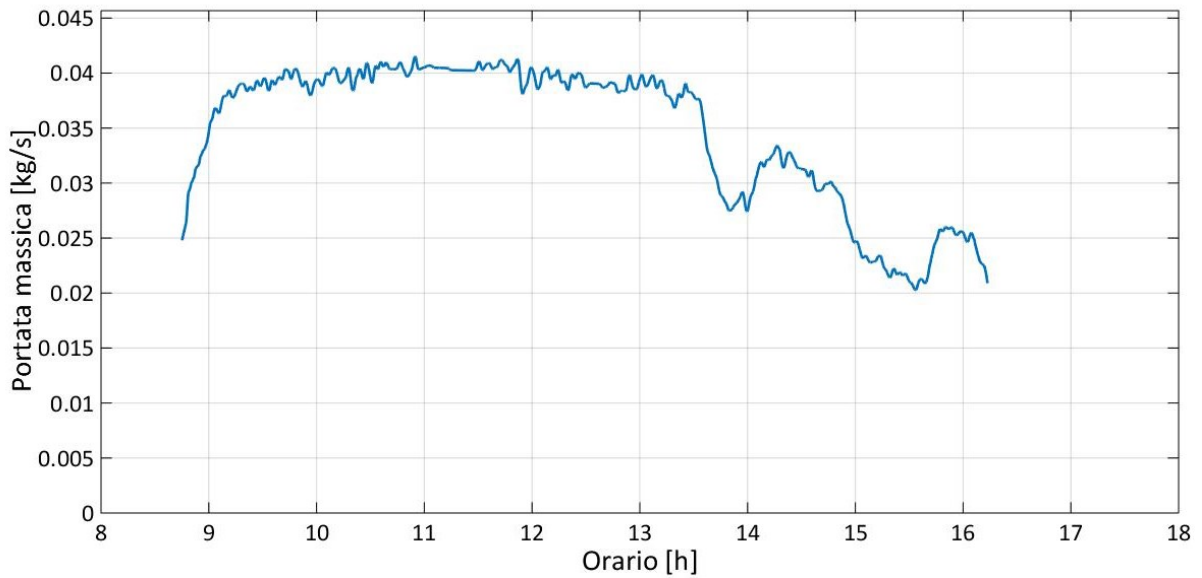


Figura 222: Portata massica, 12 ottobre 2015

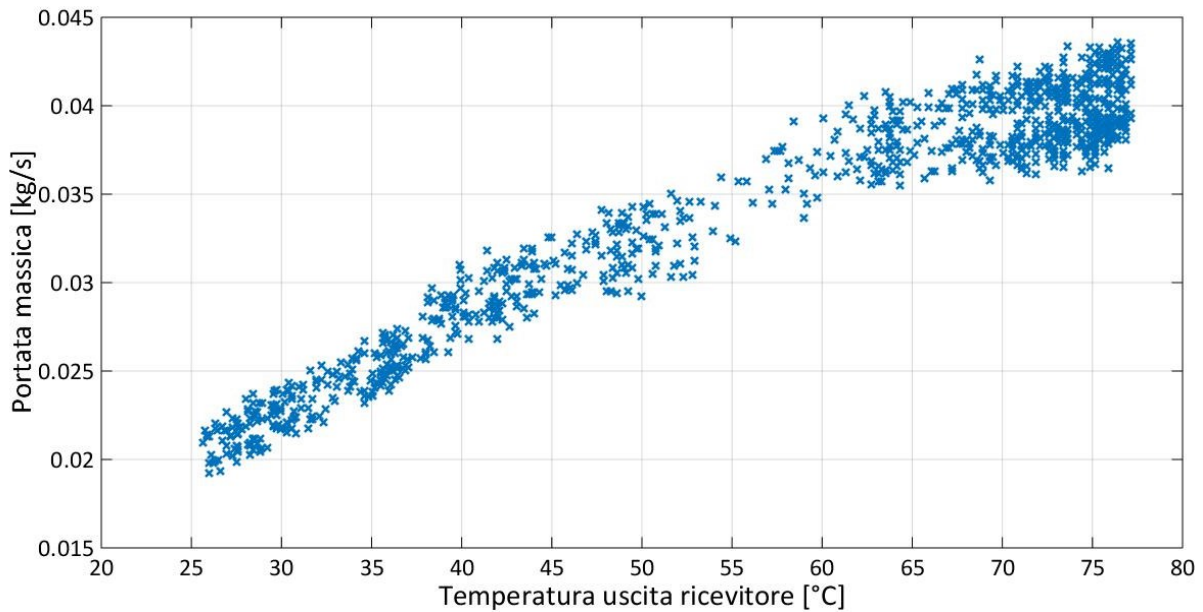


Figura 223: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 12 ottobre 2015

Dalla Figura 218 è possibile vedere che per tutta la mattina si è avuto un irraggiamento costante con valori al di sopra dei 800 W/m^2 , dalle ore 12 invece il valore d'irraggiamento diretto si abbassa a causa dell'aumento della nuvolosità. Come nel giorno 244 la potenza termica ha un andamento molto simile a quello della DNI, si differenziano soltanto a causa dell'inerzia termica del sistema. Questo comportamento può essere maggiormente apprezzato durante il pomeriggio in quanto l'irraggiamento varia molto rapidamente a causa della nuvolosità, mentre il calo delle prestazioni dell'impianto è meno accentuato. La potenza di picco è pari a $2,8 \text{ kW}$. Nonostante l'aumento di nuvolosità la produzione di energia termica giornaliera si assesta intorno ai 14 kWh . A causa delle rapide variazioni di DNI si hanno significative variazioni per quanto riguarda l'efficienza dell'impianto. In particolare, come nel giorno 244, i valori di picco sono stati registrati dopo i cali di radiazione diretta. L'efficienza media dell'impianto per l'intera giornata è pari al $71,16 \%$.

Con il misuratore FLR 1012 St, a differenza del misuratore Altecnic, sono stati misurati valori di portata massica più elevate in quando durante la mattina con elevati valori di DNI, sono stati registrati valori di portata massica pari a $0,04 \text{ kg/s}$. Inoltre con questo misuratore al variare dell'irraggiamento e di conseguenza della temperatura del fluido termovettore si registrano variazioni di portata massica più rilevanti rispetto al misuratore di portata Altecnic. Dal grafico della portata è possibile vedere che dalle ore 13 in poi l'andamento della portata massica è molto simile a quello della temperatura del fluido termovettore in uscita dal ricevitore. La temperatura media del fluido in uscita dal ricevitore è di $58,2 \text{ °C}$.

6.3.2.2 Giorno 306 (2 Novembre 2015)

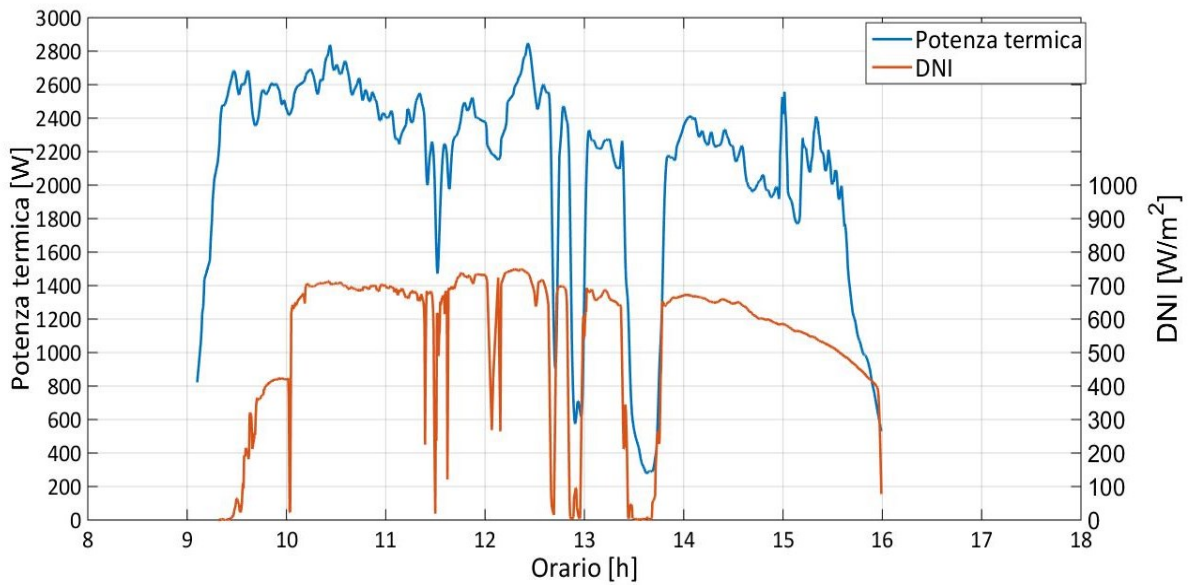


Figura 224: Potenza termica e DNI, 2 novembre 2015

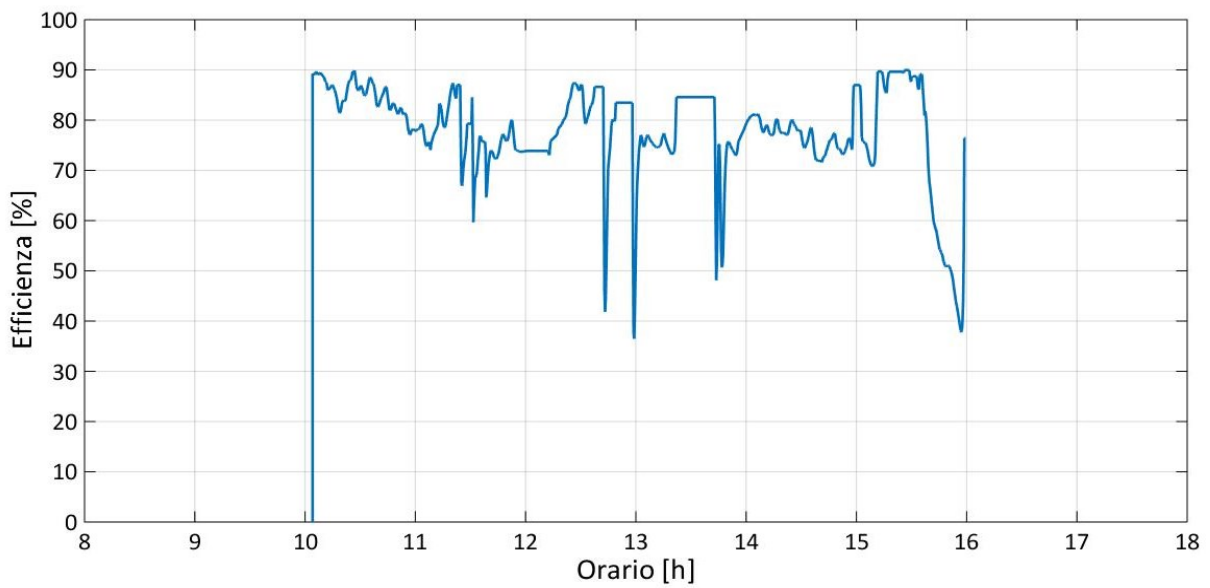


Figura 225: Efficienza, 2 novembre 2015

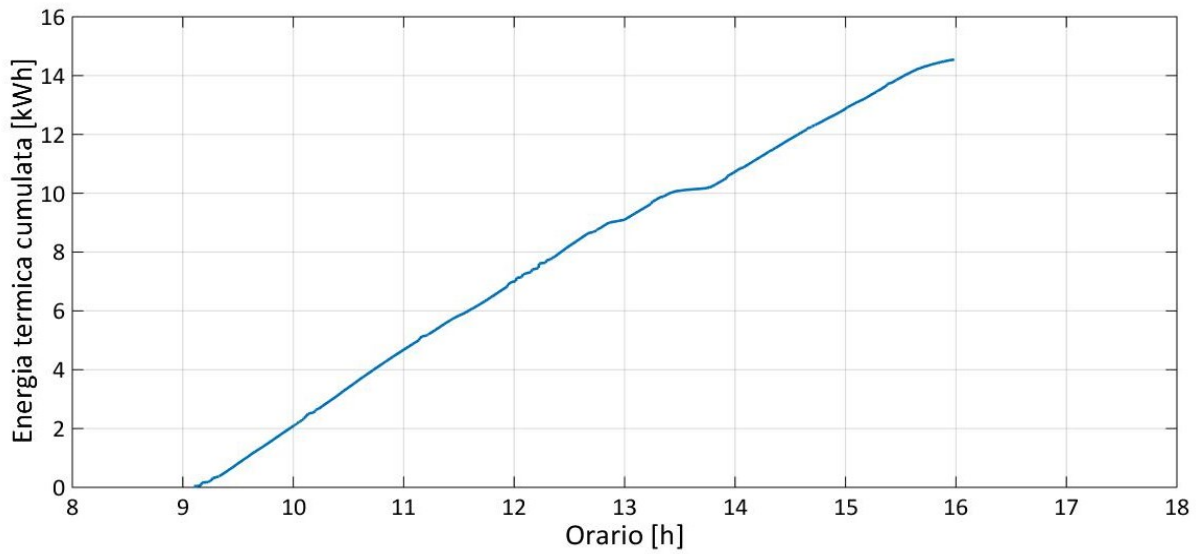


Figura 226: Energia termica prodotta, 2 novembre 2015

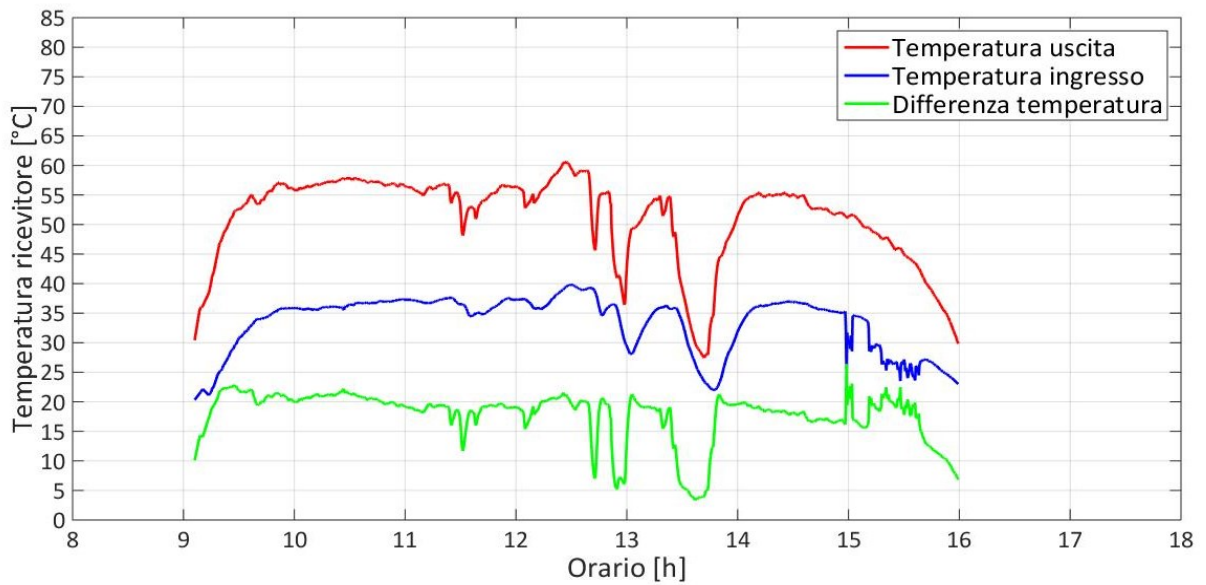


Figura 227: Temperature e delta T, 2 novembre 2015

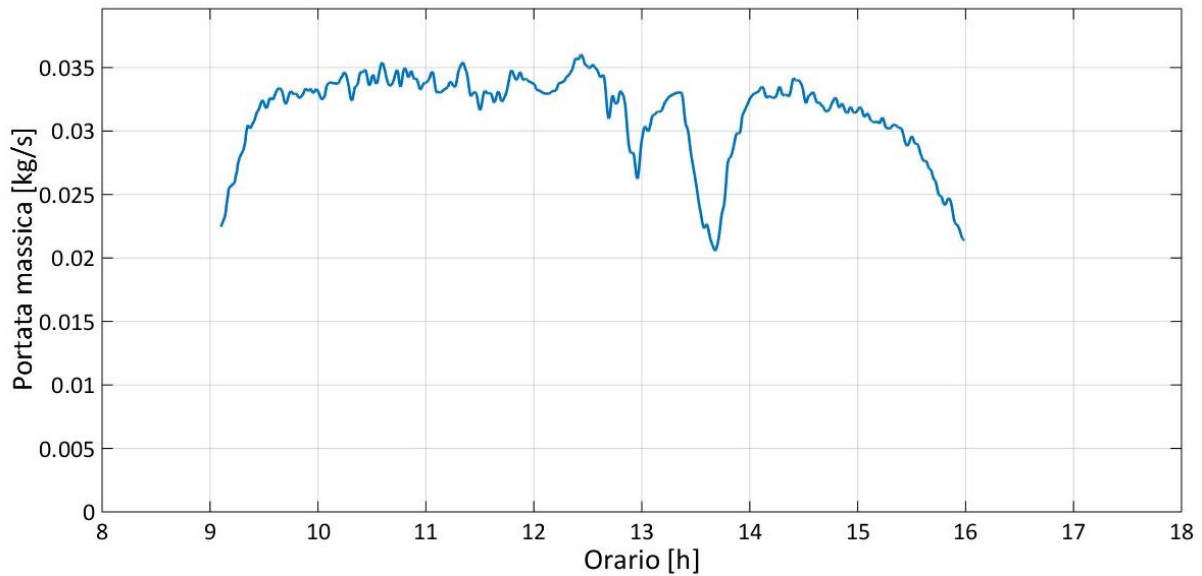


Figura 228: Portata massica, 2 novembre 2015

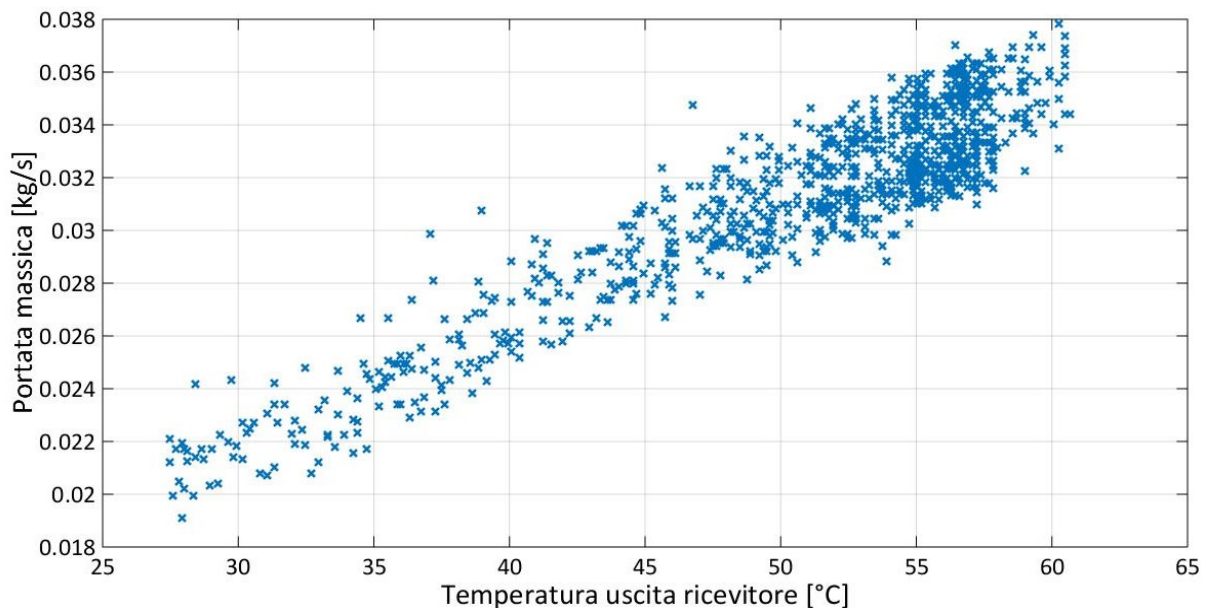


Figura 229: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 2 novembre 2015

La giornata non è caratterizzata da elevati valori d'irraggiamento, i valori d'irraggiamento registrati dalle ore 9 fino alle ore 10 non sono veritieri in quanto il pireliometro era parzialmente in ombra. Durante la giornata si sono registrati valori massimi di potenza pari a 2,8 kW con una temperatura ambiente media di 11 °C e con una velocità media del vento pari a 8 km/h. L'impianto durante l'intera giornata ha prodotto circa 15kWh. L'efficienza del sistema, durante la giornata, è compresa tra 70 e 80 %. Le variazioni di efficienza sono dovute alla nuvolosità che fa variare repentinamente il valore dell'irraggiamento. I valori di portata massica sono

leggermente inferiori rispetto al giorno 285 in quanto si è registrato un valore massimo di portata pari a 0,035 kg/s. Questa diminuzione di portata può essere dovuta alle minori temperature raggiunte durante le prove; visto che la temperatura massima del fluido in uscita dal ricevitore è pari a 60,68 °C, invece la temperatura media del fluido in uscita è pari a 51 °C.

Anche in questo caso, come il giorno 285, l'andamento della portata massica è molto simile all'andamento della temperatura del fluido in uscita dal ricevitore; questo andamento evidenzia la relazione che c'è tra la temperatura del fluido e la portata misurata dallo strumento. Dal Figura 229 è possibile vedere la relazione lineare tra la portata massica e la temperatura di uscita dal ricevitore del fluido termovettore.

Dai risultati ottenuti è possibile notare che con il misuratore di portata Omega si sono registrati valori di potenza più elevati, ciò è dovuto alla maggiore portata massica misurata dal misuratore di portata Omega.

6.4 Validazione del modello numerico

Parallelamente alla campagna sperimentale si sono calcolate le prestazioni del prototipo anche per via analitica, attraverso un algoritmo. Il modello numerico utilizzato si basa su una procedura di simulazione ray-tracing ed è stata sviluppata precedentemente per un impianto a concentrazione composto da 90 eliostati [79]. Per modellare la riflessione della luce solare sul ricevitore deve essere noti la posizione del sole, del ricevitore e degli specchi. Il primo parametro è ottenibile attraverso l'algoritmo di Michalsky una volta conosciute le coordinate del punto d'installazione del prototipo, la data e l'ora del giorno; invece la posizione del ricevitore e degli specchi possono essere calcolati dai disegni del prototipo.

Il principio che definisce lo spostamento degli eliostati al fine di riflettere la radiazione solare sul ricevitore si basa sul fatto che il vettore normale allo specchio deve sempre essere la bisettrice dei raggi del sole e del vettore dei raggi solari riflessi.

Lo scopo è quello di convalidare il modello numerico attraverso i risultati delle prove sperimentali, in modo tale che il modello numerico può essere utilizzato come supporto alla progettazione di altri impianti CSP di piccola taglia, ed inoltre può essere utilizzato per valutare le prestazioni di un impianto in località differenti.

6.4.1 Modello numerico

Come detto in precedenza il modello numerico era stato sviluppato per impianto termico a concentrazione con 90 eliostati; indipendentemente dal numero, il prototipo può essere visti come una matrice di eliostati $n \times m$, dove la posizione di ciascun eliostato viene indicizzata come (i,j) dove i e j indicano lo specchio della i -esima riga e j -esima colonna del concentratore. In generale è possibile assegnare qualsiasi posizione a ciascun eliostato. L'insieme degli specchi del concentratore preso in esame può essere visto come una matrice 5×5 . Le

colonne (j) degli eliostati sono sfalsate tra di loro per ridurre le perdite per ombreggiamento reciproco tra gli specchi nelle prime ed ultime ore del giorno. Gli specchi sono stati modellati, per semplicità, con una forma quadrata avente un'area pari a quella reale.

Le coordinate del centro di ciascun specchio sono calcolate del seguente modo:

$$P_{i,j} = \begin{bmatrix} x_{P,i,j} \\ y_{P,i,j} \\ z_{P,i,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{l}{2} + (l + d_{jj+1}) \cdot (i - 1) \\ (h + d_{ii+1}) \cdot (m - j) + \frac{(h + d_{ii+1})}{2} \cdot (1 - res) \\ hz \end{bmatrix}$$

Dove, “l” corrisponde al lato dello specchio, “d_{jj+1}” rappresenta la distanza tra due specchi di due colonne adiacenti, “d_{ii+1}” quella tra due specchi di due righe adiacenti, h sarebbe l'altezza dell'esagono, ma nel caso in questione, essendo lo specchio rappresentato da un quadrato, corrisponde di nuovo ad “l”. “hz” corrisponde all'altezza da terra di ciascuno specchio, mentre “res” è un parametro che vale 1 per le colonne pari e 0 per quelle dispari, e serve a traslare la posizione degli specchi nelle colonne dispari. Il calcolo viene fatto prima considerando il piano degli eliostati parallelo al suolo e senza tenere conto della presenza del meccanismo di movimentazione che altera la posizione del centro di ciascun eliostato.

Successivamente si introduce la possibilità di ruotare il piano degli eliostati attorno all'asse x di un certo angolo ϕ (nel nostro caso $\phi=15^\circ$). La posizione del centro degli specchi applicando la rotazione rispetto al terreno cambia in questo modo:

$$P_{ri,j} = \begin{bmatrix} x_{P,i,j} \\ y_{P,i,j} \\ z_{P,i,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{P,i,j} \\ y_{P,i,j} \cdot (\cos \phi) - z_{P,i,j} \cdot (\sin \phi) \\ z_{P,i,j} \cdot (\sin \phi) - y_{P,i,j} \cdot (\cos \phi) \end{bmatrix}$$

X_F, Y_F, Z_F sono le coordinate del centro del ricevitore.

La distanza di ogni eliostato dal ricevitore, in modulo, può essere calcolata con la formula.

$$d_{F-Pr,i,j} = \sqrt{(X_F - X_{Pr,i,j})^2 + (Y_F - Y_{Pr,i,j})^2 + (Z_F - Z_{Pr,i,j})^2}$$

Il versore specchio-ricevitore r_{ij} viene calcolato come:

$$r_{i,j} = \begin{bmatrix} r_{X,i,j} \\ r_{Y,i,j} \\ r_{Z,i,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (X_F - X_{Pr,i,j})/d_{F-Pr,i,j} \\ (Y_F - Y_{Pr,i,j})/d_{F-Pr,i,j} \\ (Z_F - Z_{Pr,i,j})/d_{F-Pr,i,j} \end{bmatrix}$$

Tramite l'algoritmo di Michalsky vengono calcolati gli angoli solari di azimut e zenit, tale l'algoritmo rappresenta un buon compromesso tra precisione e velocità di elaborazione.

Il versore del raggio solare incidente s_{ij} , è definito:

$$\mathbf{s}_{i,j} = \begin{bmatrix} s_{X,i,j} \\ s_{Y,i,j} \\ s_{Z,i,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \vartheta_s \sin \alpha_s \\ \cos \alpha_s \cos \vartheta_s \\ \sin \alpha_s \end{bmatrix}$$

In cui ϑ_s e α_s rappresentano rispettivamente lo zenit e l'azimut solare.

Adesso è possibile calcolare il vettore \mathbf{N}_{ij} ed il versore normale \mathbf{n}_{ij} per ciascuno specchio come somma dei versori del raggio incidente e di quello riflesso.

$$\mathbf{N}_{ij} = \mathbf{s}_{ij} + \mathbf{r}_{ij}$$

$$\mathbf{n}_{i,j} = \begin{bmatrix} n_{X,i,j} \\ n_{Y,i,j} \\ n_{Z,i,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N_{xij}/|N| \\ N_{yij}/|N| \\ N_{zij}/|N| \end{bmatrix}$$

Il vettore bisettrice \mathbf{n}_{ij} è calcolato per ciascuno dei 25 eliostati ed è trasformato da un vettore cartesiano in un sistema di coordinate sferiche per ottenere l'angolo di elevazione ϑ_{ij} e l'angolo azimutale α_{ij} .

$$\vartheta_{ij} = 90 - \operatorname{atan2} \left(n_{z,i,j}, \sqrt{n_{x,i,j}^2 + n_{y,i,j}^2} \right)$$

$$\alpha_{ij} = -\operatorname{atan2}(n_{y,i,j}, n_{x,i,j}) - 90$$

Per calcolare l'effettivo ammontare della radiazione riflessa con una risoluzione ragionevolmente alta, ciascuno specchio è stato diviso in una matrice 41×41 (1681 quadratini), ogni quadratino ha una sezione di 1 Cm^2 . Per ciascun quadratino, vengono calcolate le coordinate del centro di massa e la distanza dal ricevitore. Applicando il vettore specchio-ricevitore al baricentro del pezzettino di area è possibile determinare dove il raggio riflesso intercetta il ricevitore. Le coordinate del punto G_{rkl} di arrivo all'assorbitore sono:

$$G_{rkl} = \begin{bmatrix} x_{Gr,kl} \\ y_{Gr,kl} \\ z_{Gr,kl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_G + d_{G-\pi kl} \cdot r_{x,kl} \\ y_G + d_{G-\pi kl} \cdot r_{y,kl} \\ z_G + d_{G-\pi kl} \cdot r_{z,kl} \end{bmatrix}$$

Dove $d_{G-\pi kl}$ rappresenta la distanza tra il punto centrale di ciascuna piccola area di coordinate X_g, Y_g, Z_g , ed il piano del ricevitore:

$$d_{G-\pi,kl} = \frac{-q - a \cdot x_{G,kl} - b \cdot y_{G,kl} - c \cdot z_{G,kl}}{a \cdot r_{x,kl} + b \cdot r_{y,kl} + c \cdot r_{z,kl}}$$

Nell'algoritmo, per calcolare l'effettiva area degli specchi che contribuisce alla concentrazione della radiazione si tiene anche conto dell'effetto coseno. Il coseno dell'angolo tra la normale alla superficie dello specchio e il versore solare è dato dal loro prodotto scalare.

$$\cos \beta = \mathbf{s} \cdot \mathbf{n} = \mathbf{n} \cdot \mathbf{r}$$

Moltiplicando il coseno dell'angolo per l'area del quadratino si ottiene il valore dell'area effettiva utile (sempre del quadratino) al netto dell'effetto coseno.

$$S_{u,kl} = S_{kl} \cos \beta$$

Sommando tutti i contributi si trova l'area utile di ciascuno specchio e sommando i contributi di ciascuno specchio si arriva all'area totale, utile, al netto dell'effetto coseno.

$$S_{u,ij} = \sum_k \sum_l S_{u,kl}$$

$$S_{u,tot} = \sum_i \sum_j S_{u,ij}$$

Nell'algoritmo viene anche considerato l'effetto dell'ombreggiamento.

6.4.2 Risultati modello numerico

Per validare il modello numerico si sono presi in esame le prove sperimentali effettuate con il misuratore di portata della Altenic perché si hanno a disposizione più giorni di prove sperimentali. Il modello numerico descritto nel capitolo precedente è scritto in Matlab.

Tramite il modello numerico sono state valutate le prestazioni dell'impianto nei giorni 239 e 244, considerando le reali condizioni ambientali, con un passo temporale di 5 minuti. Per quanto riguarda il coefficiente di riflessione, dello strato riflettente usato negli eliostati, è stato impostato al 90% in conformità alla dichiarazione del produttore [80]. Per valutare l'efficienza ottica effettiva del sistema è stato preso in considerazione l'effetto coseno; invece sono stati trascurati gli errori d'inseguimento.

Dalla Figura 230 è possibile vedere che i risultati ottenuti con il modello numerico sono in buon accordo con i risultati ottenuti con le prove sperimentali. Il modello numerico dipende strettamente dall'irraggiamento diretto. Con il modello numerico non viene presa in considerazione l'inerzia termica che si ha nel sistema reale, di conseguenza le rapide variazioni di irraggiamento diretto hanno una risposta più lenta con il sistema sperimentale, a causa dell'inerzia termica, rispetto alla simulazione; questo comporta ad avere dei transitori molto veloci.

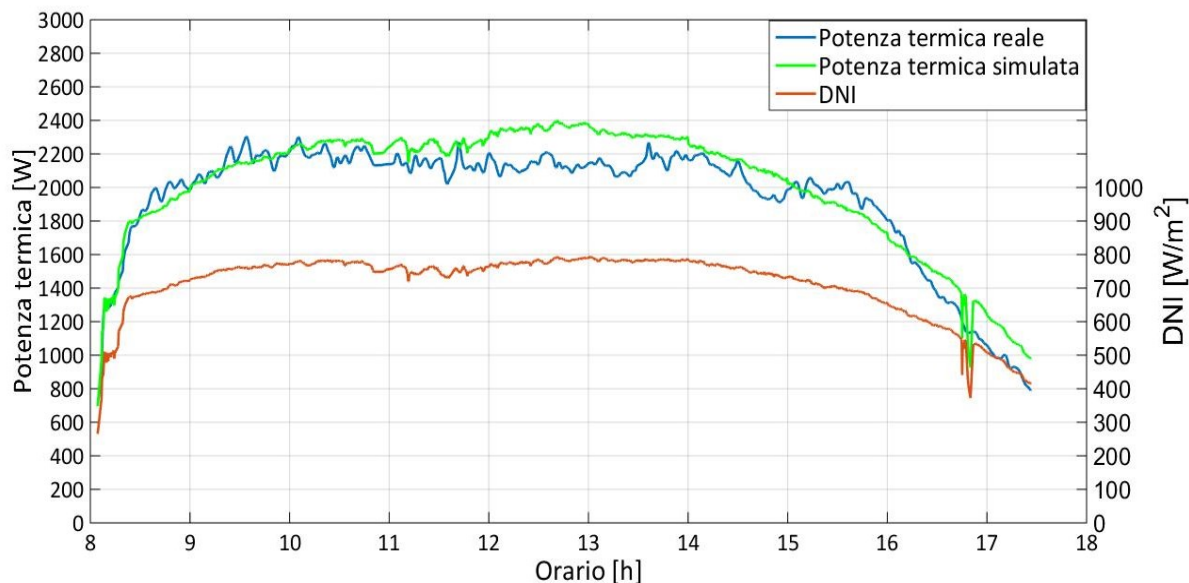


Figura 230: Confronto tra performance simulata e reale, 27 agosto 2015

Per quanto riguarda il giorno 239, tramite la simulazione si è calcolata un'energia termica cumulata nell'intera giornata pari a 18,8 kWh contro i 18,35 kWh ottenuti tramite la prova sperimentale. La simulazione ha restituito un valore di energia giornaliera prodotta superiore del 2,93 % rispetto al risultato sperimentale.

Il giorno 244, rispetto al giorno 239, è caratterizzato da una radiazione solare diretta molto variabile; la Figura 231 riporta l'andamento della produzione di energia termica simulata e reale.

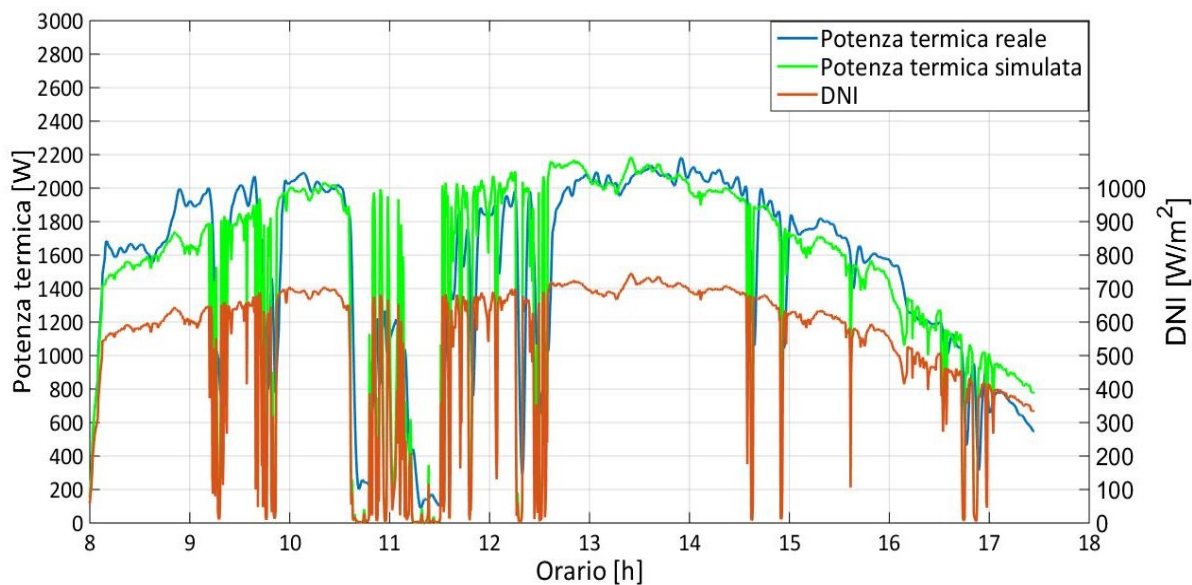


Figura 231: Confronto tra performance simulata e reale, 1 settembre 2015

In questo caso, la produzione di energia termica giornaliera cumulata nell'analisi sperimentale è pari a 13,85 kWh mentre nella prova sperimentale era di circa 14,56 kWh con una differenza di circa 4,89%. Ciò significa che anche quando la radiazione solare diretta è molto variabile nel corso della giornata il modello numerico può prevedere le reali prestazioni dell'impianto.

Il confronto dei risultati delle simulazioni dell'impianto CSP con i dati sperimentali hanno permesso di concludere che il modello numerico è in grado di prevedere le prestazioni reali dell'impianto sia nelle giornate soleggiate sia nelle giornate con tempo variabile, ovvero con forti variazioni di irraggiamento. Il modello numerico non prende in considerazione l'inerzia termica del sistema perciò è più sensibile alle variazioni di DNI rispetto ai sistemi reali.

6.4.3 Produzione annua

Dai capitoli precedenti è possibile vedere le buone capacità di previsione del modello numerico, per questo motivo il modello è stato utilizzato per calcolare le performance del prototipo per un intero anno. I dati di irraggiamento sono stati presi dal database di Meteonorm [81] ed è stato utilizzato l'anno medio per la città di Ancona con un time step di un'ora.

I risultati della simulazione riportano una produzione di energia termica annua di circa 3740 kWh; dalla Figura 232 è possibile vedere che non considerando il periodo invernale, la produzione mensile di energia è superiore ai 300 kWh e si raggiunge un valore massimo di 544 kWh nel mese di luglio.

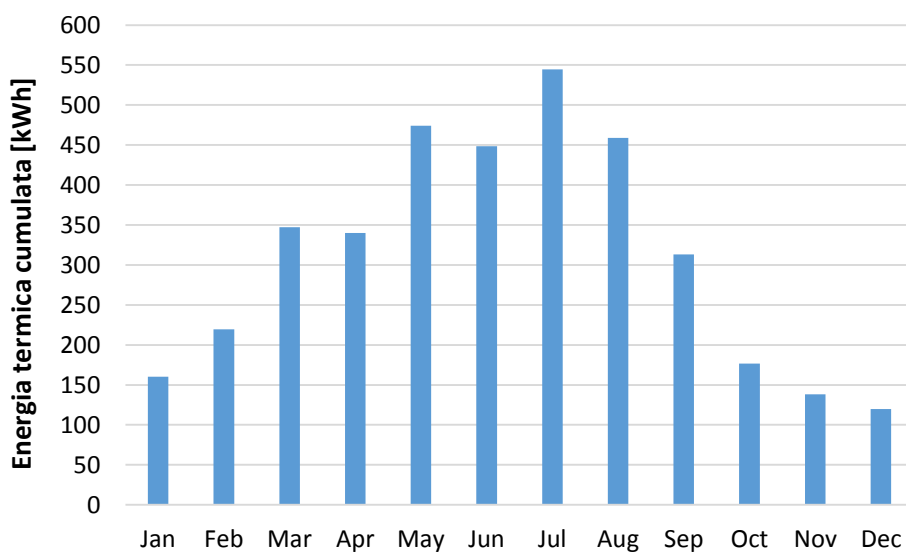


Figura 232: Produzione simulata di energia termica mensile

Mese	kWh
Gennaio	160,2
Febbraio	219,4
Marzo	347,2
Aprile	339,9
Maggio	474,1
Giugno	448,4
Luglio	544,6
Agosto	458,8
Settembre	313,2
Ottobre	176,5
Novembre	138,2
Dicembre	119,6
Totale	3740,0

Tabella 45: Produzione mensile simulata

Secondo l'ente nazionale per l'energia, ENEA [82], è possibile valutare il risparmio energetico di un sistema solare termico a pannelli piani abbinato alla tecnologia di riscaldamento tradizionale. Considerando una efficienza di una caldaia alimentata a gas naturale pari al 90% e la zona climatica di Ancona, la produzione di energia termica annua di un impianto solare termico a pannelli piani è di circa 857 kWh/m². Quindi considerando un sistema a pannelli piani con una superficie pari a 4,4 m², che corrisponde alla superficie degli eliostati del nostro sistema CSP, si avrà una produzione annua pari a 3770 kWh. Pertanto la produzione di energia termica del sistema CSP è simile a quella di un sistema solare tradizionale. Tuttavia, vale la pena notare che le condizioni meteorologiche del centro Italia, per quanto riguarda l'irraggiamento diretto, non sono idonee per la tecnologia solare a concentrazione. Un impianto nel sud Italia o nelle regioni del Medio oriente, nord Africa (MENA) sarebbe molto più performante rispetto ad un impianto solare termico tradizionale. Inoltre il sistema CSP, grazie alla ridotta area del ricevitore, può produrre energia termica a temperatura più elevata rispetto ad un impianto tradizionale anche durante il periodo invernale estendendo così il vantaggio e le potenziali applicazioni del sistema a concentrazione.

6.4.4 Studio parametri geometrici

Tramite il modello numerico è stato possibile anche valutare l'incidenza degli errori d'inseguimento solare sia per l'azimut che per lo zenit; inoltre si è valutato la superficie utile degli specchi nei vari mesi dell'anno e anche il rapporto di concentrazione.

6.4.4.1 Errori d'inseguimento

Nel modello numerico è stata introdotta la possibilità di inserire un errore angolare d'inseguimento azimutale e zenitale; questo permette di studiare come variano le prestazioni dell'impianto imponendo di volta in volta errori d'inseguimento solare. Inoltre nel modello numerico è stato introdotto uno script che ricrea l'immagine di riflessione della luce solare sul ricevitore che si avrebbe nel caso di inseguimento perfetto e poi genera l'immagine di riflessione che si verificherebbe nel caso si avesse un determinato errore d'inseguimento, e mette a confronto queste due immagini sovrapponendole. In questo modo è possibile vedere quanto può incidere un generico errore sulla forma e sulla posizione dell'immagine riflessa ad una generica ora di un generico giorno.

La simulazione è stata fatta in particolare per gli specchi (1,1), (3,3) e (5,5) e sono stati simulati errori di azimut e zenit di 1°, 3° e 5° alle ore 8 e alle ore 12 del giorno 187 (6 Luglio 2015). In ciascuna delle seguenti figure è riportato in colore blu il caso ideale e in colore rosso il caso con errore d'inseguimento.

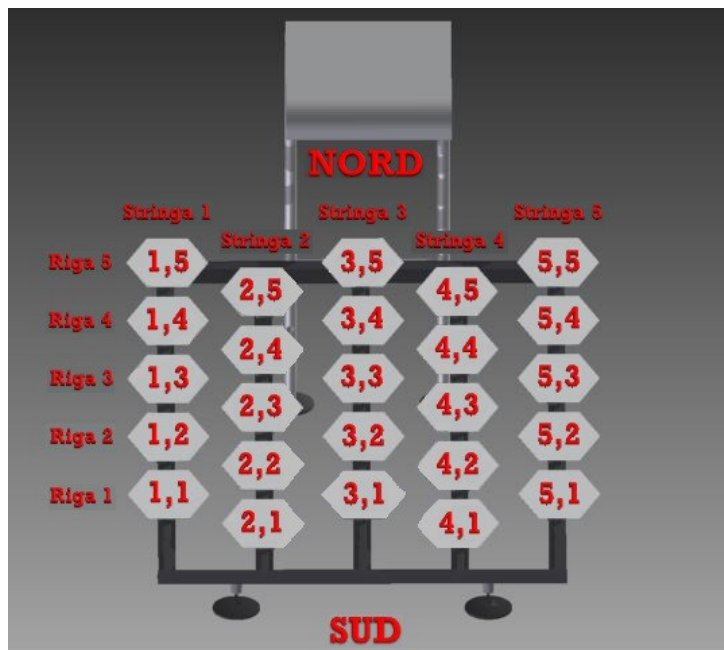
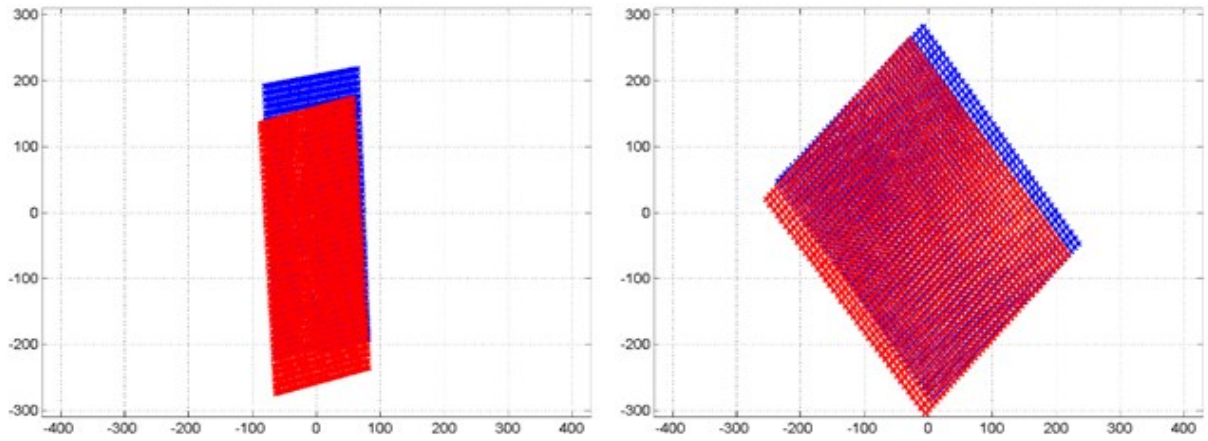
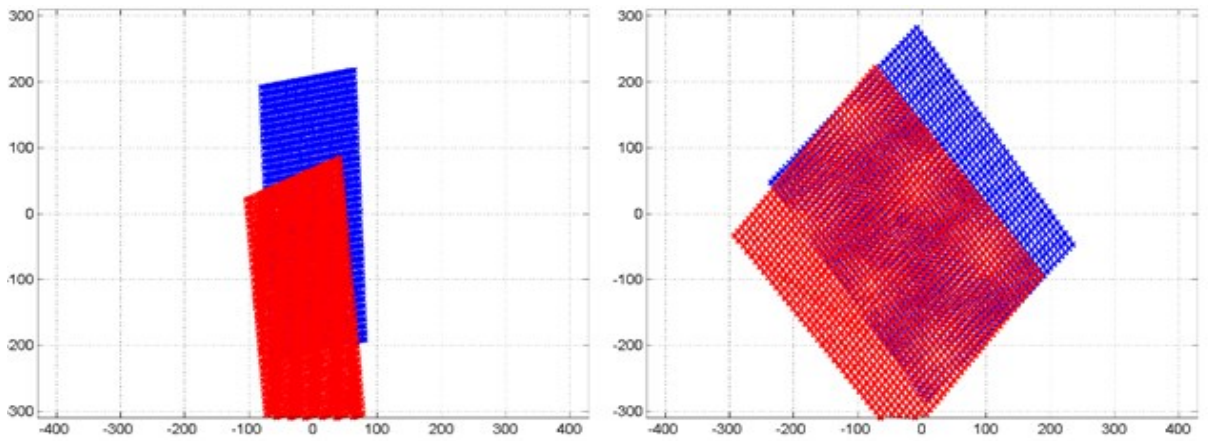


Figura 233: Mappa degli specchi

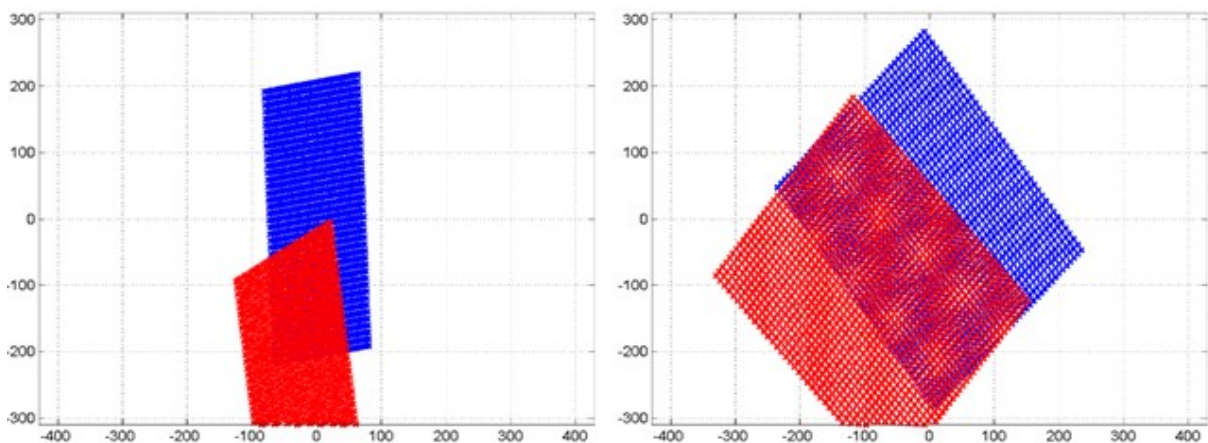
- Specchio 1,1
 - Errore azimutale



a)



b)



c)

Figura 234: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 1,1 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore azimutale di 1° (a), 3° (b), 5° (c)

○ Errore zenitale

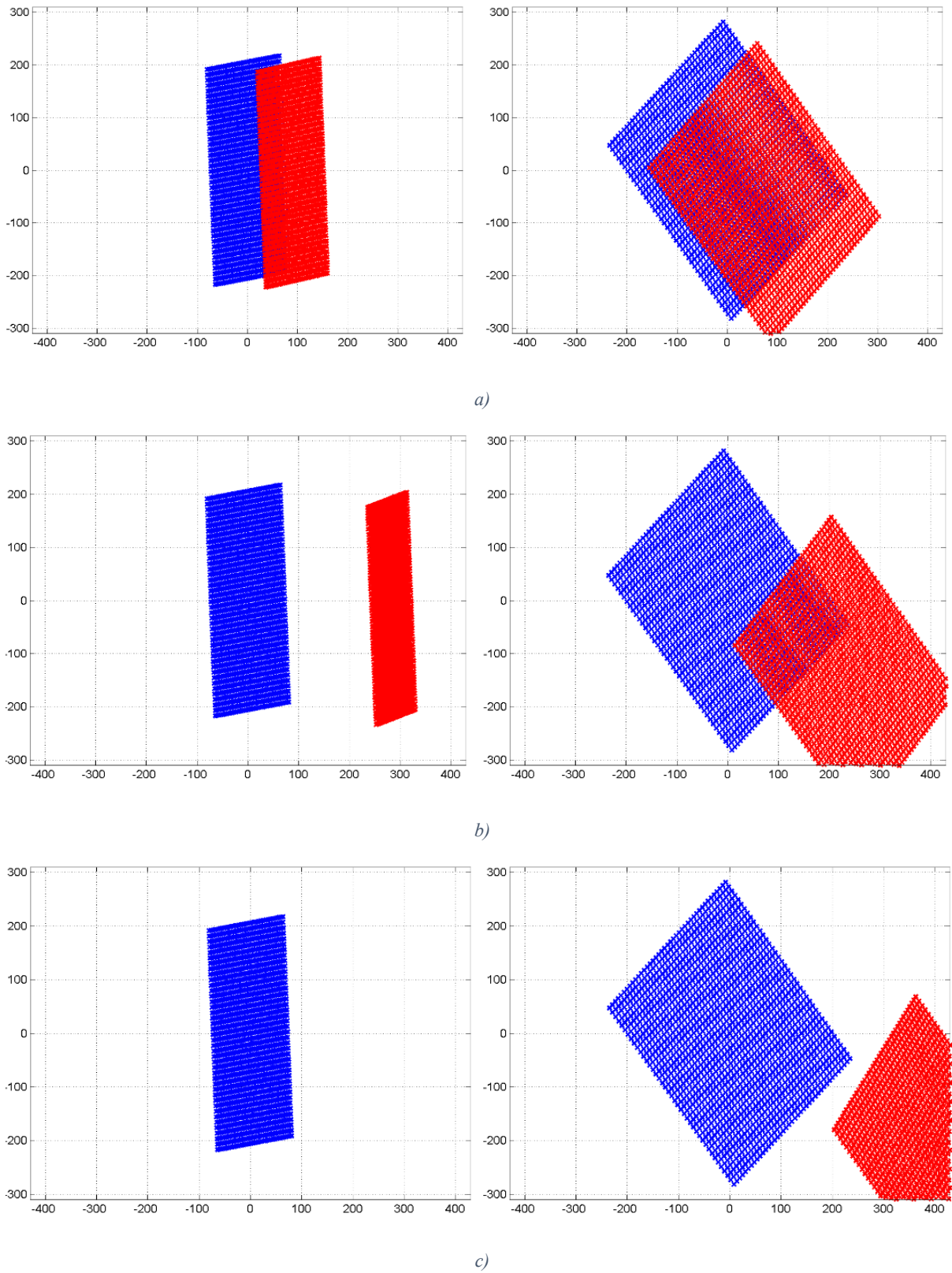
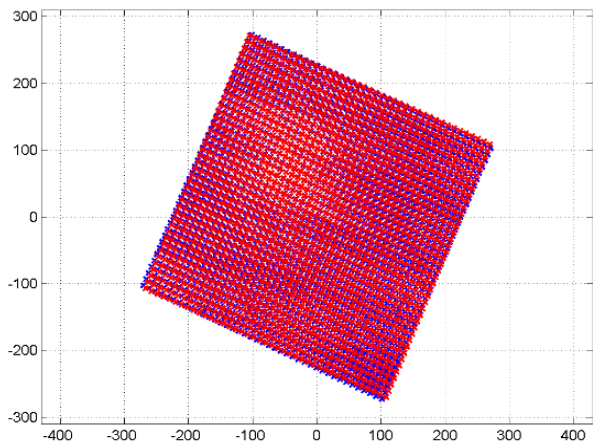
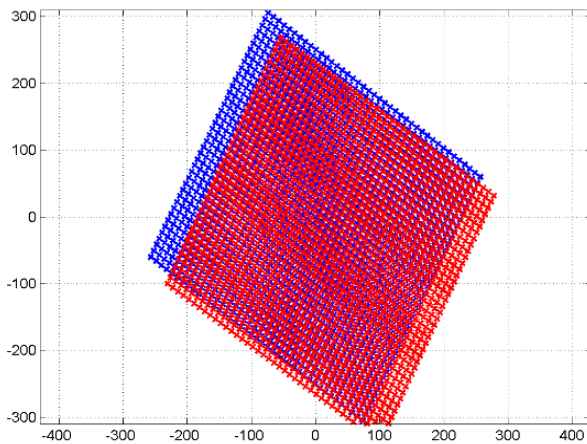


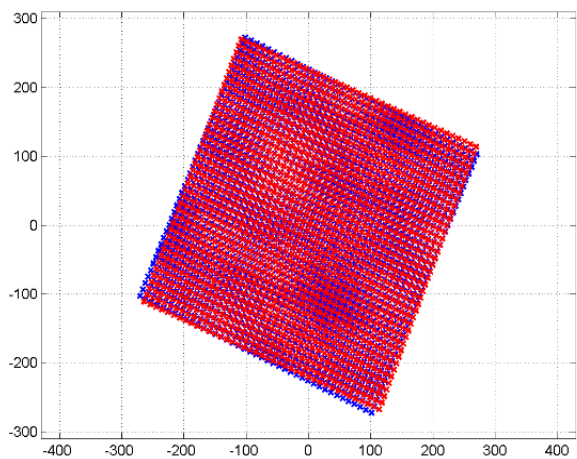
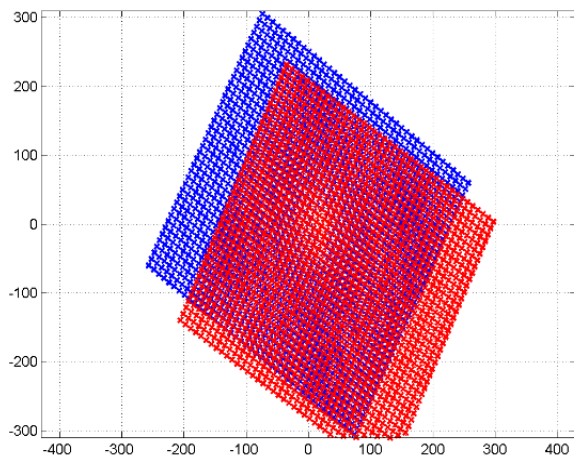
Figura 235: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 1,1 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore zenitale di 1° (a), 3° (b), 5° (c)

Le immagini precedenti mostrano come un errore d'inseguimento dello zenit provoca una maggiore distorsione e deviazione dei raggi rispetto ad un errore d'inseguimento azimutale. Inoltre la deviazione è amplificata alle ore 8 piuttosto che alle 12 (per un errore zenitale di 5° lo specchio non centra nemmeno il ricevitore). Queste immagini sono utili anche per sottolineare il concetto di effetto coseno: essendo il primo specchio quello più lontano dal Sole, alle ore 8, la sua superficie utile risulta molto più piccola (e l'angolo di accettazione molto grande).

- Specchio 3,3
 - Errore azimutale



a)



b)

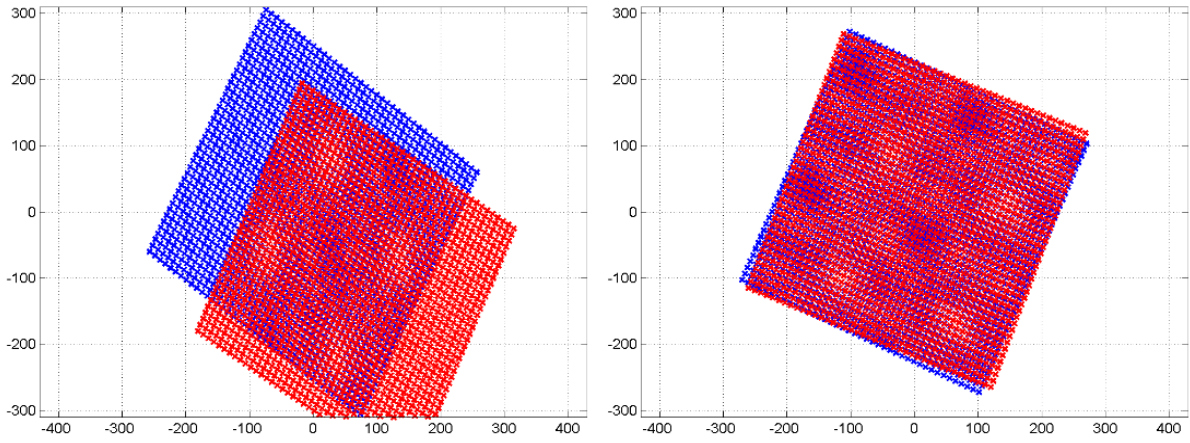
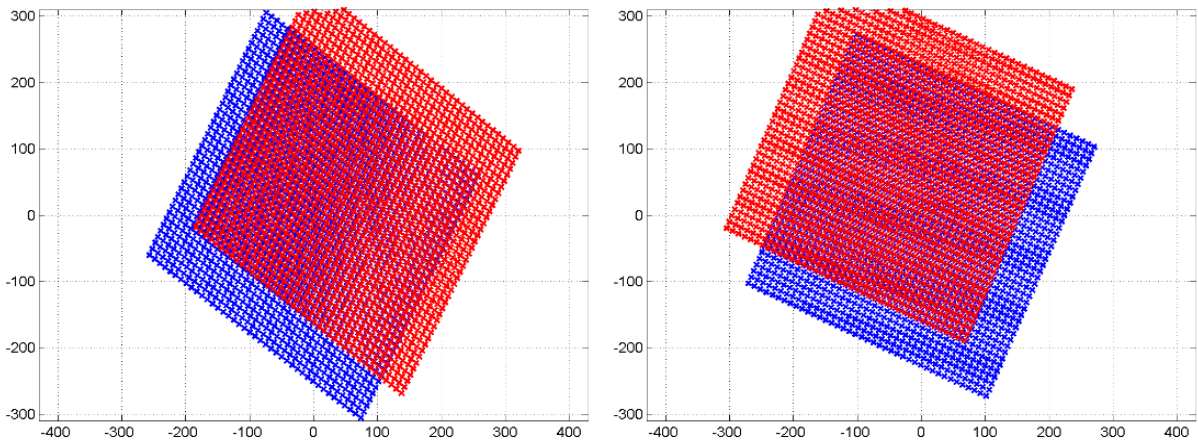
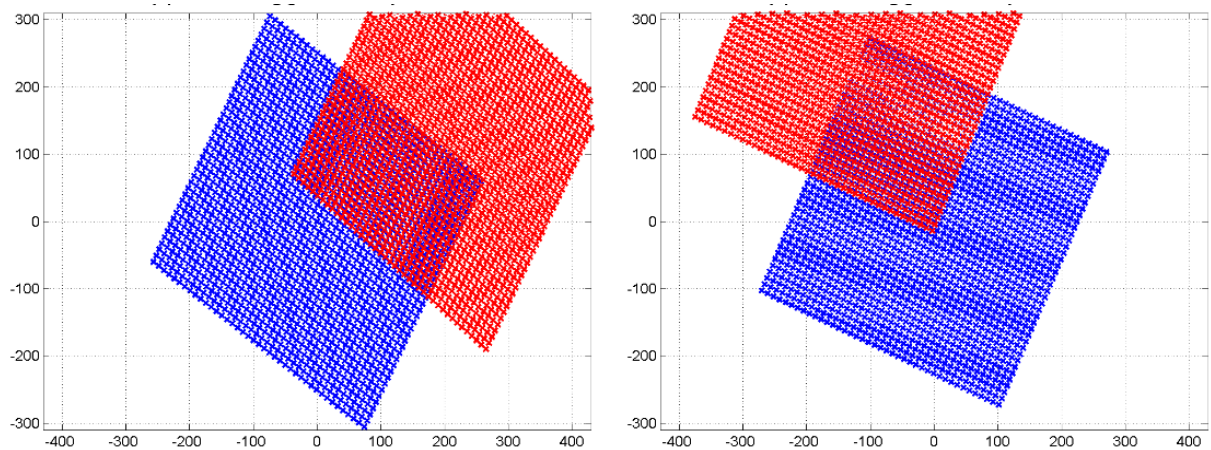


Figura 236: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 3,3 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore azimutale di 1° (a), 3° (b), 5° (c)

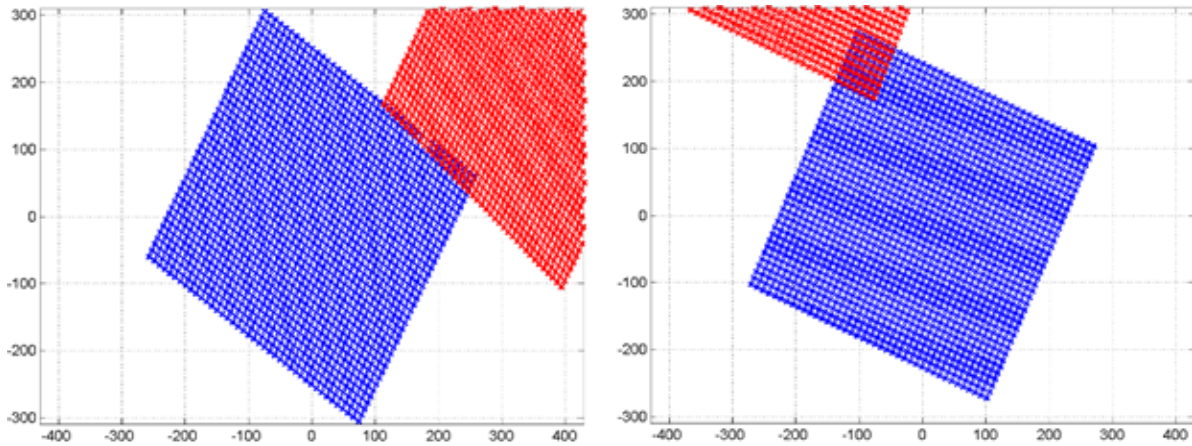
○ Errore zenitale



a)



b)

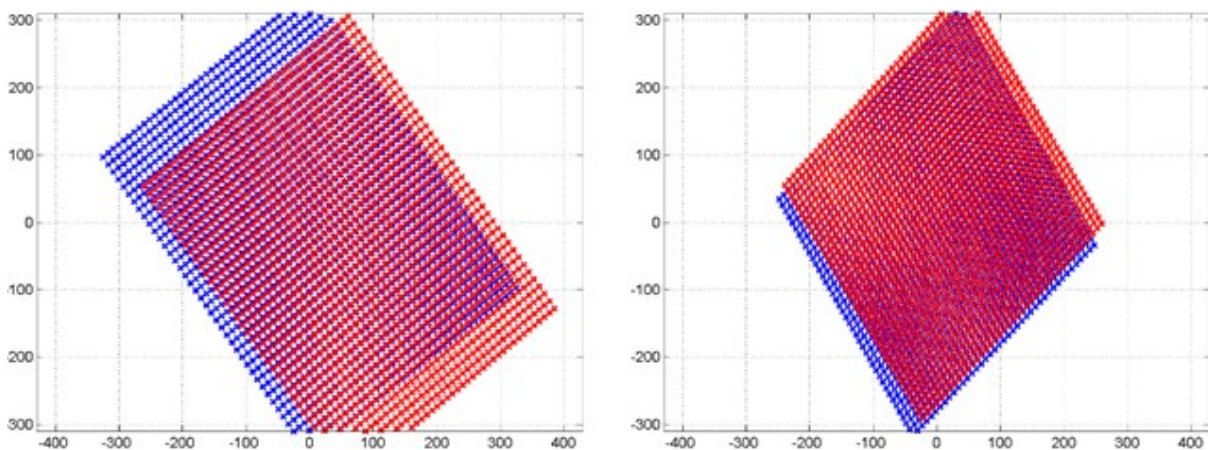


c)

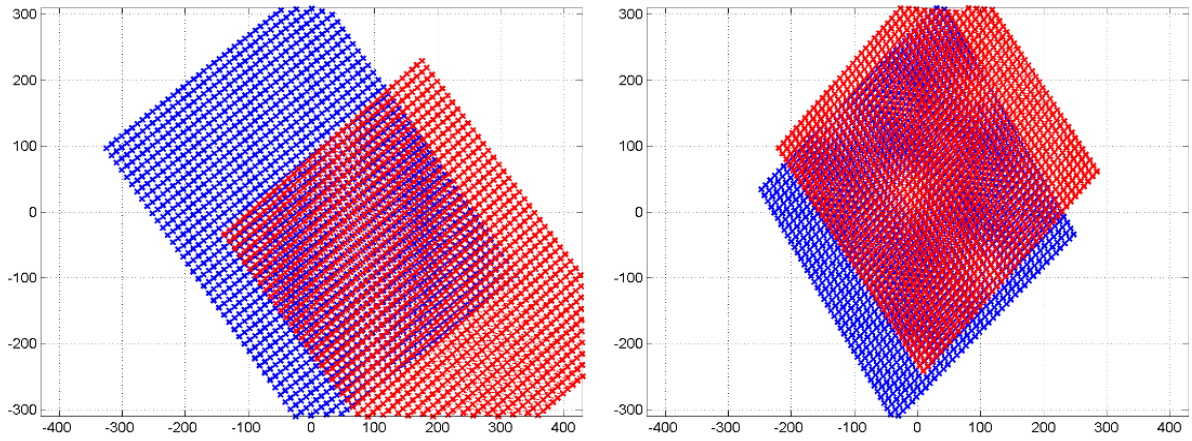
Figura 237: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 3,3 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore zenitale di 1° (a), 3° (b), 5° (c)

A mezzogiorno lo specchio centrale è praticamente insensibile agli errori azimutali. Essi risultano meno penalizzanti dei corrispettivi riguardanti lo zenit. Un errore d'inseguimento azimutale incide di più nelle ore mattutine, mentre lo zenit influenza molto i raggi riflessi nelle ore centrali. Si nota inoltre una minore distorsione dell'immagine dello specchio dovuta ad un più piccolo angolo di accettazione, a causa della posizione centrale nella matrice degli eliostati.

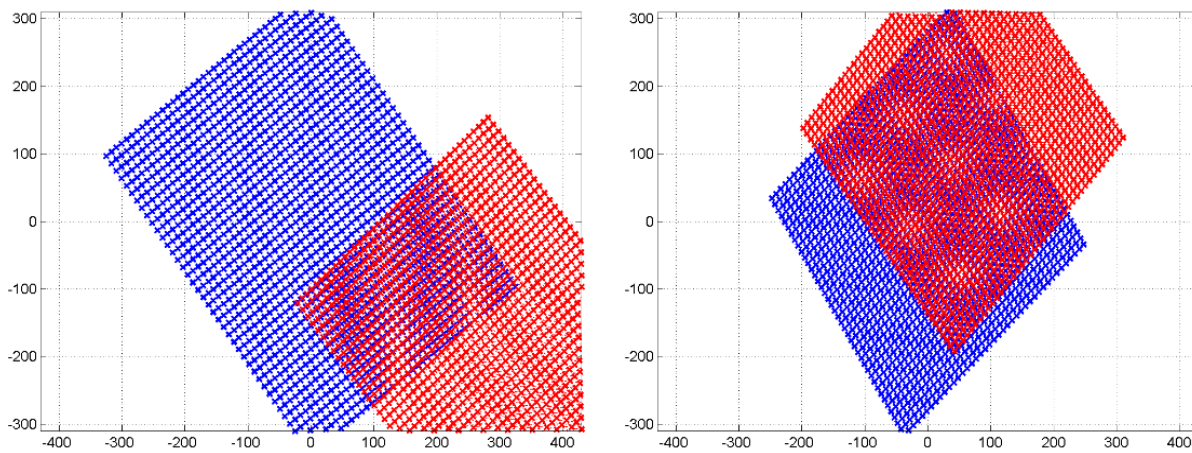
- Specchio 5,5
 - Errore azimutale



a)



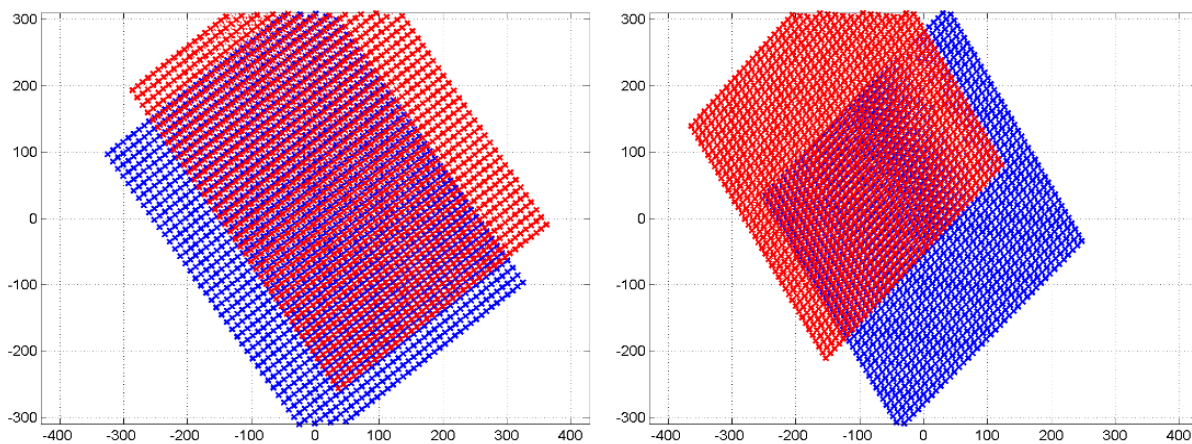
b)



c)

Figura 238: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 5,5 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore azimutale di 1° (a), 3° (b), 5° (c)

o Errore zenitale



a)

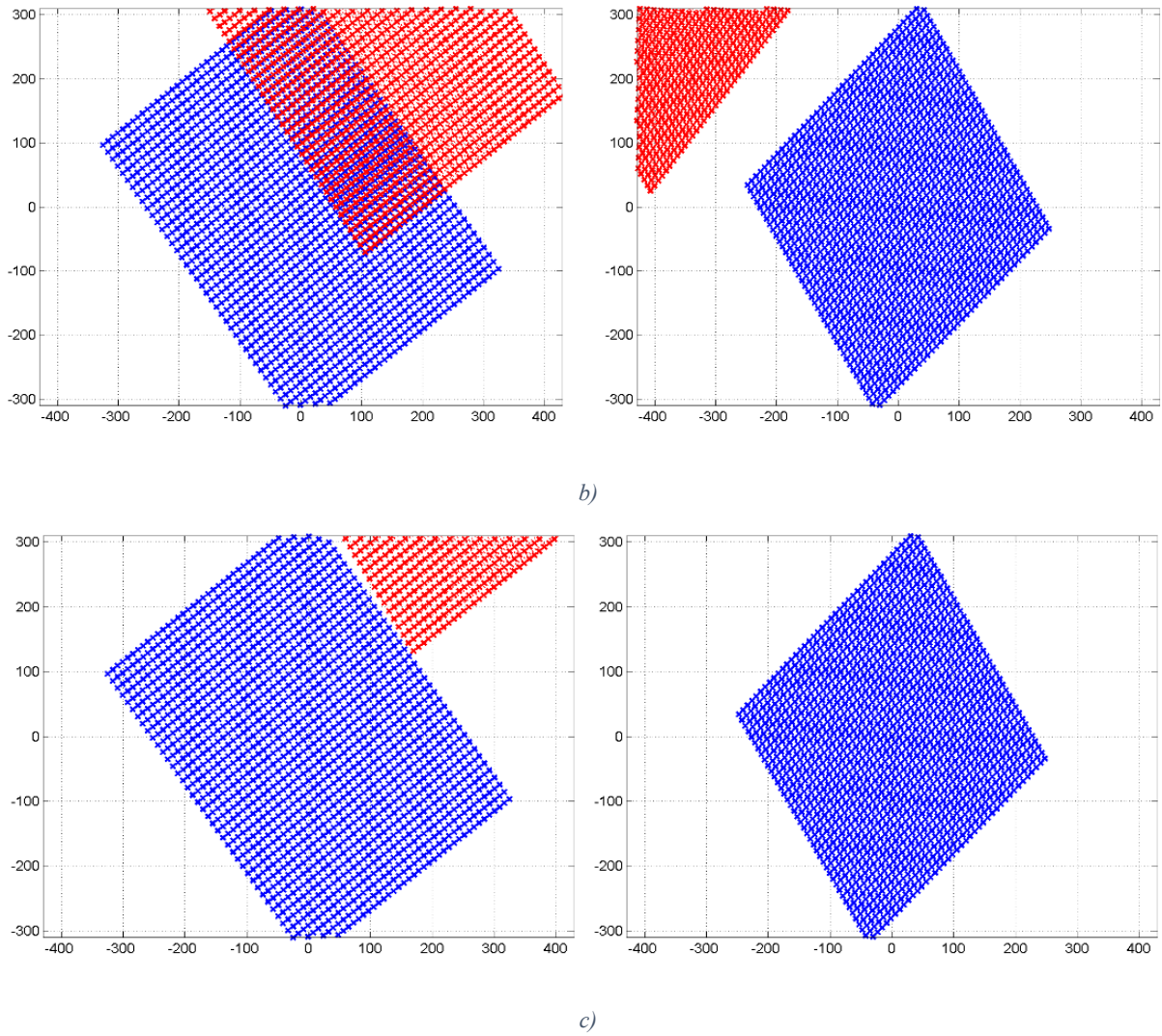


Figura 239: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 5,5 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore zenitale di 1° (a), 3° (b), 5° (c)

Gli errori azimutali hanno una maggiore incidenza al mattino mentre a mezzogiorno lo zenit assume una maggiore importanza.

Inoltre si è anche valutata l'incidenza degli errori d'inseguimento sulla potenza dell'impianto, considerando una giornata ideale.

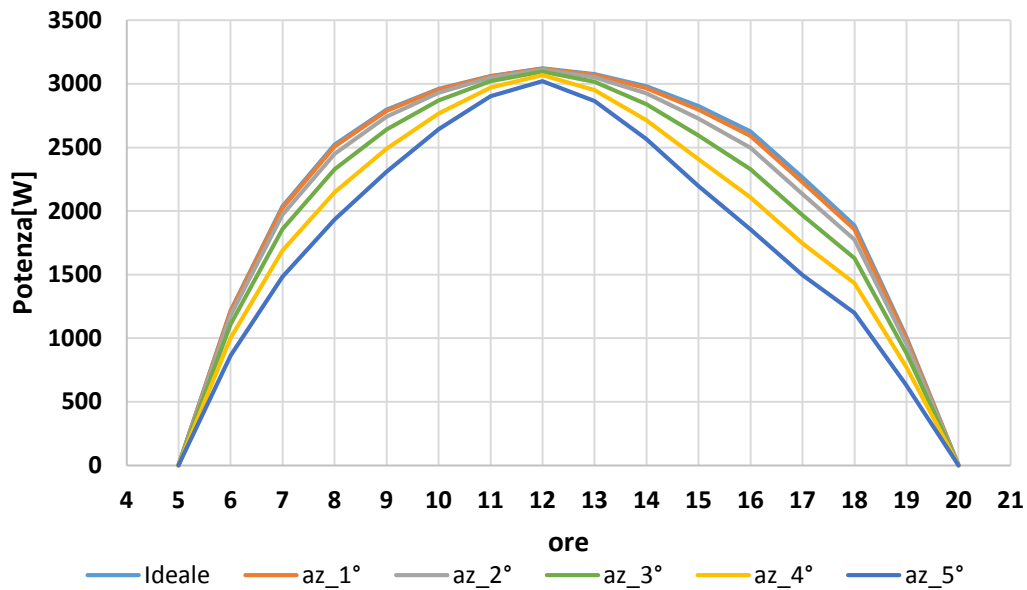


Figura 240: Influenza dell'errore d'inseguimento azimutale sulla potenza prodotta

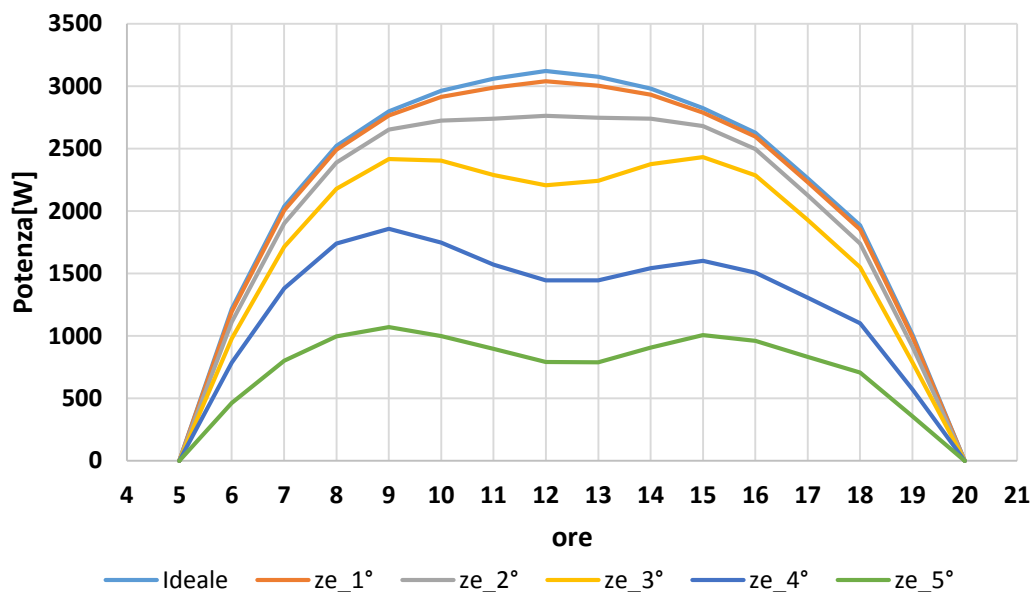


Figura 241: Influenza dell'errore d'inseguimento zenitale sulla potenza prodotta

Risulta evidente che, un errore angolare nell'inseguimento dello zenit è molto più penalizzante, specie nelle ore centrali della giornata, rispetto ad un corrispondente errore azimutale. Al mezzogiorno solare, la perdita di potenza non va oltre 3,20% nel caso di un errore azimutale di 5°. Al contrario invece un tale errore dello zenit causa la perdita di tre quarti della potenza disponibile. Persino un errore di 2° di zenit causerebbe una perdita non trascurabile (10%). Un non perfetto inseguimento di azimut influenza le prestazioni soprattutto nelle prime e nelle ultime ore della giornata, mentre al contrario, un cattivo inseguimento di zenit causa un crollo della potenza termica nelle ore centrali.

6.4.4.2 Superficie utile e rapporto di concentrazione

Nella Tabella 46 vengono riportati i valori della superficie utile media mensile considerando sia le perdite per effetto coseno sia quelle per ombreggiamento. Il grafico riportato nella Figura 242 ne evidenzia l'andamento, con il riferimento della superficie totale degli eliostati.

mese \ ora	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
gennaio	-	-	-	-	2,44	2,61	2,75	2,86	2,93	2,90	2,84	2,73	2,60	0,89	-	-	-
febbraio	-	-	-	0,81	2,63	2,81	2,95	3,07	3,14	3,12	3,05	2,95	2,81	2,64	-	-	-
marzo	-	-	0,43	2,71	2,91	3,08	3,22	3,33	3,41	3,37	3,30	3,19	3,05	2,88	2,19	-	-
aprile	-	-	2,82	3,00	3,18	3,34	3,48	3,59	3,66	3,61	3,53	3,42	3,27	3,11	2,93	0,48	-
maggio	-	2,67	3,00	3,16	3,33	3,48	3,61	3,71	3,78	3,73	3,65	3,54	3,40	3,23	3,07	2,91	-
giugno	-	2,87	3,01	3,17	3,33	3,47	3,60	3,70	3,77	3,72	3,64	3,53	3,40	3,24	3,09	2,93	-
luglio	-	2,78	2,92	3,07	3,23	3,38	3,51	3,61	3,68	3,64	3,56	3,46	3,32	3,17	3,01	2,86	-
agosto	-	0,26	2,74	2,90	3,07	3,23	3,36	3,46	3,53	3,49	3,41	3,30	3,17	3,01	2,84	1,75	-
settembre	-	-	2,20	2,69	2,87	3,03	3,16	3,25	3,32	3,27	3,19	3,08	2,94	2,77	2,01	-	-
ottobre	-	-	-	2,46	2,64	2,79	2,92	3,01	3,07	3,02	2,94	2,82	2,67	2,35	-	-	-
novembre	-	-	-	1,00	2,42	2,57	2,69	2,78	2,84	2,79	2,71	2,59	2,45	-	-	-	-
dicembre	-	-	-	-	2,26	2,41	2,54	2,63	2,69	2,65	2,58	2,48	2,34	-	-	-	-

Tabella 46: Superficie utile media mensile

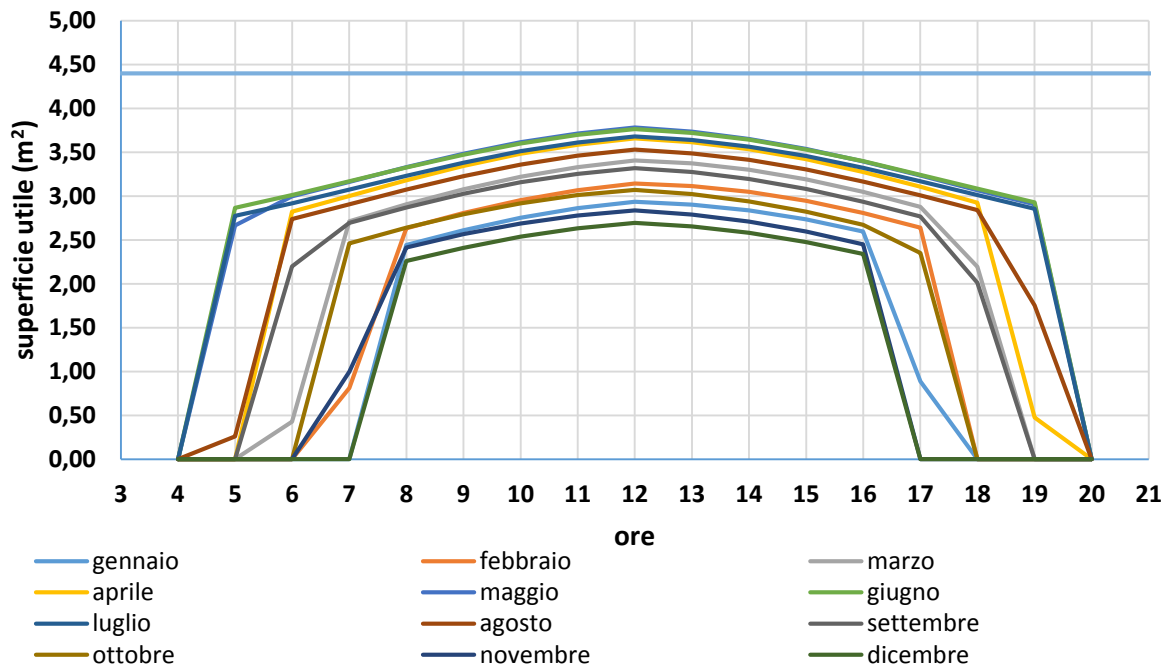


Figura 242: Superficie utile degli specchi media mensile

Capitolo 6: Solare termico a concentrazione

Di seguito vengono riportati i valori di concentrazione del prototipo CSP, sempre considerando sia le perdite per effetto coseno sia quelle per ombreggiamento.

mese \ ora	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
gennaio	-	-	-	-	4,12	4,41	4,65	4,83	4,95	4,90	4,79	4,61	4,38	1,50	-	-	-
febbraio	-	-	-	1,37	4,44	4,74	4,99	5,18	5,31	5,26	5,15	4,97	4,74	4,46	-	-	-
marzo	-	-	0,73	4,58	4,90	5,20	5,44	5,62	5,75	5,69	5,57	5,39	5,15	4,85	3,70	-	-
aprile	-	-	4,76	5,06	5,37	5,64	5,88	6,05	6,17	6,10	5,97	5,77	5,53	5,24	4,94	0,80	-
maggio	-	4,50	5,06	5,34	5,62	5,88	6,10	6,27	6,38	6,30	6,16	5,97	5,73	5,46	5,18	4,90	-
giugno	-	4,84	5,08	5,35	5,62	5,86	6,08	6,24	6,36	6,28	6,15	5,96	5,73	5,47	5,21	4,94	-
luglio	-	4,68	4,93	5,19	5,46	5,71	5,93	6,10	6,21	6,14	6,02	5,83	5,61	5,35	5,08	4,82	-
agosto	-	0,44	4,62	4,90	5,19	5,45	5,67	5,84	5,96	5,89	5,76	5,58	5,34	5,08	4,79	2,96	-
settembre	-	-	3,71	4,55	4,84	5,11	5,33	5,49	5,60	5,53	5,39	5,20	4,96	4,67	3,40	-	-
ottobre	-	-	-	4,16	4,46	4,72	4,93	5,08	5,18	5,10	4,96	4,76	4,51	3,97	-	-	-
novembre	-	-	-	1,68	4,08	4,33	4,54	4,69	4,79	4,71	4,57	4,38	4,14	-	-	-	-
dicembre	-	-	-	-	3,81	4,07	4,28	4,44	4,54	4,48	4,36	4,18	3,95	-	-	-	-

Tabella 47: Fattore di concentrazione medio mensile

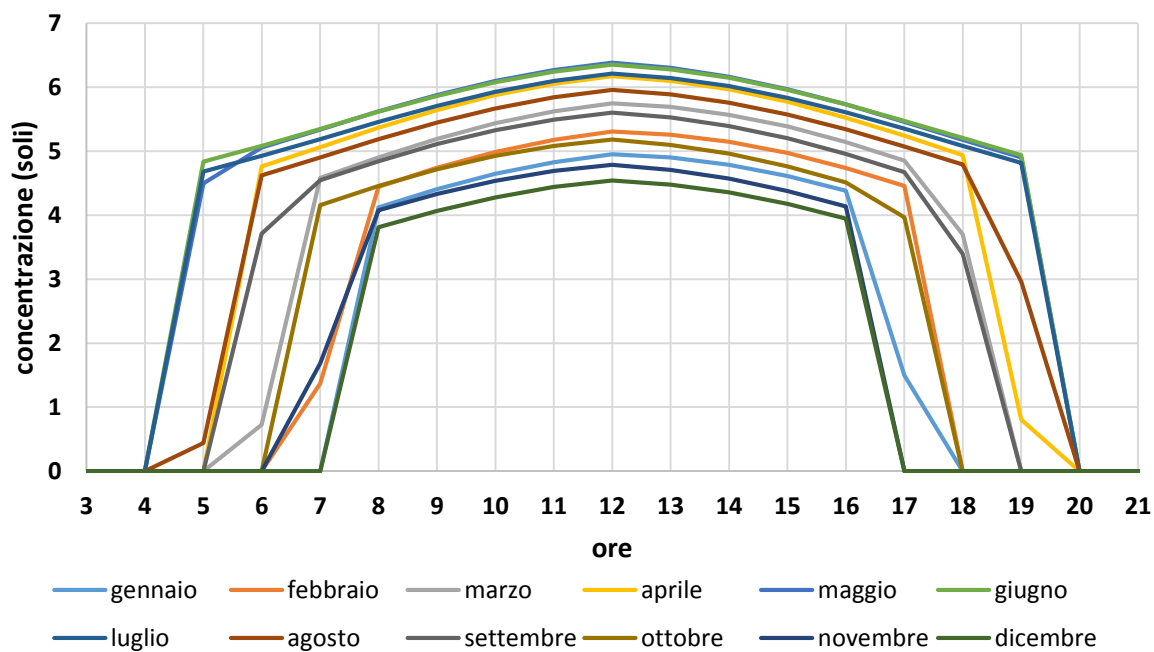


Figura 243: Fattore di concentrazione medio mensile

6.5 Sistema CSP di taglia superiore

Il prototipo descritto nei paragrafi precedenti è stato progettato per applicazioni di tipo domestico – residenziale come ad esempio la produzione di acqua calda sanitaria, sistema d'integrazione per il riscaldamento, sistema di riscaldamento per le piscine.

Però le applicazioni possibili dei sistemi solari a concentrazione, che fuoriescono dalle applicazioni domestiche, sono numerose come:

- Applicazioni per la produzione di energia elettrica; impianti solari che utilizzano un ciclo termodinamico per azionare una turbina od un espansore.
- Calore di processo per applicazioni industriali; in questo caso è fondamentale una progettazione dedicata del concentratore in quanto le potenze e le temperature richieste variano sensibilmente da una applicazione all'altra. Nel settore alimentare molti processi avvengono a bassa temperatura, ad esempio i processi di essiccazione avvengono a circa 60°C, quelli di pastorizzazione tra i 65 e 90°C, mentre quelli di sterilizzazione necessitano di temperature non inferiori a 130°C. Allo stesso modo nel settore automobilistico esistono processi, estremamente energivori, che hanno bisogno di temperature molto diverse, ma comunque nel range adatto ad impianti solari a concentrazione, ne sono un esempio i processi di asciugatura della vernice, che avvengono ad almeno 160°C, o quelli di sgrassatura, per i quali è sufficiente una temperatura dell'ordine dei 40 – 50°C. Nel caso di applicazioni in questo settore è pertanto fondamentale conoscere a priori la potenza richiesta e la temperatura necessaria.
- Dissalazione; esistono vari tipi di processi per la dissalazione, i più diffusi, ed anche i più energivori da un punto di vista termico, sono quelli ad evaporazione. Questo tipo di processi necessita di temperature in ingresso variabili, generalmente comprese tra 60 e 200°C, pertanto in un range assolutamente compatibile con le temperature ottenibili da impianti CSP.
- Solar cooling; la potenza termica disponibile al ricevitore può essere infatti utilizzata anche per ottenere energia frigorifera tramite dei cicli ad assorbimento. I cicli ad assorbimento sfruttano la diversa solubilità di un fluido all'interno del solvente al variare della temperatura. La fonte di calore (l'energia calorifica proveniente dal concentratore solare, in questa applicazione) deve trovarsi ad una temperatura minima di 60-80 °C nei sistemi a singolo effetto, oppure, nei sistemi a doppio effetto, ad almeno 150 °C. I sistemi che usano ammoniaca come refrigerante, invece, necessitano di una fonte di calore pari a 100-120 °C (sistema mono-stadio). L'utilizzo di concentratori solari per applicazioni di sola cooling risulta essere particolarmente adeguato in quanto la massima richiesta di energia frigorifera si determina nei momenti di massimo picco della radiazione solare, nel periodo estivo e nelle ore centrali della giornata.

Appare evidente che il sistema sviluppato da S.TRA.TE.G.I.E. visto nei capitoli precedenti non è adatto per queste applicazioni. Gli sviluppatori ha sviluppato un sistema più adatto per questo tipo di applicazioni, in particolare le peculiarità ricercate durante lo sviluppo sono:

- Potenza nominale di 5 kW;
- Modularità (possibilità di installare moduli in serie ed ottenere la potenza desiderata)
- Semplicità di montaggio
- Scarsa cura del design a favore dell'economicità.

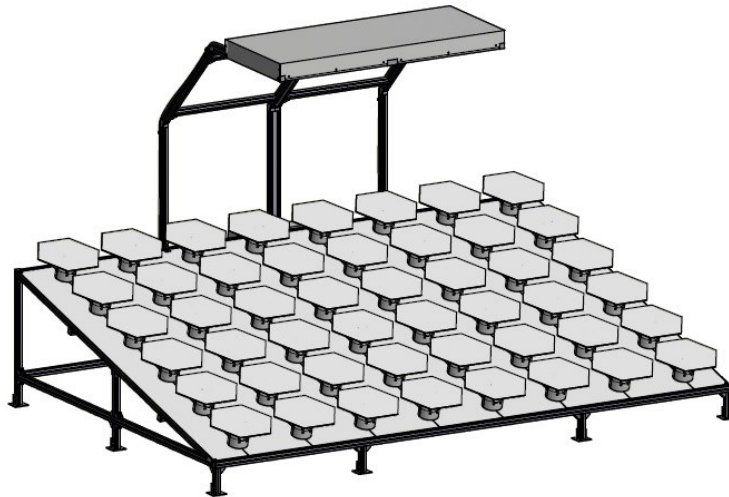


Figura 244: CSP da 5kW

Rispetto alla versione precedente, questo sistema è composto da 48 specchi riflettenti in modo tale da poter raggiungere una potenza di 5 kW; la luce riflessa dagli specchi viene concentrata su due ricevitori posti sopra il piano degli specchi. Il sistema d'inseguimento degli eliostati è lo stesso di quello usato nel prototipo.

Parametri	U.M.	Valore
Area degli specchi	m ²	8.7
N° specchi	-	48
Dimensioni	W×D×H [m]	4,5×3,1×3
Rapp. concentrazione	solì	8

Tabella 48: Parametri CSP da 5 kW

6.5.1 Calcolo delle prestazioni tramite il modello numerico

Attraverso il modello numerico descritto nel capitolo 6.4.1, sono state calcolate le prestazioni del sistema CSP da 5 kW in tre diverse località italiane. In particolare si è preso come riferimento la città di Ghedi per il Nord Italia, Roma per il centro Italia e Bari per il Sud Italia.

Le simulazioni sono state eseguite utilizzando sia i dati d'irraggiamento diretto del 2005 presi da SoDa [83] sia l'irraggiamento dell'anno medio preso dal database di Meteonorm [81]. I dati di irraggiamento diretto hanno un time step orario. Per valutare le prestazioni del sistema si è utilizzata una efficienza degli eliostati pari all'85 %.

In tabella vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni.

	Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Set.	Ott.	Nov.	Dic.	Total
Ghedi													
SoDa 2005	308.1	451.8	677.4	715.2	1032.2	996	1026.2	745.8	518.8	264.9	213.4	200.6	7150.5
Anno medio	160.5	219	423.5	573.1	700.8	730.1	894.7	675.1	471.7	244.9	140	151.1	5384.5
Diff.	147.5	232.9	253.9	142.1	331.4	265.9	131.5	70.7	47	20	73.5	49.5	1766
Roma													
SoDa 2005	447	463.1	749	832	1058.2	1049.2	1159.5	797.2	624.8	498.2	347.3	253.2	8278.7
Anno medio	365.7	381.7	583.1	636.2	863.4	959.8	1153.5	916.2	663.1	469.6	347.9	306.7	7647
Diff.	81.3	81.4	165.9	195.8	194.7	89.4	6	-119	-38.3	28.5	-0.7	-53.5	631.7
Bari													
SoDa 2005	341.7	352.3	691.6	878.4	1043	970.4	1084.1	756.1	569.1	442.4	298.9	268.5	7696.5
Anno medio	366.5	356.3	576.3	734	915.2	935.8	1112.3	872.7	716.7	528.9	330.5	276.4	7721.6
Diff.	-24.7	-3.9	115.3	144.4	127.8	34.6	-28.3	-116.7	-147.6	-86.5	-31.6	-7.9	-25.1

Tabella 49: Energia termica utile [kWh] per Ghedi, Roma e Bari

I risultati mostrano che le prestazioni dell'unità CSP sono quasi simili utilizzando sia l'anno medio sia i dati d'irraggiamento del singolo anno. Infatti considerando Roma e Bari, la differenza di prestazioni utilizzando il singolo anno e i dati dell'anno medio, sono rispettivamente del 7,6% e -0,3%.

Tuttavia utilizzando i dati del singolo anno può portare a degli errori non trascurabili, infatti nel caso di Ghedi la differenza di performance calcolate con il singolo anno e l'anno medio è pari al 24,7%.

La tabella inoltre mostra che per Ghedi, dicembre e maggio sono i mesi rispettivamente con le prestazioni peggiori e migliori utilizzando i dati d'irraggiamento del singolo anno; al contrario utilizzando l'anno medio i mesi di novembre e luglio fanno registrare le peggiori e migliori performance. Invece nel caso mdi Roma e

Bari i mesi con le peggiori e migliori performance sono dicembre e luglio indipendentemente dal database preso in esame.

Per quanto riguarda la produzione di energia termica di Roma e Bari, tramite i dati d'irraggiamento dell'anno medio, è possibile produrre rispettivamente 7721 e 7647 kWh; invece per Ghedi l'energia prodotta è pari a 5384 kWh, confermando in tal modo il limitato potenziale dei sistemi solari a concentrazione ad elevate latitudini.

Conclusioni e sviluppi futuri

La partecipazione ad un corso di dottorato in energetica, in questo periodo in cui le tematiche ambientali hanno un ruolo sempre più fondamentale, è sicuramente un'opportunità importante ed un'esperienza formativa accompagnata anche da un forte interesse personale.

Lo sviluppo di nuove tecnologie per un uso sempre più efficiente dell'energia e per lo sfruttamento delle energie rinnovabili è un obiettivo di primaria importanza per creare un sistema sostenibile dal punto di vista energetico ed ambientale, riducendo le emissioni di sostanze climalteranti, da cui può dipendere il livello di benessere delle generazioni future e la qualità dell'ecosistema.

Le fonti di energia rinnovabili nei primi anni 2000 hanno subito un grande sviluppo ed hanno avuto grandi margini di miglioramento, per i quali però sono stati necessari degli investimenti costanti. Le energie rinnovabili come il fotovoltaico tradizionale hanno avuto anche una grande penetrazione e diffusione nel mercato grazie al sistema di incentivi. Gli incentivi, inoltre, hanno favorito le economie di scala che peraltro hanno portato ad un calo del prezzo dei moduli in silicio; con un prezzo basso dei moduli in alcune regioni e località con elevati valori di radiazione solare è stata raggiunta la condizione di grid parity. Il raggiungimento, in alcune località, della grid parity sta limitando di molto l'appetibilità commerciali di nuove tecnologie, in assenza di incentivi specifici, che rendano competitivi, in termini di costo, tali tecnologie. La sfida è quella di rendere più economicamente sostenibile, senza l'utilizzo degli incentivi che possono portare alla formazione di bolle speculative, le nuove tecnologie che hanno mostrato prestazioni ed efficienze migliori rispetto a quelle attuali.

All'interno di questa area tematica, l'argomento che ho scelto di approfondire durante il mio percorso di dottorato, è lo studio della tecnologia a concentrazione per la produzione di energia elettrica e termica da fonte solare. La tecnologia del solare a concentrazione è la tecnologia più promettente per raggiungere più rapidamente la grid parity, in quanto mostra il trend più rapido per la riduzione dei costi di produzione dell'energia da fonte solare, soprattutto per i Paesi che mostrano elevati livelli d'irraggiamento, ovvero tutti i Paesi che fanno parte della "sun belt". Attualmente gli impianti che sfruttano la tecnologia a concentrazione sono di grande taglia. Tuttavia negli ultimi anni c'è stato un crescente interesse per impianti di taglia medio-piccola a causa della loro maggiore flessibilità e del minor costo.

Il progetto di ricerca svolto nel corso dei tre anni di dottorato riguarda lo studio delle tecnologie solari a concentrazione, per la produzione di energia elettrica e di calore, focalizzandoci sui sistemi di piccola taglia per utenze domestiche.

Per quanto riguarda il fotovoltaico a concentrazione, per prima cosa si sono analizzate, tramite un banco di prova indoor, le performance della cella a tripla giunzione realizzate con substrati differenti, IMS e DBC; inoltre le celle fotovoltaiche sono state testate con differenti ottiche secondarie. Per prima cosa si è testata la cella a tripla giunzione con substrato IMS con le relative ottiche, e si è visto che l'ottica rifrattiva free-form riesce a garantire le migliori performance. Rispetto al caso senza ottica secondaria, l'ottica rifrattiva free-form riesce a garantire una potenza più elevata di circa il 130%. Questo aumento di potenza è dato dal fatto che l'ottica secondaria riesce sia a concentrare ulteriormente la radiazione luminosa, sia ad omogeneizzare la radiazione luminosa sulla superficie della cella. Dopodiché si è testata la cella fotovoltaica con substrato DBC con la l'ottica secondaria free-form, la quale ha fatto registrare le migliori performance grazie alla migliore dissipazione termica del substrato DBC. Infatti grazie alle termocoppie posizionate dietro alla cella fotovoltaica, si è visto che la cella con substrato DBC, a parità di temperatura, riesce ad erogare un maggiore tensione di circuito aperto.

Le prove outdoor hanno riconfermato quello che si è visto nelle prove indoor, ma si sono registrate efficienze e potenze ridotte rispetto al banco di prova indoor. La cella DBC con l'ottica rifrattiva free-form ha fatto registrare una potenza di 0,721 W con un'efficienza di circa il 14%. Le basse efficienze ottenute durante le prove sono causate dalle lente Fresnel, in quanto non riesce a concentrare la radiazione solare diretta in un unico punto.

Durante le prove sulle celle fotovoltaiche e sulle ottiche secondarie si sono riscontrati dei limiti, particolarmente per quanto riguarda la strumentazione utilizzata. Il solar simulator non rispecchia le specifiche richieste dalle normative, il carico elettronico che ha permesso di effettuare i test per le curve I-V, è troppo lento per gestire l'algoritmo MPPT. Invece, per quanto riguarda la lente Fresnel utilizzata nelle prove outdoor, la lente non riesce a concentrare la luce in unico punto e provoca una dispersione della radiazione concentrata. Ciò può essere causato dalla non elevata precisione di realizzazione visto che la lente Fresnel utilizzata è stata prodotta tramite lavorazioni eseguite su macchine utensili a controllo numerico e non tramite stampaggio.

Durante i tre anni di dottorato si è monitorato un impianto fotovoltaico a concentrazione commerciale, composto da due inseguitori che si differenziano in base all'ottica primaria utilizzata: una ha una lente Fresnel con pitch costante, mentre l'altra è equipaggiata con lenti Fresnel a pitch variabile. I valori di efficienza ottenuti durante questi tre anni, sono compresi tra il 25% e il 30%, valori molto più elevati rispetto ai sistemi fotovoltaici tradizionali. Dai risultati si è visto come la lente Fresnel a pitch variabile riesce a garantire una potenza maggiore di circa 100 W (3,5%) rispetto all'inseguitore con lente Fresnel a pitch costante. Si è anche misurato l'effetto dello sporco sulle prestazioni, in particolare si è visto che dopo un anno lo sporco provoca una perdita di potenza di circa l'11% (240 W) con una conseguente perdita di efficienza pari al 3%. Mentre dopo due anni che le lenti Fresnel non venivano pulite si è registrata una perdita di potenza di circa il 19% (400 W) con una perdita di efficienza di circa il 5%. Per quanto riguarda l'effetto della temperatura, è possibile concludere che la temperatura ambiente ha un effetto trascurabile sulle performance dell'impianto, mentre le alte temperature raggiunte dalle celle fotovoltaiche hanno un effetto negativo sulle prestazioni dell'impianto.

Tramite i dati acquisiti dalle termocoppie si è ricavato il coefficiente “efficienza – temperatura” delle celle ed è pari a $0,01\%/^{\circ}\text{C}$, tale coefficiente è molto più basso se comparato con quello dei tradizionali pannelli fotovoltaici al silicio. Si è anche valutato la precisione d’inseguimento solare, e si visto che in giornata soleggiata il massimo errore d’inseguimento è pari a $0,26^{\circ}$, tale valore è molto inferiore rispetto all’angolo di accettazione dell’ottica secondaria ($0,4^{\circ}$).

Per quanto riguarda il solare termico a concentrazione si è eseguita una campagna sperimentale su un prototipo, progettato per utenze di piccola taglia, che sfrutta lo stesso principio di funzionamento dei sistemi solar tower. Il prototipo su cui è stata eseguita l’analisi sperimentale ha ereditato gli studi e parte della componentistica di un precedente prototipo, migliorandone i difetti.

Durante la campagna di test il prototipo, con il misuratore di portata Altenic, ha fatto registrare potenze comprese tra i 2 e 2,5 kW, mentre con il misuratore di portata Omega si sono registrate potenze di picco pari a 2,8 kW, inoltre il prototipo ha fatto registrare valori di efficienza nell’intorno del 60%. Si sono registrate temperature del fluido termovettore in uscita dal ricevitore superiori agli 80°C , però a causa del carico costante, inserito nel circuito idraulico, non si è potuto lavorare per ottimizzare i salti di temperatura dell’impianto. Il prototipo, grazie al sistema d’inseguimento solare a doppio asse, ha garantito prestazioni costanti durante l’intero arco della giornata.

Grazie ai dati sperimentali raccolti durante la campagna di prove è stato possibile calibrare un modello matematico che consente di calcolare le prestazioni del prototipo. Le prestazioni dell’impianto CSP ottenute tramite il modello numerico sono molto simili alle prestazioni ottenute con l’analisi sperimentale. Se consideriamo l’energia termica cumulata nell’intera giornata, l’errore massimo ottenuto con il modello numerico è pari al 4,89%. Tale errore è dovuto al fatto che il risultato del modello numerico dipende fortemente dall’irraggiamento diretto e non tiene conto dell’inerzia termica che si ha nell’impianto reale. Tramite il modello matematico e l’irraggiamento diretto dell’anno medio, presi da meteonorm, è stato possibile calcolare la potenza termica annuale che l’impianto a concentrazione può produrre in Ancona, 3770 kWh. Pertanto la produzione di energia termica del sistema CSP è simile a quella di un sistema solare tradizionale. Però vale la pena notare che le condizioni meteorologiche del centro Italia, in termini d’irraggiamento diretto, non sono adatte alla tecnologia solare a concentrazione. Un impianto nel sud Italia sarebbe molto più performante rispetto ad un impianto solare termico tradizionale. Inoltre, grazie al ricevitore di dimensioni ridotte, un impianto CSP potrebbe produrre energia termica a temperatura più elevata, rispetto ad un sistema tradizionale anche durante il periodo invernale, estendendo così i vantaggi di tale tecnologia.

Per quanto riguarda i possibili sviluppi futuri, per il fotovoltaico a concentrazione, oltre ad utilizzare un solar simulator che rispetti le normative e un carico elettronico con un’elevata velocità di acquisizione, si potrebbero testare nuove celle fotovoltaiche a quattro giunzioni. Inoltre si potrebbe progettare e realizzare una nuova lente Fresnel, tramite stampaggio, con relativa ottica secondaria per superare i limiti visti durante le prove outdoor.

Invece per quanto riguarda l'impianto solare termico a contrazione si potrebbe migliorare l'impianto idraulico, aggiungendo sia un sistema d'accumulo sia un carico variabile in modo tale da poter simulare degli scenari di carico reale e valutare di nuovo le prestazioni dell'impianto.

Attualmente le applicazioni solari a concentrazione rappresentano una nicchia delle energie rinnovabili da fonte solare, poiché anche gli impianti su larga scala non sono economicamente molto convenienti a causa sia dell'elevato costo del sistema d'inseguimento solare sia del basso costo dei moduli tradizionali. La sfida che si presenterà nei prossimi anni sarà di rendere tale tecnologia sempre più appetibile rispetto alle tecnologie tradizionali. La strada che si dovrà intraprendere è quella di creare sistemi sempre più efficienti ed economici, grazie alla ricerca di nuove celle fotovoltaiche a cinque o sei giunzioni, in quanto negli ultimi anni le celle fotovoltaiche a multigiunzione hanno dimostrato valori di efficienza superiore alle celle tradizionali, e di sistemi ottici di concentrazione più efficienti ed a basso costo. Inoltre, per creare sistemi a concentrazione sempre più competitivi, dovrà essere posta una particolare attenzione ai sistemi di inseguimento sia perché attualmente rappresentano una voce di costo molto importante dell'intero sistema, sia per quanto riguarda l'affidabilità degli stessi. La tecnologia a concentrazione troverà molti sbocchi applicativi in tutte le aree con elevati valori d'irraggiamento. In aggiunta, grazie al crescente interessamento per le soluzioni adatte alla piccola e media taglia, si favorirà una distribuzione capillare della tecnologia contribuendo al miglioramento delle prestazioni e alla riduzione dei costi.

Bibliografia

- [1] J. S. C. D.G.Lee, C.Y. Lin, “Clean Energy for Future Generations: Editorial of the 11th International Conference on Clean Energy (ICCE-2011),” *Applied Energy*, vol. 100. pp. 1–2, 2012.
- [2] U. Desideri, F. Zepparelli, V. Morettini, and E. Garroni, “Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations,” *Appl. Energy*, vol. 102, pp. 765–784, 2013.
- [3] F. institute for solar energy system ISE, “Photovoltaics report,” 2016.
- [4] N. Planning and C. Secretariat, *Statistical Pocketbook*. 2014.
- [5] U. Desideri and J. Yan, “Clean energy technologies and systems for a sustainable world,” *Applied Energy*, vol. 97. pp. 1–4, 2012.
- [6] J. Yan, S. K. Chou, U. Desideri, and X. Xia, “Innovative and sustainable solutions of clean energy technologies and policies (Part I),” *Applied Energy*, vol. 130. pp. 447–449, 2014.
- [7] J. Yan, S. K. Chou, U. Desideri, and X. Xia, “Innovative and sustainable solutions of clean energy technologies and policies (Part II),” *Applied Energy*, vol. 136. pp. 756–758, 2014.
- [8] C. J. Sarasa-Maestro, R. Dufo-López, and J. L. Bernal-Agustín, “Photovoltaic remuneration policies in the European Union,” *Energy Policy*, vol. 55, pp. 317–328, 2013.
- [9] Aurelio C. Robotti, “Conversione diretta dell’energia solare in elettrica: il processo fotovoltaico,” 1984.
- [10] Leonardo Energy, “PV grid parity monitor.”
- [11] K. Branker, M. J. M. Pathak, and J. M. Pearce, “A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4470–4482, 2011.
- [12] H. Bahaidarah, A. Subhan, P. Gandhidasan, and S. Rehman, “Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions,” *Energy*, vol. 59, pp. 445–453, 2013.
- [13] C. Cañete, J. Carretero, and M. Sidrach-de-Cardona, “Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions,” *Energy*, vol. 65, pp. 295–302, 2014.
- [14] S. H. W. Nishikawa, “Key advantages of concentrating photovoltaics (CPV) for lowering levelized cost of electricity (LCOE),” *23rd Eur. PV Sol. energy Conf. Val.*, 2008.
- [15] C. Kost *et al.*, “Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies,” *Fraunhofer Inst. Sol.*

Energy Syst. Ise Levelized, no. November, p. 50, 2013.

- [16] D. L. Talavera, P. Pérez-Higueras, J. A. Ruíz-Arias, and E. F. Fernández, “Levelised cost of electricity in high concentrated photovoltaic grid connected systems: Spatial analysis of Spain,” *Appl. Energy*, vol. 151, pp. 49–59, 2015.
- [17] V. A. A. Luque, *Concentrator Photovoltaics*. Springer, 2007.
- [18] H. L. C. and R. A. S. Geoffrey S. Kinsey, Peter Hebert, Kent E. Barbour, Dmitri D. Krut, “Concentrator Multijunction Solar Cell Characteristics Under Variable Intensity and Temperature,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 16, pp. 503–508, 2008.
- [19] S. Sharma, A. Tahir, K. S. Reddy, and T. K. Mallick, “Performance enhancement of a Building-Integrated Concentrating Photovoltaic system using phase change material,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 149, pp. 29–39, 2016.
- [20] M. Renzi, L. Egidi, and G. Comodi, “Performance analysis of two 3.5kWp CPV systems under real operating conditions,” *Appl. Energy*, vol. 160, pp. 687–696, 2015.
- [21] P. Pérez-Higueras, E. Muñoz, G. Almonacid, and P. G. Vidal, “High Concentrator PhotoVoltaics efficiencies: Present status and forecast,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 1810–1815, 2011.
- [22] K. Menoufi, D. Chemisana, and J. I. Rosell, “Life Cycle Assessment of a Building Integrated Concentrated Photovoltaic scheme,” *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 505–514, 2013.
- [23] R. R. King *et al.*, “40% efficient metamorphic GaInPGaInAsGe multijunction solar cells,” *Appl. Phys. Lett.*, vol. 90, no. 18, pp. 98–100, 2007.
- [24] N. centre for P. National renewable energy laboratory, “Best cell research efficiency,” 2014.
- [25] R. D. Dupuis, “Epitaxial growth of III–V nitride semiconductors by metalorganic chemical vapor deposition,” *J. Cryst. Growth*, vol. 178, no. 1, pp. 56–73, 1997.
- [26] E. D. D. Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, “Solar cell efficiency tables (verrsion 39),” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 20, pp. 12–20, 2012.
- [27] A. S. R. Leutz, *Nonimaging Fresnel Lenses Design and Performance of Solar Concentrators*. Springer, 2001.
- [28] M. Vivar *et al.*, “Effect of soiling in CPV systems,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 7, pp. 1327–1335, 2010.
- [29] K. Nishioka, K. Ikematsu, Y. Ota, and K. Araki, “Sandblasting durability of acrylic and glass Fresnel lenses for concentrator photovoltaic modules,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 3021–3025, 2012.
- [30] D. C. Miller and S. R. Kurtz, “Durability of Fresnel lenses: A review specific to the concentrating

- photovoltaic application,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 8, pp. 2037–2068, 2011.
- [31] M. Z. Shvarts and A. A. Soluyanov, “Improved Concentration Capabilities of Flat-Plate Fresnel Lenses,” *Adv. Sci. Technol.*, vol. 74, pp. 188–195, 2011.
- [32] F. K. A. Davis, *Optical design using Fresnel lenses—basic principles and some practical examples*. 2008.
- [33] 3M, “Technical data factors influencing the optical efficiency of Fresnel lens concentrators,” *3M™ Sol. Conc. lens panels Renew. energy Div.*, 2014.
- [34] V. Kumar, R. L. Shrivastava, and S. P. Untawale, “Fresnel lens: A promising alternative of reflectors in concentrated solar power,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 376–390, 2015.
- [35] L. Fu, R. Leutz, and H. P. Annen, “Secondary optics for Fresnel lens solar concentrators,” 2010, vol. 7785, pp. 778506–778509.
- [36] C.-J. Lee and J.-F. Lin, “High-efficiency concentrated optical module,” *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 593–603, 2012.
- [37] S. Hatwaambo, H. Hakansson, A. Roos, and B. Karlsson, “Mitigating the non-uniform illumination in low concentrating CPCs using structured reflectors,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 93, no. 11, pp. 2020–2024, 2009.
- [38] H. Baig, K. C. Heasman, and T. K. Mallick, “Non-uniform illumination in concentrating solar cells,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 8, pp. 5890–5909, 2012.
- [39] P. Benítez *et al.*, “High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator,” *Opt. Express*, vol. 18, no. S1, pp. A25–A40, 2010.
- [40] H. Mousazadeh, A. Keyhani, A. Javadi, H. Mobli, K. Abrinia, and A. Sharifi, “A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 1800–1818, 2009.
- [41] International Energy Agency (IEA), *Energy Technology Perspectives 2012*. 2012.
- [42] International Energy Agency, “Technology Roadmap Solar Thermal Electricity,” p. 52, 2014.
- [43] D. Barlev, R. Vidu, and P. Stroeve, “Innovation in concentrated solar power,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 10, pp. 2703–2725, 2011.
- [44] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degève, and G. Cacères, “Concentrated solar power plants: Review and design methodology,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 466–481, 2013.
- [45] D. R. Mills, “6 – Linear Fresnel reflector (LFR) technology,” in *Concentrating Solar Power Technology*, 2012, pp. 153–196.

- [46] M. J. Montes, C. Rubbia, R. Abbas, and J. M. Martínez-Val, “A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power,” *Energy*, vol. 73, pp. 192–203, 2014.
- [47] S. Padovani *et al.*, “Triple junction InGaP/InGaAs/Ge solar cells for high concentration photovoltaics application: Degradation tests of solar receivers,” *Microelectron. Reliab.*, vol. 50, no. 9, pp. 1894–1898, 2010.
- [48] L. Mabilie, C. Mangeant, and M. Baudrit, “Development of CPV solar receiver based on insulated metal substrate (IMS): Comparison with receiver based on the direct bonded copper substrate (DBC) - A reliability study,” 2012, pp. 289–293.
- [49] L. Micheli, N. Sarmah, X. Luo, K. S. Reddy, and T. K. Mallick, “Design of A 16-Cell Densely-packed Receiver for High Concentrating Photovoltaic Applications,” *Energy Procedia*, vol. 54, pp. 185–198, 2014.
- [50] Zemax, “Zemax.” [Online]. Available: <http://zemax.com>.
- [51] D. Corning, “Sylgard 184.” [Online]. Available: <http://www.dowcorning.com/applications/search/default.aspx?R=131EN>.
- [52] G. Di Buò, G. Ippoliti, M. Renzi, M. Pirro, S. Longhi, and S. Sileoni, “CSP control system implementation on embedded board,” *4th Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2013*, pp. 73–78, 2013.
- [53] J. J. Michalsky, “The Astronomical Almanac’s algorithm for approximate solar position (1950–2050),” *Sol. Energy*, vol. 40, no. 3, pp. 227–235, 1988.
- [54] Z. Mi, J. Chen, N. Chen, Y. Bai, R. Fu, and H. Liu, “Open-loop solar tracking strategy for high concentrating photovoltaic systems using variable tracking frequency,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 117, pp. 142–149, 2016.
- [55] B.-D. Tsai, Y. T. Hsu, T. T. Lin, L.-M. Fu, C.-H. Tsai, and J. C. Leong, “Performance of an INER HCPV Module in NPUST,” *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 893–898, 2012.
- [56] E. F. Fernández, P. Pérez-Higueras, A. J. Garcia Loureiro, and P. G. Vidal, “Outdoor evaluation of concentrator photovoltaic systems modules from different manufacturers: first results and steps,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 4, p. n/a-n/a, Jan. 2012.
- [57] B. García-Domingo, J. Aguilera, J. de la Casa, and M. Fuentes, “Modelling the influence of atmospheric conditions on the outdoor real performance of a CPV (Concentrated Photovoltaic) module,” *Energy*, vol. 70, pp. 239–250, 2014.
- [58] Aros, “<http://www.aros-solar.com/it/inverter/inverter-fotovoltaico-monofase-sirio-evo-4000>.” .
- [59] H. Helmers, M. Schachtner, and A. W. Bett, “Influence of temperature and irradiance on triple-junction

- solar subcells,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 116, pp. 144–152, 2013.
- [60] K. Nishioka, T. Takamoto, T. Agui, M. Kaneiwa, Y. Uraoka, and T. Fuyuki, “Annual output estimation of concentrator photovoltaic systems using high-efficiency InGaP/InGaAs/Ge triple-junction solar cells based on experimental solar cell’s characteristics and field-test meteorological data,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no. 1, pp. 57–67, 2006.
- [61] J. Hernandez, G. Gordillo, and W. Vallejo, “Predicting the behavior of a grid-connected photovoltaic system from measurements of solar radiation and ambient temperature,” *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 527–537, 2013.
- [62] S. Ponce-Alcántara, J. P. Connolly, G. Sánchez, J. M. Míguez, V. Hoffmann, and R. Ordás, “A Statistical Analysis of the Temperature Coefficients of Industrial Silicon Solar Cells,” *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 578–588, 2014.
- [63] IEA-ETSAP and IRENA, “Concentrating Solar Power Technology Brief,” *IEA-ETSAP IRENA Technol. Br. E10*, vol. 1, no. 2, pp. 331–339, 2013.
- [64] J. Rawlins and M. Ashcroft, “Small-scale Concentrated Solar Power - A review of current activity and potential to accelerate deployment,” no. March, 2013.
- [65] G. Coccia, G. Di Nicola, and M. Sotte, “Design, manufacture, and test of a prototype for a parabolic trough collector for industrial process heat,” *Renew. Energy*, vol. 74, pp. 727–736, 2015.
- [66] M. Lanchi *et al.*, “Investigation into the Coupling of Micro Gas Turbines with CSP Technology: OMSoP Project,” *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1317–1326, 2015.
- [67] S. Semprini, D. Sánchez, and A. De Pascale, “Performance analysis of a micro gas turbine and solar dish integrated system under different solar-only and hybrid operating conditions,” *Sol. Energy*, vol. 132, pp. 279–293, 2016.
- [68] M. C. Cameretti, G. Langella, S. Sabino, and R. Tuccillo, “Modeling of a Hybrid Solar Micro Gas-turbine Power Plant,” *Energy Procedia*, vol. 82, pp. 833–840, 2015.
- [69] Innova, “www.innova.co.it/eng/.” [Online]. Available: www.innova.co.it/eng/.
- [70] S. Acharya and S. Bhattacharjee, “Stirling engine based solar-thermal power plant with a thermo-chemical storage system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 901–915, 2014.
- [71] G. Prinsloo, R. Dobson, and A. Mammoli, “Model based design of a novel Stirling solar micro-cogeneration system with performance and fuel transition analysis for rural African village locations,” *Sol. Energy*, vol. 133, pp. 315–330, 2016.
- [72] D. Krüger *et al.*, “Pre-design of a Mini CSP Plant,” *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1613–1622, 2015.

- [73] S. Tsoutsou, C. Infante Ferreira, J. Krieg, and M. Ezzahiri, “Building integration of concentrating solar systems for heating applications,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 70, no. 1, pp. 647–654, 2014.
- [74] M. Antonelli, A. Baccioli, M. Francesconi, U. Desideri, and L. Martorano, “Electrical production of a small size Concentrated Solar Power plant with compound parabolic collectors,” *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 1110–1118, 2015.
- [75] K. K. Chong, C. Y. Lim, and C. W. Hiew, “Cost-effective solar furnace system using fixed geometry Non-Imaging Focusing Heliostat and secondary parabolic concentrator,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 1595–1602, 2011.
- [76] Y. . Chen *et al.*, “Report of the first prototype of non-imaging focusing heliostat and its application in high temperature solar furnace,” *Sol. Energy*, vol. 72, no. 6, pp. 531–544, 2002.
- [77] K. E. N’Tsoukpoe *et al.*, “Integrated design and construction of a micro-central tower power plant,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 31, pp. 1–13, 2016.
- [78] N. H. Abu-Hamdeh and K. A. Alnefaie, “Design considerations and construction of an experimental prototype of concentrating solar power tower system in Saudi Arabia,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 117, pp. 63–73, 2016.
- [79] M. Renzi, C. M. Bartolini, M. Santolini, and A. Arteconi, “Efficiency assessment for a small heliostat solar concentration plant,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 39, no. 2, pp. 265–278, Feb. 2015.
- [80] G. Almeico, “[http://www.almecogroup.com/it/pagina/388-vega-wr.](http://www.almecogroup.com/it/pagina/388-vega-wr)” [Online]. Available: [http://www.almecogroup.com/it/pagina/388-vega-wr.](http://www.almecogroup.com/it/pagina/388-vega-wr)
- [81] Meteonorm, “[http://www.meteonorm.com/.](http://www.meteonorm.com/)”
- [82] L. Spezia, C. Massa, R. Emilia, and R. Calabria, “Calcolo semplificato del risparmio annuo di energia in fonte primaria ottenibile con l’installazione di pannelli solari La presente procedura semplificata è derivata dalla metodologia adottata dall’AEEG per l’applicazione dei decreti ministeriali per l’ef,” vol. 2, pp. 2–4, 2004.
- [83] SoDa, “[http://www.soda-pro.com/it/web-services/radiation/helioclim-3-for-free.](http://www.soda-pro.com/it/web-services/radiation/helioclim-3-for-free)” [Online]. Available: [http://www.soda-pro.com/it/web-services/radiation/helioclim-3-for-free.](http://www.soda-pro.com/it/web-services/radiation/helioclim-3-for-free)

Indice delle figure

Figura 1: Consumi energia primaria 1995 - 2013[4]	4
Figura 2: Consumi energetici mondiali in MTEP[4]	9
Figura 3: Mix energetico mondiale nel 1995[4]	9
Figura 4: Mix energetico mondiale nel 2013[4]	10
Figura 5: Consumi energetici europei 1995- 2013[4]	10
Figura 6: Mix energetico europeo nel 1995[4]	11
Figura 7: Mix energetico europeo nel 2013[4]	11
Figura 8: Consumi energetici in Italia 1995-2013[4]	12
Figura 9: Mix energetico italiano nel 1995[4]	12
Figura 10: Mix energetico italiano nel 2013[4]	13
Figura 11: Impianti idroelettrici	14
Figura 12: Impianto geotermico	16
Figura 13: Impianto eolico	17
Figura 14: Spettro della radiazione solare	20
Figura 15: La radiazione solare	21
Figura 16: Curva di Wien con diversi AM	22
Figura 17: Diagramma in coordinate polari	24
Figura 18: Diagramma in coordinate cartesiane	24
Figura 19: Giunzione p-n	26
Figura 20: Polarizzazione inversa	27
Figura 21: Polarizzazione diretta	27
Figura 22: Schema della cella fotovoltaica	29
Figura 23: Curva I-V	29
Figura 24: Influenza dell'irraggiamento	31
Figura 25: Influenza della temperatura	31
Figura 26: Circuito equivalente cella fotovoltaica	32
Figura 27: Variazione R_{shunt} (sinistra) e R_s (destra)	33
Figura 28: Dalla cella al modulo fotovoltaico	35
Figura 29: Impianto solare termico a circolazione naturale	37
Figura 30: Impianto solare termico a circolazione forzata	38
Figura 31: Collettore piano vetrato	39
Figura 32. Collettore in plastica non vetrato	39
Figura 33: Collettore sottovuoto	40
Figura 34: LCOE	42
Figura 35: LCOE in funzione dell'irraggiamento	43

Figura 36: Sunbelt	43
Figura 37: Mappa dell'irraggiamento diretto in Europa	44
Figura 38: Mappa dell'irraggiamento diretto in Italia.....	44
Figura 39: Efficienza al variare del numero delle giunzioni	46
Figura 40: Efficienza delle varie tipologie di celle fotovoltaiche.....	47
Figura 41: Cella a tripla giunzione	48
Figura 42: Range di lavoro dei singoli substrati.....	49
Figura 43: Efficienza quantica cella a tripla giunzione	50
Figura 44: Circuito equivalente 3D	50
Figura 45: Circuito equivalente cella tripla giunzione	51
Figura 46: Efficienza della in funzione delle dimensioni.....	51
Figura 47: Efficienza della cella in funzione della concentrazione e della temperatura	52
Figura 48: Aberrazione cromatica	54
Figura 49: Lente prismatica.....	55
Figura 50: Passaggio da lente sferica a lente di Fresnel	55
Figura 51: Principio di funzionamento della lente di Fresnel.....	56
Figura 52: Ottica di Cassegrain	58
Figura 53: Specchio parabolico	58
Figura 54: Concentratori con ottiche primarie riflesse puntuali, lineari e a V	58
Figura 55: Ottica secondaria XTP	60
Figura 56: Ottica secondaria RTP	60
Figura 57: Ottica secondaria Free-form.....	61
Figura 58: Ottica secondaria FK.....	61
Figura 59: Ottica secondaria CPC	62
Figura 60: Geometrie ottiche secondarie e dimensioni spot luminoso	62
Figura 61: Tracking a singolo asse con angolo d'inclinazione pari all'angolo di latitudine	64
Figura 62 - Tracking biassiale azimut-elevazione	64
Figura 63 - Tracking biassiale sistema polare	65
Figura 64: Sistema dense array.....	66
Figura 65: Ricevitore sistemi dense array	66
Figura 66: Sistemi linear focus.....	67
Figura 67: Sistema point focus con ottica Cassegrain.....	67
Figura 68: Sistema point focus ad ottica rifrattiva.....	68
Figura 69: Componenti sistemi point focus ottica rifrattiva	68
Figura 70: Parabolic trough	71
Figura 71: Ricevitore parabolic trough.....	71
Figura 72: Sistema solar tower	72

Figura 73: Sistema parabolic dish	74
Figura 74. Sistemi parabolic dish ties, stretced membranes e foils	74
Figura 75: Linear Fresnel reflector	76
Figura 76: lunghezza d'onda di lavoro delle singole subcelle	79
Figura 77: Particola cella (wire bonding)	79
Figura 78: Substrato IMS	80
Figura 79: Substrato DBC	81
Figura 80: Cella tripla giunzione con substrato IMS (sinistra), substrato DBC (destra)	81
Figura 81: Ottica secondaria riflessiva	82
Figura 82: Elemento in acciaio per posizionare l'ottica riflessiva	83
Figura 83: Ottica secondaria rifrattiva conica	83
Figura 84: Potenza incidente sulla cella a diverse distanze focali	84
Figura 85: Distribuzione del irraggiamento sulla superficie della cella fotovoltaica - 128 mm	84
Figura 86: Potenza incidente sulle celle con varie errori di allineamento - 128 mm	85
Figura 87: Ottica secondaria rifrattiva free-form	85
Figura 88: Distribuzione dell'irraggiamento sulla superficie della cella fotovoltaica - 128 mm	86
Figura 89: Potenza incidente sulle celle con varie errori di allineamento - 128 mm	87
Figura 90: Banco ottico indoor	88
Figura 91: Spettro di emissione lampada allo xeno	89
Figura 92: Dimensioni della lampada	90
Figura 93: Lampada allo xeno	90
Figura 94: Misumi XYSG60	91
Figura 95: Sistema di movimentazione a 5 assi	91
Figura 96: Compact lab jack	92
Figura 97: Carico elettronico	93
Figura 98: Scheda acquisizione termocoppie	94
Figura 99: Misuratore di potenza Thorlabs	94
Figura 100: Interfaccia programma Java	95
Figura 101: Potenza della lampada rilevata dal misuratore Thorlabs	96
Figura 102: Curve I-V con le ottiche secondarie a 33 mm a 10,15,18 e 20 A	101
Figura 103: Curve P-V con le ottiche secondarie a 33 mm a 10,15,18 e 20 A	103
Figura 104: Curve potenza-distanza con ottiche secondarie	104
Figura 105: Curve corrente di corto circuito-distanza con ottiche secondarie	105
Figura 106: Curve tensione di circuito aperto-distanza con ottiche secondarie	106
Figura 107: Curve fill factor-distanza con ottiche secondarie	107
Figura 108: Cella fotovoltaica DBC con ottica secondaria free-form	108
Figura 109: Curve potenza-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	109

Figura 110: Curve corrente di corto circuito-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	110
Figura 111: Curve tensione di circuito aperto-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	110
Figura 112: Curve fill factor-distanza con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	111
Figura 113: Curve potenza-amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	112
Figura 114: Curve I_{sc} -amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	112
Figura 115: Curve V_{oc} -amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	113
Figura 116: Curve fill factor-amperaggio lampada con ottica secondaria free-form e cella IMS e DBC	113
Figura 117: Posizionamento termocoppie	114
Figura 118: Curve temperatura cella-amperaggio lampada	115
Figura 119: Curve V_{oc} -temperatura cella	116
Figura 120: Curve potenza-distanza con le ottiche secondarie	119
Figura 121: Curve I_{sc} -distanza con le ottiche secondarie	120
Figura 122: Curve V_{oc} -distanza con le ottiche secondarie	120
Figura 123: Inseguitore solare a doppio asse	122
Figura 124: Meccanismo rotazione tilt	123
Figura 125: Meccanismo rotazione di tip	123
Figura 126: Tavolo in alluminio	124
Figura 127: Lente Fresnel	125
Figura 128: Pireliometro montato su sistema inseguimento solare	126
Figura 129: Banco di prova outdoor	127
Figura 130: Potenza-distanza cella IMS e ottiche rifrattive	129
Figura 131: I_{sc} -distanza cella IMS e ottiche rifrattive	129
Figura 132: V_{oc} -distanza cella IMS e ottiche rifrattive	130
Figura 133: Efficienza-distanza cella IMS e ottiche rifrattive	130
Figura 134: Potenza-irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive	131
Figura 135: I_{sc} -irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive	132
Figura 136: V_{oc} -irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive	132
Figura 137: Efficienza-irraggiamento cella IMS e ottiche rifrattive	133
Figura 138: Potenza-irraggiamento con cella IMS e ottiche rifrattive a 121,128 e 136 mm	134
Figura 139: I_{sc} -irraggiamento con cella IMS e ottiche rifrattive a 121,128 e 136 mm	134
Figura 140: V_{oc} -irraggiamento con cella IMS e ottiche rifrattive a 121,128 e 136 mm	135
Figura 141: Potenza-distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form	136
Figura 142: I_{sc} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form	137
Figura 143: V_{oc} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form	137
Figura 144: Efficienza-distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form	138
Figura 145: Potenza-irraggiamento con cella IMS e DBC con ottica free-form	138
Figura 146: I_{sc} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form	139

Figura 147: V_{OC} -distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form.....	139
Figura 148: Efficienza-distanza con cella IMS e DBC con ottica free-form.....	140
Figura 149: V_{OC} -temperatura cella con cella IMS e DBC e ottica free-form.....	141
Figura 150: V_{OC} -temperatura ambiente con cella IMS e DBC e ottica free-form.....	141
Figura 151: Spot luminoso durante le prove outdoor.....	142
Figura 152: Impianto HCPV.....	144
Figura 153: Ottica secondaria riflessiva.....	146
Figura 154: Lente Fresnel con pitch variabile (sinistra), con pitch fisso (destra).....	146
Figura 155: Meccanismo azimut (sinistra) e elevazione (destra).....	147
Figura 156: Sensore.....	147
Figura 157: Sistema ottica primaria - secondaria e cella fotovoltaica.....	148
Figura 158: Inclinometro (sinistra) e sensore magnetico (destra).....	148
Figura 159: Potenza prodotta - irraggiamento 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2.....	150
Figura 160: Potenza - efficienza 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2.....	151
Figura 161: Temperatura ambiente - efficienza 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2.....	152
Figura 162: Potenza prodotta - irraggiamento 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	153
Figura 163: Potenza prodotta - efficienza 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	154
Figura 164: Temperatura ambiente - efficienza 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	155
Figura 165: Potenza prodotta - irraggiamento 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	156
Figura 166: Potenza prodotta - efficienza 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	157
Figura 167: Temperatura ambiente - efficienza 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	158
Figura 168: Confronto potenza prodotta - DNI su tre livelli di temperatura ambiente.....	160
Figura 169: Confronto efficienza - DNI su tre livelli di temperatura ambiente.....	160
Figura 170: Confronto potenza prodotta - Air mass.....	161
Figura 171: Confronto Potenza, efficienza - Air mass, a) 3 ottobre 2014, b) 20 aprile 2015, c) 3 giugno 2015.....	163
Figura 172: Pulizia lenti Fresnel.....	163
Figura 173: Confronto efficienza – temperatura 3 ottobre 2014, a) vela 1, b) vela 2.....	165
Figura 174: Confronto efficienza – temperatura 20 aprile 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	166
Figura 175: Confronto efficienza – temperatura 3 giugno 2015, a) vela 1, b) vela 2.....	167
Figura 176: Direzione e velocità del vento, 20 aprile 2015.....	168
Figura 177: Direzione e velocità, 3 giugno 2015.....	169
Figura 178: Potenza prodotta - DNI, 10 agosto.....	169
Figura 179: Temperature cella e piastra - efficienza, 10 agosto.....	170
Figura 180: Efficienza - temperatura posteriore della cella fotovoltaica.....	171
Figura 181: Errore elevazione.....	172
Figura 182: Errore azimut.....	172

Figura 183: distribuzione errore totale d'inseguimento del singolo giorno	173
Figura 184: Distribuzione errore totale d'inseguimento	173
Figura 185: Prototipo CSP.....	176
Figura 186: Specchio esagonale	178
Figura 187: Sistema d'inseguimento a doppio asse	178
Figura 188: Ricevitore.....	179
Figura 189: Circuito idraulico	181
Figura 190: Pompa Caleffi	181
Figura 191: Componenti pompa Caleffi.....	182
Figura 192: Curve di prevalenza pompa Caleffi.....	183
Figura 193: Datasheet carico	183
Figura 194: Scambiatore di calore aria/liquido	183
Figura 195: Densità del fluido termovettore.....	184
Figura 196: Viscosità cinematica del fluido termovettore.....	184
Figura 197: CSP Core.....	186
Figura 198: CSP User Interface.....	186
Figura 199: CSP Driver	187
Figura 200: Sonda NTC.....	188
Figura 201: Misuratore di portata Altecnic USC.....	188
Figura 202: Perdite di carico misuratore Altecnic USC.....	189
Figura 203: Misuratore di portata Omega	190
Figura 204: Perdite di pressione misuratore Omega.....	191
Figura 205: Pireliometro.....	192
Figura 206: Potenza termica e DNI, 27 agosto 2015.....	194
Figura 207: Efficienza, 27 agosto 2015.....	194
Figura 208: Energia termica prodotta, 27 agosto 2015.....	195
Figura 209: Temperature e delta T, 27 agosto 2015	195
Figura 210: Portata massica, 27 agosto 2015	196
Figura 211: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 27 agosto 2015	196
Figura 212: Potenza termica e DNI, 1 settembre 2015.....	197
Figura 213: Efficienza, 1 settembre 2015.....	198
Figura 214: Energia termica prodotta, 1 settembre 2015	198
Figura 215: Temperature e delta T, 1 settembre 2015.....	199
Figura 216: Portata massica, 1 settembre 2015	199
Figura 217: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 1 settembre 2015.....	200
Figura 218: Potenza termica e DNI, 12 ottobre 2015.....	201
Figura 219: Efficienza, 12 ottobre 2015.....	202

Figura 220: Energia termica prodotta, 12 ottobre 2015.....	202
Figura 221: Temperature e delta T, 12 ottobre 2015	203
Figura 222: Portata massica, 12 ottobre 2015	203
Figura 223: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 12 ottobre 2015	204
Figura 224: Potenza termica e DNI, 2 novembre 2015	205
Figura 225: Efficienza, 2 novembre 2015	205
Figura 226: Energia termica prodotta, 2 novembre 2015	206
Figura 227: Temperature e delta T, 2 novembre 2015	206
Figura 228: Portata massica, 2 novembre 2015.....	207
Figura 229: Portata massica in funzione della temperatura di uscita dal ricevitore, 2 novembre 2015	207
Figura 230: Confronto tra performance simulata e reale, 27 agosto 2015	212
Figura 231: Confronto tra performance simulata e reale, 1 settembre 2015	212
Figura 232: Produzione simulata di energia termica mensile.....	213
Figura 233: Mappa degli specchi.....	215
Figura 234: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 1,1 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore azimutale di 1° (a), 3° (b), 5° (c).....	216
Figura 235: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 1,1 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore zenitale di 1° (a), 3° (b), 5° (c).....	217
Figura 236: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 3,3 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore azimutale di 1° (a), 3° (b), 5° (c).....	219
Figura 237: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 3,3 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore zenitale di 1° (a), 3° (b), 5° (c).....	220
Figura 238: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 5,5 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore azimutale di 1° (a), 3° (b), 5° (c).....	221
Figura 239: Mappa dei raggi riflessi dallo specchio 5,5 alle ore 8 (sinistra) e 12 (destra) con errore zenitale di 1° (a), 3° (b), 5° (c).....	222
Figura 240: Influenza dell'errore d'inseguimento azimutale sulla potenza prodotta	223
Figura 241: Influenza dell'errore d'inseguimento zenitale sulla potenza prodotta	223
Figura 242: Superficie utile degli specchi media mensile	224
Figura 243: Fattore di concentrazione medio mensile.....	225
Figura 244: CSP da 5kW	227